



Relazione 381/2022/I

RELAZIONE ANNUALE  
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE  
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA  
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA  
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI  
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI  
E AMBIENTE

---

31 luglio 2022

**INDICE**

<b>1</b>	<b>Prefazione .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.....</b>	<b>5</b>
2.1.1	Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione.....	5
2.1.2	Attuazione del <i>Clean Energy Package</i> .....	30
<b>3</b>	<b>Il mercato elettrico.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1</b>	<b>Regolamentazione delle infrastrutture.....</b>	<b>32</b>
3.1.1	Unbundling.....	32
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione.....	32
3.1.3	Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione.....	34
3.1.4	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	35
3.1.5	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti.....	38
3.1.6	Norme in materia di qualità e <i>output</i> dei servizi di distribuzione e trasmissione.....	40
3.1.7	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	46
3.1.8	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture.....	46
3.1.9	Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei.....	47
3.1.10	Coordinamento internazionale.....	56
<b>3.2</b>	<b>Concorrenza e funzionamento dei mercati .....</b>	<b>62</b>
3.2.1	Mercati all'ingrosso .....	62
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso .....	69
3.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	72
3.2.2	Mercato al dettaglio.....	74
3.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	94
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza .....	103

<b>4</b>	<b>Il mercato del gas naturale.....</b>	<b>106</b>
<b>4.1</b>	<b>Regolamentazione delle infrastrutture.....</b>	<b>106</b>
4.1.1	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL.....	106
4.1.2	Bilanciamento.....	114
4.1.3	Questioni transfrontaliere.....	116
4.1.4	Attuazione dei Codici di rete e delle line guida.....	117
<b>4.2</b>	<b>Concorrenza e funzionamento dei mercati .....</b>	<b>119</b>
4.2.1	Mercati all'ingrosso .....	119
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso .....	125
4.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	132
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	132
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	144
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza .....	149
<b>4.3</b>	<b>Sicurezza delle forniture.....</b>	<b>149</b>
<b>5</b>	<b>Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie.....</b>	<b>150</b>
5.1.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base) .....	150
5.1.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello) .....	152
5.1.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica .....	154
5.1.4	Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE .....	158
5.1.5	Strumenti a disposizione dei clienti finali.....	159
5.1.6	Accesso ai dati di consumo.....	162
5.1.7	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi .....	163

## 1 PRAFAZIONE

Questo documento, redatto dalla Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, fornisce all'Agencia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea con cadenza annuale un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei compiti regolatori ai sensi degli articoli 59.1.i) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2019/944/CE e 2009/73/CE.

La struttura consolidata del rapporto è stata condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea, in modo che la situazione italiana illustrata nel presente documento sia di facile raffronto con gli analoghi rapporti degli altri Stati Membri.

Nel 2021, per i motivi che tutti conosciamo, il tema della sicurezza della fornitura ha ripreso centralità, sollecitando il rafforzamento di tre fondamentali strumenti come la riduzione della domanda, la diversificazione delle rotte di approvvigionamento e un deciso impulso allo sviluppo delle rinnovabili.

In questo periodo di inedite condizioni di mercato, è stata ed è frequente la richiesta rivolta alla regolazione europea e nazionale di identificare strumenti in grado di mitigare gli impatti rilevanti dei costi energetici sulle imprese e sui consumatori.

Il ruolo dei regolatori in periodi di emergenza è anche quello di fornire un punto di vista tecnico sulle questioni critiche. Il rafforzamento del livello di integrazione dei mercati e delle infrastrutture energetiche europee, un'attenta analisi del funzionamento dei mercati e l'efficacia degli strumenti di copertura dal rischio prezzo sono tutti percorsi da affrontare in maniera coordinata a livello europeo. Senza dimenticare di guardare a soluzioni sperimentate con successo al di fuori dell'Unione Europea.

Il potenziamento delle interconnessioni, l'ulteriore integrazione dei mercati di bilanciamento, il rafforzamento dei meccanismi di solidarietà appaiono le contromisure di medio periodo, sulle quali poggiare una aumentata estrazione di efficienza dai nostri sistemi energetici alle sollecitazioni esterne.

Milano, 2 agosto 2022

IL PRESIDENTE

Stefano Besseghini

## 2 PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

### 2.1.1 Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione

#### Principali novità nell'ambito della legislazione italiana

Anche il 2021 è stato caratterizzato da un'intensa attività legislativa, causata dal protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e dalla necessità di fare fronte ai suoi effetti negativi, nonché dal repentino aumento dei prezzi energetici. I principali provvedimenti dell'anno afferenti ai settori energetici sono sintetizzati nel seguito.

Dal punto di vista legislativo, l'anno è iniziato con la legge 26 febbraio 2021, n. 21 di conversione (con modificazioni) del decreto-legge 31 dicembre 2020, n. 183 che ha, innanzitutto, **differito ulteriormente al 1° gennaio 2023 la cessazione dei regimi di tutela di prezzo** per i clienti finali domestici e le micro-imprese nei settori del gas naturale e dell'energia elettrica. Il provvedimento ha anche disciplinato i tempi e le modalità per la realizzazione della consultazione dei territori interessati dalla Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee alla localizzazione del Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi e del Parco tecnologico<sup>1</sup>, e ha previsto al 30 settembre 2021 il termine per l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), che ha lo scopo di individuare le aree per lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse.

Il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22, recante "Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri", convertito, con modificazioni, in legge 22 aprile 2021, n. 55, ha **istituito il Ministero della transizione ecologica**, cui sono state trasferite le competenze in materia energetico-ambientale che prima erano divise tra il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Tra le altre, sono assegnate a questo Ministero le seguenti funzioni: definizione degli obiettivi e delle linee di politica energetica e mineraria nazionale (autorizzazione di impianti di produzione di energia di competenza statale, compresi quelli da fonti rinnovabili, rapporti con organizzazioni internazionali e rapporti con l'Unione europea nel settore dell'energia, compresi il recepimento e l'attuazione dei programmi e delle direttive sul mercato unico europeo in materia di energia); attuazione dei processi di liberalizzazione dei mercati energetici e promozione della concorrenza nei mercati dell'energia e tutela dell'economicità e della sicurezza del sistema; individuazione e sviluppo delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale e definizione degli indirizzi per la loro gestione; gestione delle scorte energetiche nonché predisposizione e attuazione dei piani di emergenza energetica; sicurezza nucleare e disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi; agro-energie; rilevazione, elaborazione, analisi e diffusione di dati statistici in materia energetica e mineraria; piani e misure in materia di combustibili alternativi e delle relative reti e strutture di distribuzione per la ricarica dei veicoli elettrici; risparmio ambientale anche attraverso tecnologie per la riduzione delle

---

<sup>1</sup> Secondo quanto stabilito dalla legge italiana, assieme al Deposito Nazionale sarà realizzato un Parco Tecnologico, che comprenderà un centro di ricerca applicata e di formazione, aperto a collaborazioni internazionali, dove svolgere studi nel campo dello smantellamento delle installazioni nucleari, della gestione dei rifiuti radioattivi, della radioprotezione e della salvaguardia ambientale.

emissioni dei gas a effetto serra.

Il decreto-legge 22 marzo 2021, n. 41, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19" (c.d. DL Sostegni), convertito, con modificazioni, in legge n. 21 maggio 2021, n. 69, rappresenta il **primo intervento legislativo** assunto **per contenere le conseguenze derivanti dalla tendenza di crescita delle quotazioni delle materie prime sulle bollette energetiche**.

L'art. 6 del provvedimento in esame ha disposto, per i mesi di aprile, maggio e giugno 2021 la riduzione della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione diverse da quelle per usi domestici, nel limite massimo di 600 milioni di euro. Nel dettaglio, la norma ha previsto la riduzione delle voci della bolletta "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema" in modo che:

- fosse previsto un risparmio, parametrato al valore vigente nel primo trimestre dell'anno, delle componenti tariffarie fisse applicate per punto di prelievo;
- per le sole utenze con potenza disponibile superiore a 3,3 kW, la spesa effettiva relativa alle due voci non superasse quella che, in vigore delle tariffe applicate nel primo trimestre dell'anno, si sarebbe ottenuta assumendo un volume di energia prelevata pari a quello effettivamente registrato e un livello di potenza impegnata fissato convenzionalmente pari a 3 kW.

Nell'ambito della conversione in legge del decreto-legge 22 aprile 2021, n. 52, recante "Misure urgenti per la graduale ripresa delle attività economiche e sociali nel rispetto delle esigenze di contenimento della diffusione dell'epidemia da Covid-19" (convertito appunto con modificazioni, dalla legge n. 17 giugno 2021, n. 87) è stato **prorogato al 31 dicembre 2021 il regime temporaneo in materia di esercizio di poteri speciali** (c.d. *golden power*<sup>2</sup>), al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle società operanti in settori reputati strategici e di interesse nazionale, tra i quali l'energia. In particolare, è stato esteso l'ambito di applicazione dell'obbligo di notifica dell'acquisto di partecipazioni e dei relativi poteri esercitabili dal Governo (imposizione di impegni e condizioni e opposizione all'acquisto).

Il decreto-legge 25 maggio 2021, n. 73, recante "Misure urgenti connesse all'emergenza da Covid-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali", convertito, con modificazioni, dalla legge 23 luglio 2021, n. 106, costituisce il **secondo intervento legislativo** assunto per contenere le conseguenze derivanti dalla tendenza di crescita delle quotazioni delle materie prime sulle bollette energetiche. Il decreto, infatti, ha **prorogato (art.5) al mese di luglio 2021 la riduzione, nel limite di spesa di 200 milioni di euro, della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione**, diverse dagli usi domestici, con riferimento alle voci in bolletta "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", previste dall'art. 6 del c.d. DL Sostegni.

Il successivo art. 5-bis, comma 1, anche al fine del contenimento degli adeguamenti delle tariffe del settore elettrico fissate dall'Autorità per il terzo trimestre del 2021:

---

<sup>2</sup> Con la definizione "golden power" si intende un insieme di poteri speciali esercitabili dal Governo, al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle imprese operanti in ambiti ritenuti strategici e di interesse pubblico e nazionale. In caso di "potenziale minaccia di grave pregiudizio" per gli interessi pubblici, il Governo, tenendo conto dei principi di proporzionalità e ragionevolezza, può dunque intervenire, attraverso: l'opposizione all'acquisto di partecipazioni; il veto all'adozione di delibere societarie; l'imposizione di specifiche prescrizioni e condizioni. L'obiettivo è quello di contrastare eventuali operazioni speculative in momenti particolarmente difficili per le aziende italiane pubbliche e private, sempre nel rispetto della normativa europea a tutela della concorrenza.

- ha **destinato 609 milioni** (quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> di competenza del Ministero della transizione ecologica e del Ministero dello sviluppo economico) **al sostegno delle misure di incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica**, che trovano copertura sulle tariffe dell'energia;
- ha trasferito alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) 591 milioni di euro.

Il 13 ottobre 2021 è stata **istituita la Commissione parlamentare di inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti**.

Con il decreto legge 27 settembre 2021, n. 130, recante "Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale", convertito, con modificazioni, dalla legge n. 25 novembre 2021, n. 171, Governo e Parlamento hanno adottato **interventi, per complessivi 3,5 miliardi di euro (inclusa la riduzione dell'IVA sul gas), per attenuare gli effetti degli aumenti del prezzo per l'energia elettrica e il gas naturale per 29 milioni di famiglie, oltre che per 6 milioni di utenze elettriche "non domestiche"**, in larghissima parte micro-imprese e piccole imprese, ma anche **per neutralizzare del tutto l'aumento dei prezzi per i titolari dei bonus sociali**. Nel settore elettrico, lo stanziamento, anche per il quarto trimestre 2021, di ulteriori risorse, pari a 2 miliardi di euro, ha consentito all'Autorità di annullare completamente le aliquote degli oneri generali di sistema per tutti i clienti domestici e per i clienti non domestici, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW, oltre che di confermare il livello delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema, già praticamente dimezzato nel terzo trimestre 2021, per tutti gli altri utenti elettrici (art. 1, commi 1 e 2). Nel settore del gas naturale, l'assegnazione straordinaria di 480 milioni di euro ha permesso all'Autorità di annullare, per il quarto trimestre 2021, per tutti gli utenti, le aliquote delle componenti relative agli oneri generali di sistema del settore del gas, a copertura della promozione dell'efficienza energetica (componenti RE/RE<sub>T</sub>), dei recuperi perequativi per gli esercenti i servizi di ultima istanza (componente UG<sub>3</sub>) e del bonus sociale gas (componenti GS/GS<sub>T</sub>) (art. 2, comma 2). A ciò si aggiunge l'intervento sulle aliquote IVA del gas naturale (art. 2, comma 1), che sono state entrambe abbassate al 5% per tutte le tipologie di utenza. Infine, in virtù di quanto previsto dall'art. 3 del provvedimento in analisi, l'Autorità ha rideterminato in via straordinaria, per il quarto trimestre 2021, le agevolazioni relative alle tariffe elettriche e gas riconosciute ai clienti domestici in situazione di disagio economico e a quelli in gravi condizioni di salute, in aggiunta a quelle già definite per l'anno 2021, grazie allo stanziamento di ulteriori 450 milioni di euro. Come già rilevato, con tale stanziamento è stato possibile neutralizzare completamente, per i clienti titolari di bonus sociale, gli aumenti del quarto trimestre sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale.

Nell'ambito della conversione in legge del decreto legge n. 6 novembre 2021, n. 152, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose" (convertito in legge 29 dicembre 2021, n. 233) è stato adottato l'art. 16-ter, comma 1, che ha stabilito che, **a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per i clienti domestici (1° gennaio 2023), in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela**, secondo gli indirizzi definiti con decreto del Ministro della transizione ecologica. Il comma 2 del medesimo articolo ha **affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni** per assicurare l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici, mediante **procedure competitive da concludersi entro il 10 gennaio 2024**, garantendo la continuità della fornitura di energia elettrica. Il comma 3 ha previsto che, **qualora al 1° gennaio 2023 non siano state adottate le misure** previste dal decreto legislativo n. 210/2021, in tema di mercato interno dell'energia elettrica,

**nei confronti dei clienti vulnerabili e in povertà energetica, continuerebbe ad applicarsi** ai suddetti clienti **il servizio di tutela** secondo gli indirizzi definiti con il decreto del Ministro della transizione ecologica. Il comma 4 ha soppresso la subordinazione dell'obbligo, da parte dei fornitori, di offrire la fornitura di energia elettrica a un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità, alla richiesta del cliente vulnerabile avente diritto. Il comma 5, ai fini dell'individuazione dei clienti vulnerabili, ha demandato all'Autorità anche il compito di definire con propri provvedimenti, d'intesa con il Garante della protezione dei dati personali, le modalità di acquisizione del consenso per il trattamento dei dati sensibili e di trasmissione delle informazioni da parte dell'INPS<sup>3</sup> al Sistema informativo integrato gestito da Acquirente unico. Ancora, l'art. 19-bis ha previsto misure urgenti a sostegno della produzione di energia da fonti rinnovabili.

La legge 30 dicembre 2021, n. 234, "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2022 e bilancio pluriennale per il triennio 2022-2024", ha introdotto numerose disposizioni inerenti ai settori relativamente ai quali l'Autorità svolge la propria azione di regolazione e di vigilanza. I commi da 503 a 512 hanno previsto **misure per contenere l'aumento delle bollette energetiche nel primo trimestre 2022**. Lo stanziamento, pari a circa 3,8 miliardi di euro, è stato così distribuito: 1,8 miliardi di euro per gli interventi sugli oneri generali di sistema per le utenze elettriche domestiche e non domestiche (con potenza disponibile fino a 16,5 kW); IVA al 5% per le somministrazioni di gas metano per usi civili e industriali, che comporta una perdita di gettito stimata in 608 milioni di euro; riduzione pari a 480 milioni di euro, sempre per il primo trimestre, degli oneri generali gas; potenziamento del bonus sociale per un importo di 912 milioni di euro. Viene **prevista la possibilità, per i clienti finali domestici, di rateizzare gli importi fatturati nelle fatture emesse dal 1° gennaio al 30 aprile 2022**, nell'arco temporale di 10 mesi, senza applicazione di interessi. L'Autorità, nel limite di 1 miliardo di euro, definisce anche un meccanismo di anticipo degli importi rateizzati (erogati da CSEA) a favore dei venditori, nel caso in cui l'importo delle fatture rateizzate rappresenti oltre il 3% dell'importo di quelle emesse verso gli aventi diritto al piano di rateizzazione. L'Autorità deve anche definire le modalità di conguaglio o di restituzione, da parte degli esercenti la vendita, dell'anticipazione ricevuta, in modo da consentire il recupero da parte di CSEA del 70% dell'anticipazione entro il mese di dicembre 2022 e della restante quota entro il 2023.

Il comma 514 ha modificato la disciplina del **Fondo nazionale per l'efficienza energetica**, prevedendo una riserva delle risorse a favore dell'erogazione di contributi a fondo perduto, nel limite complessivo di 8 milioni di euro annui, a decorrere dall'anno 2022. Il comma 392 ha **istituito il Fondo per la strategia di mobilità sostenibile** con una dotazione di 2 miliardi di euro per interventi necessari per la lotta al cambiamento climatico e la riduzione delle emissioni per l'attuazione della strategia europea "Fit for 55".

È stato anche approvato il decreto-legge 30 dicembre 2021, n. 228, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi", convertito in legge n. 25 febbraio 2022, n. 15, il quale, all'art. 11, comma 4, **proroga al 31 dicembre 2026 i benefici riconosciuti alle imprese energivore per l'impegno a finanziare la realizzazione di alcune linee di interconnessione con l'estero** e demanda all'Autorità l'aggiornamento delle delibere recanti l'elenco dei paesi esteri nei cui mercati gli assegnatari possono acquistare l'energia elettrica oggetto del servizio di importazione virtuale.

Da ultimo, occorre evidenziare l'approvazione, da parte del Consiglio dei ministri, il 4 novembre 2021,

---

<sup>3</sup> In Italia l'Istituto Nazionale di Previdenza Sociale (INPS) gestisce la banca dati dell'Indicatore Economico della Situazione Economica Equivalente (ISEE) che è l'indicatore che permette la concessione dei bonus per l'energia elettrica e il gas.



del disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021", che contiene alcune disposizioni di rilevante interesse per l'attività dell'Autorità, quali: l'art. 4, in merito alle concessioni di distribuzione del gas naturale; l'art. 5, in tema di concessioni di grande derivazione idroelettrica; l'art. 6, che conferisce una delega al Governo ad adottare un decreto legislativo di riordino della materia dei servizi pubblici locali, anche tramite l'adozione di un apposito testo unico, definendone i principi e i criteri direttivi.

## Sviluppi nel mercato elettrico

### **Principali novità nella regolazione**

Nel maggio 2021 l'Autorità ha chiuso la sperimentazione sulle procedure di *self-auditing* in materia di separazione funzionale per 10 imprese che era stata introdotta nel giugno 2015<sup>4</sup>. Chiudendo la fase di sperimentazione, l'Autorità ha previsto che eventuali aggiornamenti delle procedure di *self-auditing* e dei moduli di controllo ammessi potranno essere disposti dall'Autorità a partire dal 2022 sulla base di future evoluzioni regolatorie in materia e di esigenze di enforcement dell'Autorità.

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 5.250 km di linee e circuiti elettrici e di 910 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna controllata al 29,85% dallo Stato italiano (per mezzo di CDP Reti). Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato. Nel 2021 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 8, contro le 11 dell'anno precedente, per effetto dell'incorporazione degli *asset* di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2021 il gruppo Terna possiede il 99,9% degli elettrodotti nazionali.

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha avviato la **consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021** della RTN, scaduta il 19 ottobre 2021. Fra la documentazione sottoposta a consultazione pubblica, è stato messo a disposizione un rapporto di Terna con analisi costi benefici e altri approfondimenti sul collegamento HVDC Sicilia-Campania (*East Link*). Undici soggetti (associazioni di imprese e i principali operatori nazionali) hanno presentato osservazioni allo schema di Piano, che sono state rese disponibili pubblicamente, assieme alle risposte e alle contro-osservazioni di Terna.

L'Autorità ha monitorato l'implementazione dei precedenti Piani di sviluppo ed effettuato verifiche di coerenza tra il Piano di sviluppo nazionale e il *Ten Year Network Development Plan 2020* di ENTSO-E, inviando anche i propri contributi alle opinioni di ACER n. 4-2021 del 3 maggio 2021 sui progetti contenuti nello schema di *Ten Year Network Development Plan* di ENTSO-E 2020 e n. 5-2021 del 19 luglio 2021 sui Piani di sviluppo nazionali. Inoltre, in linea con le disposizioni del regolamento europeo *Trans-European Networks for Energy*, l'Autorità ha fornito le proprie valutazioni sui progetti candidati a diventare progetti di interesse comune. In esito al processo di selezione, il 19 novembre 2021 la Commissione europea ha pubblicato la quinta lista di progetti di interesse comune, che

---

<sup>4</sup> La delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com aveva previsto, a integrazione della regolazione in tema di *unbundling* funzionale, la possibilità, per le imprese tenute al rispetto di detta regolazione, di adottare su base volontaria modelli di *self-auditing*, consistenti in protocolli di verifiche e controlli ulteriori rispetto a quanto richiesto dalla regolazione, finalizzati ad attestare l'aderenza del risultato della gestione dell'impresa verticalmente integrata alle finalità perseguite dagli obblighi di *unbundling* funzionale; l'adozione di tali modelli comporta la possibilità per l'impresa di ottenere dall'Autorità esenzioni da uno o più degli specifici obblighi previsti dalla regolazione dell'*unbundling*.

include tre progetti di interconnessione in Italia tra l'Italia e i paesi vicini (Corsica, Svizzera e Tunisia).

Al 31 dicembre 2020 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 125 imprese della **distribuzione elettrica**, di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono quattro: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.280.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. La società e-distribuzione (gruppo Enel) è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,5% dell'energia distribuita.

In tema di **qualità della distribuzione**, nel 2021 si registra un lieve miglioramento rispetto al 2020 per la durata media delle interruzioni per utente e un leggero peggioramento per il numero medio delle interruzioni per utente. Si conferma comunque il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni. La durata delle interruzioni senza preavviso si attesta a 41 minuti a livello nazionale e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) si attesta a 3,23 interruzioni per cliente in bassa tensione su base nazionale.

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, nel novembre 2021 si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2020, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. **In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 38,4 milioni di euro di premi netti** (che si determinano come saldo fra le somme di premio e quelle di penalità).

Sulla base dei dati di continuità del servizio elettrico del 2019 e del 2020, l'Autorità ha pubblicato, rispettivamente nei mesi di febbraio e di novembre 2021, l'ottava e la nona graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni; entrambe le graduatorie sono disponibili sul sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Resta invariato l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord Italia e quelli del Sud Italia.

Relativamente alle **richieste di connessione in alta o altissima tensione**, nell'anno 2021 Terna ha ricevuto complessivamente 1.945 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 150 GW. In relazione alle richieste ricevute ha messo a disposizione 952 preventivi (corrispondenti a una potenza complessiva di 56,6 GW), di cui 495 sono stati accettati; per due di questi, corrispondenti a una potenza di 46,8 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), ma al 31 dicembre 2021 nessuna di queste due era stata accettata. Pertanto, in corso d'anno non sono state né realizzate, né attivate le corrispondenti connessioni. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2021 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 143.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 13,5 GW, in relazione alle quali, nell'anno hanno messo a disposizione poco più di 124.200 preventivi, per una potenza totale di circa 7,8 GW. In relazione alle richieste pervenute nel 2021, sono state realizzate nell'anno quasi 63.900 connessioni,

corrispondenti a circa 0,6 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a: 23 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici e 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 9 giorni lavorativi. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2021 sono state effettuate 226.825 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 7,8 giorni lavorativi.

Nel novembre 2020 sono state definite le modifiche alla **disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica**. Nel dicembre 2021 l'Autorità ha posto in consultazione le principali proposte di ulteriore modifica della disciplina per gli anni 2022 e 2023. Dalle risposte alla consultazione è emerso in particolare che nel periodo 2015-2020 il valore medio percentuale delle perdite effettive rispetto all'energia elettrica prelevata dall'insieme delle imprese distributrici è risultato in costante diminuzione passando dal 7,23% del 2015 al 7,01% del 2020; nel 2020, per il 78% delle principali imprese distributrici (che hanno distribuito in quell'anno il 99% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) le perdite effettive sono state inferiori a quelle riconosciute convenzionalmente. Sulla base di tali evidenze, l'Autorità ha prefigurato la riduzione, a partire dal 2022, dei coefficienti convenzionali applicati a fini perequativi per le perdite commerciali sulle reti in bassa tensione e la revisione, a partire dal 1° gennaio 2023, del fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione (attualmente pari al 10,2%), ponendolo pari al 10%. Nel marzo 2022 l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni degli *stakeholder* nell'ambito della consultazione, ha apportato alcune modifiche a quanto proposto inizialmente. In particolare, è stato adottato un percorso di contenimento delle perdite commerciali più cautelativo prevedendone una riduzione rispetto ai valori vigenti nel 2021 sia per il 2022, sia per il 2023. Sono state inoltre introdotte ulteriori misure, volte a mitigare gli effetti della dinamica rialzista dei prezzi dell'energia.

Gli oneri posti in capo al conto A<sub>3</sub> di competenza dell'anno 2021, in relazione all'**incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili**, sono risultati significativamente inferiori a quelli dell'anno precedente, passando da 11.962 a 10.685 milioni di euro. La riduzione è in buona parte riconducibile al drastico incremento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) registrato nella seconda metà dell'anno, per effetto dell'andamento fortemente rialzista dei prezzi delle *commodities* energetiche. L'aumento del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A<sub>3</sub> di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Tale aumento ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

Ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, l'implementazione di meccanismi di remunerazione della capacità presuppone, tra l'altro, che vi sia uno standard di adeguatezza relativamente al valore dell'energia non fornita e al costo del nuovo entrante. A seguito della decisione ACER 2 ottobre, n. 23-2020, con la quale sono state approvate, con modifiche, le metodologie proposte da ENTSO-E in relazione allo standard di adeguatezza, al valore dell'energia non fornita e al costo del nuovo entrante, l'Autorità ha avviato nel dicembre 2020 il procedimento per la predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito allo standard di adeguatezza, richiedendo a Terna di elaborare uno studio sui valori dello standard e delle relative variabili determinanti. Con il decreto 28 ottobre 2021, ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, il Ministro della transizione ecologica ha **stabilito lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano** coerentemente con la proposta dell'Autorità, fissando a **tre ore/anno** il valore obiettivo per l'indicatore di adeguatezza del sistema elettrico, espresso in termini di ore attese di distacco di carico.

La versione definitiva del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) ha confermato la **rilevanza del Mercato della capacità**, ritenendo questo strumento utile a preservare le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico e a promuovere investimenti efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e di un'accelerazione nella penetrazione delle fonti rinnovabili. Nel mese di giugno 2021, il Ministro della transizione ecologica ha, tra l'altro, espresso l'esigenza di svolgere le aste del Mercato della capacità per gli anni 2024 e 2025 entro termini predefiniti. Al fine di consentire lo svolgimento delle aste di capacità relative ai periodi di consegna 2024 e 2025, l'Autorità ha adottato diversi provvedimenti.

Nel corso del 2021 l'**implementazione dei codici di mercato** ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti *Forward Capacity Allocation* (FCA), *Capacity allocation and congestion management* (CACM) ed *Electricity balancing* (EB), nonché il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti. A fine 2021 l'implementazione dei regolamenti FCA, DC (*Demand Connection*) e HVDC (*High voltage direct current network code*) è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie CACM, EB e SO (*System operation*), così come resta da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi del codice RfG (*Requirements for generators network code*).

Il regolamento 943/2019, facente parte del più generale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare: un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati; nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato; specifiche regole per l'adeguatezza del sistema; il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO; nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato. L'Autorità è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

### **Mercati all'ingrosso e al dettaglio**

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2021 la **domanda elettrica** (300,6 TWh) è cresciuta del 5,9%; l'aumento si è registrato in tutti i settori di consumo. La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,5% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), che è aumentata del 2,2%, mentre per il restante 13,5% dal saldo con l'estero.

La **produzione nazionale** lorda ha raggiunto 286,9 TWh, registrando un incremento del 2,3%. La crescita si è avuta, in particolare, nella produzione termoelettrica, che è passata da 161,7 TWh circa a 170 TWh (+5,2%), grazie soprattutto alla maggiore produzione da gas naturale (142 TWh), mentre quella da fonti rinnovabili (114,7 TWh) è risultata complessivamente in lieve diminuzione (-1,9%), a causa della riduzione delle produzioni da bioenergie (-6,9%), idroelettrica (-5,9%) e geotermica (-2,1%), mentre è aumentata considerevolmente la produzione da eolico (10,8%) e la produzione fotovoltaica è salita dello 0,5%. La contribuzione delle due fonti rispetto al totale vede un peso del 59,3% per la produzione termoelettrica e del 40% per quella rinnovabile (41% includendo anche l'idroelettrico da pompaggi). La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni e A2A), è risultata in aumento (33,1% contro il 31,8% del 2020). Nel 2021 la potenza netta complessiva si è attestata sui 116,6 GW (dato provvisorio), che si ripartisce tra un 49,6% di rinnovabile e un 50,4% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto l'8 luglio, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 55 GW (in riduzione del -0,7% rispetto al picco dell'anno precedente). Anche il picco

estivo del 2021 è rimasto lontano dalla punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW). I gruppi con una quota di capacità netta installata superiore al 5% sono quattro: Enel (22%), A2A (8%), Eni (5,4%) ed Edison (5,2%); nel 2020 erano tre (Enel, A2A ed Edison).

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata nel 2021 pari a poco più di 62 TWh (dato preconsuntivo), cioè circa 0,4 TWh in più della quantità incentivata nel 2020.

Coerentemente con il maggiore fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2021, anche il **saldo estero** ha registrato un deciso incremento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 42,8 TWh dai 32,2 TWh dell'anno precedente (+33%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è risalita al 13,5% dal minimo storico registrato lo scorso anno, pari al 10,6%. L'incremento del saldo estero è stato ottenuto sia con l'aumento delle importazioni (17%), sia con la contemporanea riduzione delle esportazioni (-50%). Il maggiore ricorso alle importazioni è dovuto alla necessità di coprire una domanda in aumento, in un anno peraltro di minore penetrazione delle fonti rinnovabili causata dall'insufficiente produzione idroelettrica in un contesto di scarsa idraulicità.

Nel 2021, in un contesto economico caratterizzato da una domanda aggregata in crescita e da un'offerta che cerca di stabilizzarsi dopo l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia, si è registrato un aumento della quantità di **energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia**, pari a 290,4 TWh (+3,6% rispetto al 2020). Tale aumento va riferito ai maggiori acquisti nazionali (286,1 TWh; +5,4%), solo in parte compensato da minori esportazioni (4,3 TWh; -50%). In calo, invece, sono risultati i volumi offerti nel Sistema Italia (472,4 TWh; -5%).

La quota dei volumi scambiati direttamente in borsa è risultata in aumento (221,3 TWh; +5,5%) e ha raggiunto il 76,2% degli scambi totali sull'MGP; la significativa crescita della liquidità è stata favorita da un aumento delle importazioni (48 TWh; +14,6%), parzialmente contenuto dal dimezzamento delle esportazioni (4,3 TWh; -50%); si sono ridotti quasi del 2% i volumi di Acquirente unico, pari al 14% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Hanno continuato a perdere quota anche i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (69,1 TWh, -1,7%).

Dopo il minimo storico del 2020 (38,92 €/MWh), il **prezzo medio annuale di acquisto dell'energia elettrica (PUN)** nel 2021 ha raggiunto il livello record di 125,46 €/MWh, in netto rialzo rispetto al 2020 (+222%) e in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee. L'aumento è stato sostenuto, oltre che dalla ripresa della domanda elettrica, dalla progressione dei costi di generazione termoelettrica, alimentati da quotazioni record del gas naturale, del carbone e della CO<sub>2</sub>.

Sul **Mercato a termine**, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2021 si sono registrati soltanto 7 abbinamenti per un totale di 22 GWh, in netto calo rispetto allo scorso anno (-97%). I volumi complessivamente scambiati nel 2021 sul **Mercato infragiornaliero** (26 TWh) hanno evidenziato un aumento rispetto all'anno precedente (+1,1 TWh; +4%), segnalando l'esigenza di un maggiore aggiustamento dei programmi da parte degli operatori.

In un contesto globale di forte rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche le **quotazioni dell'energia elettrica negli altri paesi europei** hanno segnato incrementi senza precedenti, arrivando a triplicare quelle del 2020. I prezzi nei Mercati del giorno prima si sono attestati mediamente sui 110 €/MWh in Francia e Spagna e sui 97 €/MWh in Germania. In media d'anno i prezzi sono cresciuti del 239% in Francia, del 230% in Spagna, del 218% in Germania e del 475% in area scandinava). Nonostante i meccanismi di *market coupling* abbiano consentito un'efficiente gestione dei flussi transfrontalieri, si è osservata una riduzione della convergenza di prezzo tra i vari paesi, determinata dalle differenze in termini di costo e disponibilità della capacità dei relativi parchi

di generazione. Per Italia, Francia e Germania i prezzi sono stati perfettamente allineati tra loro nel 18% delle ore, mentre il prezzo italiano è risultato più alto di quello francese nel 66% delle ore, di quello austriaco nel 75% delle ore e di quello sloveno nel 52% delle ore. Tale crescita del differenziale tra prezzi italiani ed esteri ha portato a un incremento delle importazioni (48 TWh, +15%) e a un calo delle esportazioni (4,3 TWh, -51%). Inoltre, le esportazioni verso la Grecia (0,5 TWh; -81% rispetto al 2020) hanno risentito dell'indisponibilità del transito per un numero di ore rilevante (circa il 30%).

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori) mostrano che nel 2021 la ripresa economica, resa possibile dalla massiccia campagna vaccinale che ha attenuato le misure restrittive imposte nel 2020 per contrastare l'epidemia da Covid-19, ha riportato in crescita i consumi di energia elettrica: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati **venduti nel mercato retail** 253 TWh a circa 37 milioni di clienti, di cui 29,9 milioni domestici e 7,1 milioni non domestici. Rispetto al 2020 il consumo totale di energia elettrica è aumentato quasi del 5%, mentre i consumatori sono diminuiti dello 0,1%. L'incremento dei consumi non domestici è stato significativo per la ripresa delle attività del settore industriale e più ancora delle costruzioni, mentre il recupero del terziario è rimasto limitato dall'andamento comunque elevato dei contagi in corso d'anno. Ma anche i consumi del settore domestico, complice la permanenza nelle abitazioni anche per il diffondersi del lavoro svolto in modalità remota e un'estate più calda del 2020 che ha spinto l'uso dei condizionatori, hanno registrato una discreta crescita. I punti di prelievo del settore domestico sono rimasti sostanzialmente invariati (+0,2%), mentre quelli del settore non domestico sono diminuiti (-2%), come già lo scorso anno. Più precisamente, le famiglie hanno acquistato complessivamente 60,7 TWh contro i 59,8 TWh del 2020, registrando quindi un aumento dell'1,5%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 181,2 a 191,9 TWh, mettendo a segno un aumento del 5,9%, insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2021, il numero di **clienti domestici** è risultato pari a 29,9 milioni, di cui 12,4 milioni serviti in maggior tutela e 17,5 milioni nel mercato libero: è proseguito quindi il sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela, cominciato nel 2020. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 58,5%, contro il 54,3% del 2020. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2021, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 60,7% dal 57,1% dell'anno precedente. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.925 kWh/anno contro 2.111 kWh/anno, ma i valori mostrano comunque che i consumi elettrici delle famiglie italiane sono piuttosto contenuti.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese<sup>5</sup> e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW<sup>6</sup>, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021; pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2021 comprendono ancora quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione per i quali la tutela di prezzo è tuttora consentita, vale a dire quelli delle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli di queste micro-imprese, la quota di elettricità venduta nel **servizio di tutela** risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'11,2% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 38,4% dei punti di prelievo totali).

---

<sup>5</sup> Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

<sup>6</sup> Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero, vengono rifornite nell'ambito del **servizio a tutele graduali** da un venditore selezionato con gara pubblica. Nel 2021 il servizio ha servito 226.000 punti di prelievo, pari allo 0,6% di tutti i clienti del mercato elettrico, cui ha fornito 4,6 TWh, cioè l'1,8% dell'energia venduta nel mercato totale.

Con 216,5 TWh venduti, nel 2021 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita all'85,7% (60,7% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel **servizio di salvaguardia** è rimasta invariata all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo).

Nel 2021 lo **switching** dei clienti domestici è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi. Il 15,7% dei clienti domestici – circa 4,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 17,9% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 13,1% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2020 corrispondevano al 14,2% dell'energia prelevata. L'esclusione dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di **switching** dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato: 18,7% in termini di clienti e quasi il 30% in termini di volumi. Il 2021, tuttavia, è stato un anno di ripresa economica e la maggiore domanda di energia di per sé costituisce uno stimolo alla ricerca di nuove e più favorevoli condizioni di fornitura. Gli aumenti dei prezzi delle materie prime internazionali che hanno fatto rincarare in modo straordinario i prezzi dell'energia elettrica e del gas anche in Italia, sono da considerare quale ulteriore stimolo all'attività di **switching**. Nel corso del 2021, anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un significativo tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 19,4% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 20,5%) e il 26,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 14%. Complessivamente, nel 2021 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,3 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sotesi, circa 43,2 TWh, che corrispondono al 21,3% dei volumi acquistati dai non domestici.

Lato offerta, anche nel 2019 è cresciuto ancora una volta in maniera decisa il **numero dei venditori sul mercato retail**, confermando una tendenza di espansione che procede ininterrottamente dalla liberalizzazione del 2007. Indipendentemente dall'andamento dei consumi elettrici, in effetti, ogni anno si assiste a un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, la cui quota complessiva di mercato è però ferma da anni intorno al 15%.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 16,9 per la clientela domestica e 25,5 per la clientela non domestica. Delle 16,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,8 sono **acquistabili solo online** (erano 4,5 nel 2020), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2021 il 9,7% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,5% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 25,5 offerte mediamente proposte ai clienti solo 4,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete e solo il 4,9% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online. Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che l'81,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 18,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 16% dei clienti domestici.

I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 54,9% di questi ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 45,1% dei clienti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che nei contratti a prezzo fisso validi nel 2021 il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento era più conveniente di almeno il 30% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

Nei contratti a prezzo variabile l'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio è la modalità più frequente sia nei contratti ai clienti domestici (67,2%), sia in quelli ai clienti non domestici (51,6%). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 27,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico sono risultati pari al 3,9% dei clienti domestici con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata hanno raccolto solo lo 0,5% delle famiglie. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 6,4% dei casi; una piccola quota (2,7%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF).

Circa il 20% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume.

Circa la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti di acquisto dell'energia elettrica in vigore nel 2021 è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo; tra i servizi aggiuntivi la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (41,5%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (30,2%). Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2021 la quota di coloro che ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi è lievemente diminuita al 50,9% (era al 53,2% nel 2020). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono anche servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,8% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (11,7%). I risultati ottenuti per i clienti non domestici<sup>7</sup> mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (22,9%).

Un certo interesse riscuote anche la fornitura di servizi energetici accessori (3,3%), come pure la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%). Il 20% dei contratti a prezzo fisso acquistati non include alcun servizio aggiuntivo; tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, la quota di coloro che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è salita al 53,2%. Anche tra questi clienti si rileva un elevato interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (25,7% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (12,2%). Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 67,8% ne è privo. Un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio

---

<sup>7</sup> L'incidenza delle risposte relative a "una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 3,9% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 2,8% dei clienti con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.



aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (27,3% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (3%).

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si evince che nel 2021 il livello di **concentrazione del mercato retail** è lievemente diminuito. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 46,1% delle vendite complessive, mentre era al 46,9% nel 2020. L'indice HHI è sceso a 1.379 da 1.446 registrato nel 2020. Il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% è rimasto invariato a 4: si tratta dei gruppi Enel (quest'anno con una quota del 34,5% che nel 2020 era pari al 35,6%), A2A (con una quota del 6,3%), Edison (5,3%) e Axpo (5%). La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata, seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è molto bassa e stabile. Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione

Nel 2021 il valore medio della componente di costo di approvvigionamento del **prezzo dell'energia elettrica** è risultato pari a 14,27 c€/kWh nel servizio di maggior tutela e a 14,03 c€/kWh nel mercato libero. Pertanto, relativamente alla componente a copertura dei costi di approvvigionamento e dei servizi di commercializzazione, il mercato libero è risultato mediamente meno oneroso dell'1,7%. La convenienza del mercato libero è per lo più spiegabile con la presenza di contratti a prezzo fisso, che hanno arginato i forti aumenti verificatisi nei mercati all'ingrosso nel corso del 2021, in particolare nella parte finale. A riprova di ciò, vi è il fatto che il costo di approvvigionamento nel servizio di maggior tutela è aumentato mediamente del 75% rispetto all'anno precedente, mentre nel mercato libero l'aumento è stato solo del 9%; tale marcata diversità è alla base del ribaltamento della valutazione di convenienza rispetto all'anno precedente.

Complessivamente, nel 2021 i casi di mancato rispetto degli standard di **qualità commerciale del servizio di vendita** che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo, nel settore elettrico sono stati 25.335, il 95,8% dei quali legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. Il 68,8% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 23,8% dai clienti del mercato tutelato e il restante 7,4% da altri clienti. Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero: nel 2021, infatti, il 70,4% degli indennizzi totali erogati, superiori a 1,1 milioni di euro, aveva come destinatari i clienti del mercato libero.

Nell'ambito delle **misure sui prezzi finali di vendita** l'Autorità, in attuazione della legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (legge di bilancio 2022), ha definito le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Nell'ambito delle attività di **indagine e ispezione** sul mercato della vendita nel 2021 l'attività di controllo dell'Autorità è stata svolta attraverso controlli documentali (in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore, nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità) e verifiche ispettive in loco, riguardanti temi prioritari come la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Tra le **misure per la promozione effettiva della concorrenza**, anche nel 2021 vi sono state diverse

iniziative di comunicazione per il superamento della maggior tutela. In particolare, l'Autorità ha definito e comunicato ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura per informare il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; le informative hanno anche fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET. Inoltre, in considerazione dell'entrata in vigore del servizio a tutele graduali, nel primo semestre 2021 gli esercenti la maggior tutela, con riferimento ai soli clienti finali forniti nel servizio a tutele graduali per il periodo di assegnazione provvisoria, hanno trasmesso una specifica informativa in bolletta che ha dato contezza ai clienti interessati della fine del servizio di maggior tutela indirizzandoli, per maggiori informazioni, a una pagina dedicata del sito internet dell'Autorità o al numero verde dello Sportello per il consumatore energia e ambiente.

## Sviluppi nel mercato del gas

### **Principali novità nella regolazione**

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha avviato la revisione dei **criteri di determinazione dell'*x-factor* per il servizio di stoccaggio del gas naturale** per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025; gli orientamenti dell'Autorità, posti in consultazione, sono per la determinazione di un livello di *x-factor* che garantisca il trasferimento agli utenti del servizio di eventuali maggiori (o minori) recuperi di produttività realizzati nei primi anni del periodo regolatorio entro il periodo regolatorio stesso.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato la **regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale** (RMTG) che definisce il riassetto del servizio e le relative responsabilità, definendo in particolare le responsabilità e il perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; i requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; i livelli predefiniti di qualità del servizio e l'incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; il sistema di monitoraggio dei requisiti e dei livelli di qualità.

In tema di **infrastrutture del gas**, in Italia sono nove le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale (10.316 km) e regionale (24.937 km): tre per la Rete nazionale e otto per la Rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas. Il gruppo Snam possiede il 92,9% delle reti. Il gas naturale liquefatto viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i tre terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto) e a Livorno (in Toscana). L'impianto di Panigaglia è della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione massima di 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m<sup>3</sup>). Il terminale di Cavarzere è una struttura *off-shore* situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo con una capacità di rigassificazione annua di 8 G(m<sup>3</sup>) e di circa 26,4 M(m<sup>3</sup>)/g. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m<sup>3</sup>)/g, è riservata all'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, che ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni, cioè sino all'anno termico 2032-2033; il rimanente 20%, insieme all'eventuale capacità non utilizzata, è offerta sul mercato attraverso procedure di sottoscrizione di capacità. Il terminale di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana, deriva dalla conversione di una nave metaniera in un Terminale galleggiante di rigassificazione ancorato a circa 22 km al largo della costa tra Livorno e Pisa. La sua massima capacità di rigassificazione giornaliera è di 15 M(m<sup>3</sup>)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m<sup>3</sup>).

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit,

Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Stogit, che appartiene al gruppo Snam, è la principale impresa di stoccaggio che possiede 10 delle 15 concessioni. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2021-2022, che si è concluso il 31 marzo 2022, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,7 G(m<sup>3</sup>), di cui 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 90%. La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,5 milioni di metri cubi standard/giorno.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 268.138 km di rete. Nel 2020 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 188 (cinque in meno del 2020), di cui 6 molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 42 con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 500.000 e 140 con meno di 50.000 clienti. Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), ma la loro quota in termini di gas distribuito è rimasta stabile intorno all'82% e, anzi, nell'ultimo triennio è salita all'85%. Complessivamente i 188 operatori attivi nel 2021 hanno distribuito 32,3 G(m<sup>3</sup>), 2,2 G(m<sup>3</sup>) in più dell'anno precedente, a 24 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.495 concessioni in 7.298 comuni.

La regolazione della **qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas** ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. Per il 2021 si registra un lieve aumento della rete ispezionata rispetto al 2020 e comunque una quota di rete ispezionata stabile al 75%. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la serie storica del tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica), aggiornata al 2021 mostra un valore medio nazionale pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2020. Relativamente al numero di dispersioni localizzate nelle reti a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti (per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità) si riscontra un leggero aumento sia per le dispersioni localizzate su rete interrata, di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea.

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. Nel 2021 sono state realizzate 92 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 72 con condotte in alta pressione e 20 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 83,6 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 32,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, si osserva un lieve peggioramento per le connessioni in alta pressione e, all'opposto, un miglioramento per quelle realizzate in media pressione. Il 41% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno. Nel caso delle **reti di distribuzione locale** si è osservata una **lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate**: nel 2021 è risultato pari a 104.960 rispetto alle 106.996 del 2020 (-2%). Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (92,7%) e la restante condotte in media pressione. Si è registrato un allungamento dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 18,5 a 26,1 giorni lavorativi), mentre per le connessioni alle reti in media pressione i tempi di realizzazione sono rimasti invariati rispetto al 2020 e pari a 8 giorni lavorativi.

Nel corso del 2021 sono state adottate alcune modifiche alla **disciplina del settlement** approvata nel 2018 ed entrata in vigore il 1° gennaio 2020; sono state approvate, tra l'altro: modifiche per ottimizzare le tempistiche delle attività necessarie alla definizione dei bilanci definitivi del gas; modifiche delle modalità applicative della disciplina dei corrispettivi di scostamento. Nell'agosto

2021 l'Autorità ha anche proposto l'introduzione di un **meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione** circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e quelli prelevati dai clienti finali alimentati attraverso i medesimi punti. Inoltre, l'Autorità ha proposto un'integrazione del quadro regolatorio in tema di prelievi fraudolenti e perdite localizzate (gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di impianti o condotte della rete di distribuzione).

In tema di **accesso e sviluppo del sistema di trasporto** è da segnalare che nel maggio 2021 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la proposta di **incremento di capacità per il gasdotto TAP** relativa al *Market test* effettuato nel 2019. Inoltre, nel giugno 2021 l'Autorità, sempre in accordo con i regolatori ERE e RAE, ha approvato il documento "*Guidelines for the 2021 Market Test of Trans Adriatic Pipeline*" con il quale è stato avviato un nuovo *Market Test* per il 2021. Infine, nel corso dell'anno l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla disciplina in materia di accesso alle reti di trasporto, e ha disposto che: gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero siano valutati in kWh, cioè nella stessa unità di misura impiegata per le nomine degli utenti e che presso i punti interconnessi con paesi esteri diversi dalla Svizzera e dagli stati dell'Unione europea, ovvero i punti di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia), vi sia la possibilità (a determinate condizioni) di presentare una richiesta di conferimento di capacità annua anche ad anno termico avviato secondo il criterio temporale del *first come first served*.

Nell'ambito del procedimento per la **valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2019 e 2020**, nel dicembre 2021 l'Autorità ha presentato gli orientamenti relativi agli incentivi al mantenimento in esercizio delle reti, ai criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e ai criteri di restituzione al sistema di ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*. Nel giugno 2021 ha **avviato la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2021**, nell'ambito della quale è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani. Il procedimento di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2021 è ancora in corso e sarà condotto congiuntamente al procedimento di valutazione dei Piani relativi al 2022.

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici di servizio in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi. Nel corso del 2021, sono stati **approvati e/o aggiornati diversi codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione**, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio.

### **Mercati all'ingrosso e al dettaglio**

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2021 il consumo lordo di gas naturale è cresciuto di 5,2 G(m<sup>3</sup>), attestandosi a 76,4 G(m<sup>3</sup>) dai 71,2 G(m<sup>3</sup>) del 2020.

Con i consumi tornati a crescere e una **produzione nazionale** giunta al minimo storico (3,3 G(m<sup>3</sup>), in riduzione del 16,7% rispetto al 2020), i **volumi di gas importato** hanno coerentemente evidenziato un incremento del 9,9%, sfiorando i 73 G(m<sup>3</sup>), un valore di quasi 2 G(m<sup>3</sup>) superiore a quello del 2019. Nel 2021 le importazioni hanno registrato anche l'apporto del gas proveniente

dall'Azerbaijan giunto in Italia attraverso il TAP, il gasdotto che approda in Puglia e che ha cominciato a funzionare alla fine del 2020. Nel 2021, però, anche le **esportazioni** sono fortemente cresciute. I volumi di gas esportato sono quintuplicati rispetto al 2020, salendo da 316 M(m<sup>3</sup>) a 1,5 G(m<sup>3</sup>). L'incremento delle esportazioni, che si è manifestato specialmente nell'ultimo trimestre dell'anno, è stato favorito dall'abbondanza di gas che ha reso il gas italiano più conveniente rispetto a quello acquistabile al TTF. I volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,6 G(m<sup>3</sup>) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il gas in stoccaggio. Pertanto, come detto, il consumo interno lordo nel 2021 è risultato pari a 76,4 G(m<sup>3</sup>), un valore del 7,3% superiore a quello del 2020, ma anche del 2,6% superiore rispetto ai livelli pre-pandemia del 2019. Il livello di **dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è tornato a crescere; il 93,5% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero (nel 2020 questa quota era pari al 92,8%). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo netto nel 2021 è risultato pari a 74,1 G(m<sup>3</sup>), un valore dell'8,3% superiore a quello del 2020.

La principale novità del 2021 nelle importazioni di gas è rappresentata dai quantitativi di gas azero che sono giunti in Italia attraverso il gasdotto TAP. Il gasdotto è entrato in esercizio alla fine del 2020 e nel suo primo anno intero di funzionamento ha condotto in Italia ben 7,2 G(m<sup>3</sup>) di gas, portando l'Azerbaijan al terzo posto nella classifica dei paesi da cui importiamo gas naturale. Un notevole incremento si è registrato nelle importazioni dall'Algeria, che con 7,3 G(m<sup>3</sup>) in più rispetto al 2020 risultano quasi raddoppiate. Anche dalla Russia sono giunti in Italia 0,7 G(m<sup>3</sup>) in più rispetto al 2020, con una crescita del 2,4%. Al contrario, nel 2021 si è manifestata una flessione, sebbene di differente entità, da tutti gli altri paesi da cui storicamente il gas viene acquistato. Nel 2021, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 40% (era al 42,9% nel 2020), mentre la quota dell'Algeria è risalita dal 22,8% al 30,8%. Al terzo posto per importanza, come si è appena detto, si è posizionato l'Azerbaijan con una quota del 9,9%. Nella classifica vi sono poi: il Qatar, da cui arriva il 9,4% del gas complessivamente importato in Italia (10,5% nel 2020), seguito dalla Libia, la cui quota è al 4,4%, e dalla Norvegia, che è al 2,7% (era al 10,4% nel 2020). La quota del GNL americano è scesa dal 2,6% all'1,5%, mentre si è praticamente azzerata la quota del gas olandese, che si è andata assottigliando nel tempo ed è giunta ora allo 0,4%; l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) si è quindi fortemente ridotta dall'11,8% al 3,1%.

I gruppi societari che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono diventati cinque: Eni, Edison, Enel e Royal Dutch Shell, come nel 2020, a cui si è aggiunto Azerbaijan Gas Supply Company, la società che importa il gas azero in Italia. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per l'87,3% di tutto il gas approvvigionato. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), con una quota complessiva per i quattro (85%) di poco inferiore a quella del gas approvvigionato. L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2021 sotto il profilo della **vita residua** mostra che il 23,1% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 28% nel 2020) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 40% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Anche tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una brusca flessione, per poi risalire costantemente; nel 2021 ha raggiunto il 40% e riguarda un quantitativo complessivo di 33 G(m<sup>3</sup>).

Nel 2020 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è per la prima volta diminuita del 6,7%, essendo scesa a 360,6 dai 386,4 G(m<sup>3</sup>) toccati nel 2020.

Complessivamente, il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) è sceso a 342,1 G(m<sup>3</sup>), con una riduzione del 7,5% rispetto allo stesso dato del 2020, da valutare tenendo conto dell'impatto dell'emergenza pandemica sul 2020, che aveva fatto salire le vendite all'ingrosso in misura rilevante. Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 285,1 G(m<sup>3</sup>) in diminuzione del 9,3% rispetto al 2020, 57 G(m<sup>3</sup>) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un incremento del 3,1% rispetto al 2020, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 18,4 G(m<sup>3</sup>), anche questi ultimi in netto aumento (11,3%). I gruppi industriali che nel 2021 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5 come nel 2020. Più precisamente, i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (18,2%), Engie (13,3%), Alpiq (7,7%), Enel (7,3%) ed Edison (7,1%). I primi tre gruppi coprono insieme il 39,2% della domanda totale, una quota in calo rispetto a quella dello scorso anno (che era 42%). Nel 2021 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è diminuito, come pure il volume di gas venduto. Infatti, 190 venditori (10 in meno del 2020) hanno venduto complessivamente 29 G(m<sup>3</sup>) in meno del 2020; pertanto il volume medio unitario è calato quasi del 5%, da 1.572 a 1.501 M(m<sup>3</sup>). Si tratta della prima diminuzione dal 2012. Nel 2021 il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets e Alpiq), infatti, è risultata del 28%, al di sotto del già esiguo 29,7% calcolato nel 2020.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Nel 2021 il numero dei sottoscrittori del PSV è aumentato di due unità, attestandosi a 233 soggetti. Il numero degli operatori, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni è notevolmente aumentato, essendo passato da 137 del 2020 a 199 del 2021 (+45%), mentre il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) è leggermente diminuito da 53 a 49 unità. I volumi *over-the-counter* scambiati presso il PSV sono cresciuti del 2,1%, da 105 a 107 G(m<sup>3</sup>). I volumi con consegna forzata al PSV sono invece fortemente diminuiti (-68%; da 3,6 a 1,2 G(m<sup>3</sup>)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è rimasto sostanzialmente invariato a circa 108 G(m<sup>3</sup>). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un significativo incremento, +19%, seppure inferiore a quello dei due anni precedenti (rispettivamente pari a 77% e 58%). I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 26 G(m<sup>3</sup>) dai 22 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+16%) ai quali si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+55%). Il *churn rate* è sceso a 3,2 (era 3,6 nel 2020).

Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** nel 2021 sono stati scambiati volumi complessivi per 131 TWh in aumento rispetto al 2020 (+15%). Tale crescita riflette il significativo aumento dei consumi nazionali, che hanno raggiunto il livello più alto dell'ultimo decennio (circa 807 TWh). A differenza del 2020, nel 2021 la maggiore liquidità si osserva sul **Mercato del giorno prima** (45,4 TWh; +51%) e, in particolare, nella sessione di negoziazione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile mostra livelli di scambio più alti nell'ultimo trimestre dell'anno, con il mese di ottobre che ha più che raddoppiato i volumi rispetto al 2020 (+128%). Al secondo anno di operatività, il **comparto AGS**, nel quale il Responsabile del bilanciamento (RdB) si approvvigiona delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, ha registrato scambi per un totale di 33,8 TWh (+32% rispetto al 2020), quasi totalmente riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (90% dei volumi). Si è manifestato, invece, un calo dei volumi scambiati sul **Mercato infragiornaliero** (44,1 TWh; -5,6%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni dell'RdB (13,1 TWh; -23%), mentre sono aumentati i volumi scambiati da altri operatori (31 TWh; +4%), pari al 70% del totale scambiato nel comparto. Le negoziazioni sul **Mercato del gas in stoccaggio** (MGS) evidenziano scambi pari a

5,1 TWh, per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a operatori terzi (2,8 TWh; -36% sul 2020), sia alle movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (2,3 TWh; +37% sul 2020). Durante l'anno non si osserva alcuna sessione attivata da Snam Rete Gas sul **Mercato dei prodotti locational** (MPL).

Relativamente ai prodotti negoziati a termine sul **Mercato a termine**, si continua a osservare una diminuzione degli scambi con 10 abbinamenti relativi esclusivamente ai prodotti mensili, per un totale di 33 GWh andati in consegna nel 2021. Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto "royalties" della **P-GAS** con 1,3 TWh di volumi consegnati nel 2021 e precedentemente negoziati.

I **prezzi registrati sulle diverse piattaforme** possono essere ricondotti a una media annuale di circa 46 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* al PSV (47,20 €/MWh; +347%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, rispettivamente pari a 46,30 €/MWh per MGP-GAS e 46,70 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV. Anche i prezzi del comparto MGS risultano dinamicamente allineati a quelli degli altri mercati, a eccezione del mese di dicembre, per il quale si registra un livello più basso.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2021 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio poco più di 57 G(m<sup>3</sup>)**, ai quali vanno aggiunti 240 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 57,3 G(m<sup>3</sup>), con un aumento di 1,8 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2020. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero della transizione ecologica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 18,4 G(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75,7 G(m<sup>3</sup>), cioè a un valore paragonabile ai 74,1 G(m<sup>3</sup>) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. La risalita dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppure in misura più netta (8,3%), è dovuta soprattutto a una significativa ripresa dei settori produttivi.

Nel 2020 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente (+13 unità attive). Poiché il gas venduto è aumentato, complessivamente, del 3,1%, e il numero dei venditori è aumentato in misura minore (2,8%), il volume medio unitario di vendita è lievemente cresciuto, in media dello 0,3%, passando da 117,2 a 117,6 M(m<sup>3</sup>), ma l'allargamento del numero dei venditori erode questo valore da molti anni (basti pensare che nel 2010 il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m<sup>3</sup>)). Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 485, ha venduto nel 2021 oltre 300 M(m<sup>3</sup>); insieme, queste società coprono l'83,7% di tutto il gas venduto nel mercato al dettaglio. L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente tuttavia una valutazione più corretta delle quote di mercato e del **livello di concentrazione nel mercato retail**. Nessuna variazione è emersa nelle prime quattro posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel ed Hera. Come nel 2020, la quota del gruppo Eni è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 18,4% al 17,1%, perché le vendite del gruppo si sono ridotte di quasi mezzo miliardo di metri cubi (-4%). Al contrario, le quote dei gruppi Edison ed Enel sono leggermente cresciute: dal 13,5% al 13,9% nel caso di Edison e dall'11,8% al 12,4% nel caso di Enel. Ciò grazie a un risultato nelle vendite di entrambi i gruppi nettamente positivo: rispetto al 2020, infatti, i quantitativi collocati nel mercato al dettaglio dal gruppo Edison sono cresciute del 5,9%, mentre quelli venduti dal gruppo Enel sono aumentati dell'8,5%. Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono accorciate rispetto al 2020. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison si è ridotta al 3,2% (nel 2020 era al 4,9%), quella tra il gruppo Edison e il gruppo Enel è scesa all'1,5% dall'1,8% ottenuto nel

2020. Anche le vendite del gruppo Hera hanno registrato un significativo aumento, pari al 9,2%, ma la distanza tra questo e il gruppo Enel resta ampia (poco meno di sette punti percentuali). Nel 2021 della concentrazione nel mercato della vendita finale nel 2021, nella media di tutti i settori, è leggermente diminuito, ma gli andamenti sono differenziati tra i settori. Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è rimasto invariato a 4. Inoltre, nel 2021 i primi tre gruppi controllano il 43,4%, mentre nel 2020 la quota era pari al 43,7%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 782, pochissimo inferiore quindi a quello del 2020, che era pari a 788. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione tende a salire quasi in tutti i settori: fanno eccezione solo quello industriale e le attività di servizio pubblico, oltre che il comparto non domestico nel suo complesso.

Come detto, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2021 sono stati venduti 75,5 G(m<sup>3</sup>) – di cui 18,4 destinati all'autoconsumo e 57 alla vendita – a 21,6 milioni di punti di riconsegna. Complessivamente, rispetto al 2020 le vendite di gas sono aumentate del 5%, ma tale incremento si è realizzato anche grazie a un forte contributo degli autoconsumi. Complessivamente questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti un incremento dell'11,3%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 51,2 G(m<sup>3</sup>), hanno evidenziato un aumento del 4%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 5,9 G(m<sup>3</sup>), sono scese del 15,2%. Grazie anche a un favorevole andamento climatico i consumi del settore domestico sono saliti del 3,4%, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,5%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono aumentati da 47,2 a 50 G(m<sup>3</sup>), registrando quindi un incremento del 5,9%. I consumi del terziario (commercio e servizi, insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 3,6%, passando da 7,5 a 7,8 G(m<sup>3</sup>).<sup>7</sup>

Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'89% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 10,3% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 34,6% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 65,4% acquista nel mercato libero. Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2021 ha raggiunto il 63,9% per le famiglie e l'85,2% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2020 i valori erano, rispettivamente, del 61% e dell'84%. In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 36,8%; nel 2020 era risultata pari al 39,6%. Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che il 97,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m<sup>3</sup>. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di **switching**, cioè del numero di punti di riconsegna che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2021, è risultata complessivamente pari all'11,6%, ovvero al 13,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Rispetto al 2020 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi. Anche nel 2021 l'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (benché la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 2 milioni e 500.000 clienti domestici, equivalenti a una quota dell'11,5% (e corrispondente a una porzione di volumi del 13,2%); rispetto al 2020 i cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici si sono ampliati di un punto percentuale. Gli usi non domestici (escluse le attività di servizio pubblico) che hanno modificato il proprio fornitore nel 2021 sono stati complessivamente l'11,6% del totale in termini di punti di riconsegna, nonché il 13,9% in termini di volumi, manifestando una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti.



Anche nel settore gas, come già detto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. La **media delle offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 11,8 per la clientela domestica, a 5,8 per i condomini con uso domestico e a 13,8 per la clientela non domestica. Delle 11,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,1 sono **acquistabili solo online**; l'interesse delle famiglie verso tali le offerte nel 2021 si è lievemente ridotto, in quanto è risultato che solo il 7,2% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2020 tale quota era pari al 7,9%). Se guardiamo ai condomini, invece, delle 5,8 offerte mediamente proposte a questa clientela, 3,6 sono sottoscrivibili attraverso la rete, ma solo il 4,6% dei punti di riconsegna intestati a condomini risulta avere effettivamente sottoscritto il contratto online. Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,8 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,7 sono sottoscrivibili online; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è significativo, visto che il 39% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta attraverso internet.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita, è risultato che il 72,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 27,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre meno di un terzo dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono all'incirca a metà tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, leggermente più numerosi (56,3%), e quelli che, invece, hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (43,7%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è più ampio per i condomini, mentre è relativamente piccolo per i domestici.

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, scelta dal 56,4% dei clienti domestici, da quasi tre quarti (73,3%) dei punti di riconsegna intestati ai condomini con uso domestico e dal 56,3% dei punti di riconsegna per altri usi; l'altra modalità di indicizzazione più diffusa è legata all'andamento del prezzo del gas al TTF (*Title Transfer Facility*), scelta dal 34,2% dei clienti domestici, dal 13,7% dei condomini e dal 26,2% dei non domestici. In tutti i casi, inoltre, nel 2021 la prima si è rivelata più conveniente della media dei contratti a prezzo variabile, mentre la seconda ha condotto a un valore medio della componente di approvvigionamento più elevato della media di tutti i contratti indicizzati.

Il 4% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo indicato dal contratto stesso; percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti. Il 35,1% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto**; percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti (14% dei condomini e 14,4% dei clienti non domestici).

Nei questionari dell'*Indagine annuale* sul 2021 è stata indagata anche la **presenza di servizi aggiuntivi** nei contratti di vendita del gas naturale. Diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono una combinazione di servizi aggiuntivi non è molto elevata; essa riguarda, infatti, circa l'8% dei clienti domestici, lo 0,5% dei condomini e poco meno dell'1% dei non domestici.

I risultati ottenuti per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 60% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 21,5% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,4%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (8,1%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere la garanzia di offerta verde al 100% (8,8%) e i servizi energetici accessori (5%); anche per questi clienti, il contratto privo di servizi aggiuntivi mostra un prezzo tra i più elevati, superato solo dai servizi energetici accessori e dalla fornitura di altri prodotti o servizi offerti insieme al gas. Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo variabile: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari a circa il 71%, mentre sale al 90% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è abbastanza conveniente per i clienti a prezzo variabile. Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa, in media il 90% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

L'analisi dei dati raccolti nell'*Indagine annuale* evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 52,3 c€/m<sup>3</sup>, un livello che non ha precedenti nell'ultimo decennio. Tale prezzo nel 2020 era pari a 33,9 c€/m<sup>3</sup>; pertanto, nell'ultimo anno vi è stato un aumento di 12,3 c€/m<sup>3</sup>, equivalente al 54,4%. L'incremento, si registra nell'anno dei più forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, più sensibili alle oscillazioni delle quotazioni dei mercati internazionali.

I clienti domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi (e quindi da una maggiore incidenza delle quote fisse), presentano un prezzo medio totale più elevato (65,49 c€/m<sup>3</sup>), mentre per la ragione opposta l'industria presenta un prezzo complessivo più basso (39,9 c€/m<sup>3</sup>). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico, quelle commerciali e la generazione elettrica.

L'andamento dei prezzi dal 2011 per i clienti con usi domestici (famiglie e condomini), suddivisi a seconda delle principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, conferma anche per il 2021 una minore economicità, in media, del mercato libero. Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela. La differenza, che nel corso del tempo si è mantenuta intorno al 13%, si è ridotta scendendo all'8,6%, verosimilmente per la forte diffusione nel mercato libero di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni internazionali della materia prima gas avvenuta nel corso del 2021. Anche la classe dei clienti con consumi tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno (in prevalenza condomini) presenta prezzi più elevati nel mercato libero, senza un

restringimento del differenziale nell'ultimo anno. Un andamento analogo si registra per i clienti più grandi (consumi tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno, quasi esclusivamente condomini), ma quest'ultima classe dimensionale è marginale per i consumi di tipo domestico. L'evoluzione dell'ultimo anno dipende dal fatto che mentre nel servizio di tutela tutte le classi dimensionali presentano un aumento percentuale abbastanza simile intorno al 20%, nel mercato libero l'evoluzione è nettamente differenziata e compresa tra l'aumento dell'8% per i clienti più piccoli e quello del 36% per quelli più grandi.

Dall'analisi basata sui dati comunicati dai 367 venditori per il settore del gas, i **tempi medi effettivi per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione** eseguite si attestano rispettivamente a 17,70 e 29,23 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità (rispettivamente pari a 30 e 60 giorni). Anche i **tempi medi effettivi di risposta alle richieste di informazione** risultano essere largamente inferiori allo standard generale, ovvero, nel complesso, di 6,48 giorni solari. Per quanto riguarda le **rettifiche di doppia fatturazione**, invece, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi di rettifica effettivi risultano essere nel complesso di 18,04 giorni solari. Nel 2021 le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 156.407 reclami scritti, 133.063 richieste di informazione, 11.400 rettifiche di fatturazione e 607 rettifiche di doppia fatturazione. I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore del gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 17.885 (+5,2% rispetto al 2020); nel 91,7% questi casi sono dovuti al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami dei clienti. Nel corso dell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti del settore del gas per un ammontare complessivo di oltre 785.000 euro.

Nel 2021 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 27.714 reclami scritti, in diminuzione del 14,2% rispetto all'anno precedente, e 27.511 richieste di informazione scritte, anch'esse in diminuzione del 6,9%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.667 (-32,6%) e 69 (-46,1%). Complessivamente, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 2.204. Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 96.975 euro.

## Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio (secondo livello). Le attività relative al livello base sono svolte su scala nazionale da Acquirente Unico, per conto dell'Autorità, mediante lo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** (Sportello) che fornisce le risposte alle chiamate al *call center*, alle richieste scritte di informazioni, alle richieste di attivazione di procedure speciali informative e ai reclami di secondo livello.

Le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, nel 2021, ammontano a 630.083, in forte aumento (+31%) rispetto al 2020; di queste, 563.816 sono state gestite e 66.267 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2020, sono aumentati sia il tempo medio di attesa (229 secondi contro 174) sia il tempo medio di conversazione (241 secondi contro 227), per effetto della pressione sul *call center* esercitata dal forte aumento delle chiamate e della molteplicità di quesiti posti in ciascuna chiamata. Quasi la totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas (605.608, corrispondenti

al 96% del totale).

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2021 ha ricevuto 18.834 domande, il 40% in più dell'anno precedente. Quasi tre quarti delle richieste di informazioni è riconducibile a tre soli argomenti: il "bonus sociale" (25%), la "fatturazione" (19%) e il "mercato" (18%). Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici; nel 2021 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 36%, per un totale di 43.756 casi (il 70% per il settore elettrico, il 20% per quello del gas e il 10% per entrambi i settori). Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.041 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è risolta con il primo reclamo), per i quali lo Sportello informa il cliente in merito alle procedure di conciliazione utilizzabili per risolvere la controversia, che possono essere attivate ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di conciliazione.

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la **soluzione delle problematiche e delle controversie** insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative, anche per le **procedure speciali risolutive** lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interlocuzione con il personale dello Sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia. Nel 2020, sono pervenute allo Sportello 11.298 richieste di attivazione di procedure risolutive, in netto aumento rispetto al 2020 (+22%).

Il **Servizio conciliazione dell'Autorità** è una procedura di risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari. Nel 2021 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 16.795 domande, 595 in più dell'anno precedente. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2021, simile all'anno precedente, conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 58% delle richieste presentate (9.784 domande); seguono i clienti gas, con il 31% (5.210 domande, i clienti *dual fuel* con il 10% (1.688 domande) e i *prosumer* con l'1% (113 domande). In merito all'esito delle domande pervenute al Servizio, nell'80% dei casi vi è stata l'ammissione alla procedura, mentre le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 70%; tali percentuali sono in linea con l'anno precedente. Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 58 giorni, 5 in meno del 2020, verosimilmente per un minore impatto delle ondate pandemiche.

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione delle norme,

ha istituito nel dicembre 2015 l'**Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (Alternative Dispute Resolution)**. Al 31 dicembre 2021, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 28 organismi ADR. Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese dalle 1.084 del 2020 alle 1.048 del 2021; tale dato risente anche del fatto che 2 organismi non hanno ricevuto domande per problematiche relative alla pandemia. Quasi la metà delle domande (44%) è stata presentata dal cliente attraverso un'associazione di consumatori.

Fin dal 2009 è attivo un meccanismo di protezione rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un **bonus, cioè uno sconto sulla fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale**. Al fine di colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che si è sempre mantenuto su livelli considerevoli, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124 ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus siano riconosciuti automaticamente agli aventi diritto (che sono i soggetti il cui ISEE<sup>8</sup> in corso di validità sia compreso nei limiti previsti dalla normativa) e, dunque, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. Pertanto, nel gennaio 2020 l'Autorità ha avviato il procedimento per rendere operativa tale disposizione. Nel febbraio 2021 l'Autorità ha quindi approvato le modalità applicative del **regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico**, interamente sostitutive della regolazione del precedente sistema "a domanda". Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del provvedimento il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane "a domanda" e che continua a essere gestito attraverso un sistema a parte. La nuova regolazione produce effetti, in termini di riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto, a partire dal 1° gennaio 2021, coerentemente con quando disposto dal decreto-legge 124/19. Tenuto conto dei tempi richiesti per lo sviluppo dei correlati sistemi informatici, il meccanismo è entrato in operatività dal 1° giugno 2021, perciò sono state definite le modalità per il riconoscimento agli aventi diritto di eventuali quote di bonus 2021 maturate prima di tale data.

Nel contesto dei forti incrementi dei prezzi delle materie prime energetiche manifestatisi nel 2021, il decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, ha, tra l'altro, previsto il rafforzamento dei bonus sociali elettrico e gas al fine di minimizzare, per i clienti domestici svantaggiati, gli incrementi di spesa per la fornitura previsti per il quarto trimestre 2021, stanziando complessivamente 450 milioni di euro. L'Autorità ha dato immediata attuazione al decreto. In aggiunta a queste misure, nel dicembre 2021 ha dato attuazione all'articolo 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234 (c.d. legge di bilancio 2022), che ha previsto un ulteriore rafforzamento dei bonus elettrico e gas nel primo trimestre 2022, al fine di minimizzare gli aumenti di spesa previsti per il primo trimestre 2022 per la fornitura di energia elettrica e gas ai clienti domestici economicamente disagiati, fino a concorrenza dell'importo di 912 milioni di euro.

Nel 2021, che è stato il primo anno con il nuovo meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus, il numero di cittadini che hanno ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è triplicato rispetto all'anno precedente, passando da 854.900 a 2.529.566, di cui 2.487.599 (+209%) per disagio economico e 41.967 (+2,2%) per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) è stato pari a circa 488 milioni di euro, con un aumento del 260%. I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati

---

<sup>8</sup> Indicatore della Situazione Economica Equivalente: è lo strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie in Italia. È un indicatore che tiene conto di reddito, patrimonio e delle caratteristiche di un nucleo familiare (per numerosità e tipologia).

per il 31% al Nord, per il 16% al Centro e per il 53% nel Sud e nelle Isole. Il 46% dei beneficiari sono nuclei familiari fino a 2 componenti, il 40% con 3 o 4 componenti, il 14% con più di 4 componenti.

Anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico sono triplicate, passando da 543.963 a 1.537.884 (+183%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2021 è stato pari a circa 209 milioni di euro (+174%); tale importo non comprende gli spettanze delle famiglie servite da forniture condominiali, il cui processo automatico di individuazione è in corso. Relativamente alle famiglie beneficiarie (titolari di forniture dirette), la loro distribuzione per numero di componenti appare simile al settore elettrico, mentre risulta invece diversa la distribuzione territoriale, che vede la prevalenza del Nord (43%), seguito da Sud e Isole (37%) e dal Centro (20%).

Anche nel 2021 sono continuate le azioni dell'Autorità mirate ad accompagnare i consumatori finali nel **percorso di superamento delle tutele di prezzo**. Come stabilito dall'Autorità, quindi, le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2021 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Consumi, il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Al 31 dicembre 2021 le offerte presenti nel database del Portale Offerte sono risultate complessivamente 3.886, di cui 1.934 di mercato libero e 1.952 offerte PLACET. Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.036 offerte, per quello del gas naturale 1.814; le offerte *dual fuel* erano 36.

### 2.1.2 Attuazione del *Clean Energy Package*

La legge 22 aprile 2021, n. 53 è il provvedimento che ha definito i principi e i criteri direttivi per la delega al Governo per l'implementazione nell'ordinamento italiano delle norme del *Clean Energy Package*, con particolare riferimento:

- alla direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (art. 5);
- alla direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione) (art. 12);
- all'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), e del regolamento (UE) 941/2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (art. 19).

In attuazione di tale legge sono poi stati emanati: il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. Decreto Red II); il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante "Attuazione della direttiva UE 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE" e altri decreti di recepimento delle direttive europee.

All'inizio del 2020 è stato pubblicato il **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)**, che è stato inviato alla Commissione europea dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con quello delle infrastrutture e dei trasporti, ai sensi del c.d. regolamento *governance* (regolamento (UE) 1999/2018). Il Piano, ampiamente descritto nell'*Annual Report 2020* (al quale si rimanda) contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento degli obiettivi europei di energia e clima al 2030. Il Governo italiano sta ora lavorando alla sua implementazione.

Il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 (recante "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure", convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108) ha **definito una governance** idonea all'attuazione tempestiva del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) nell'ambito di un quadro normativo nazionale finalizzato a semplificare e ad agevolare la realizzazione dei traguardi e degli obiettivi stabiliti dallo stesso PNRR, dal PNC (Piano nazionale per gli investimenti complementari) e dal PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima); inoltre ha previsto, tra le altre **disposizioni**, quelle **finalizzate ad accelerare le procedure per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica** contenuti nel PNIEC e nel PNRR, con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 30); altre disposizioni volte alla **semplificazione delle norme per gli impianti di accumulo e fotovoltaici** e all'**individuazione delle infrastrutture per il trasporto del GNL in Sardegna** (art. 31); infine, previsioni di semplificazione in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e **semplificazione delle procedure di repowering** (art. 32).

## 3 IL MERCATO ELETTRICO

### 3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

#### 3.1.1 Unbundling

Nel maggio 2021 l'Autorità ha chiuso<sup>9</sup> la sperimentazione sulle procedure di *self-auditing* in materia di separazione funzionale, per le imprese Lereti (già ACSM AGAM), Servizi a Rete (divisioni gas ed energia elettrica), AIM Vicenza, Centria, Cogeser, Deval, Edma Reti Gas, Novareti, Set Distribuzione, Serenissima Gas, Erogasmet.

Tale sperimentazione era stata introdotta<sup>10</sup> nel giugno 2015 stabilendo, a integrazione della regolazione in tema di *unbundling* funzionale, la possibilità per le imprese a essa soggette di adottare su base volontaria modelli di *self-auditing* consistenti in protocolli di verifiche e controlli ulteriori rispetto a quanto previsto dalla regolazione, finalizzati ad attestare l'aderenza del risultato della gestione dell'impresa verticalmente integrata alle finalità perseguite dagli obblighi di *unbundling* funzionale, a fronte di esenzioni di alcuni degli obblighi previsti dal Testo Integrato *Unbundling* Funzionale (TIUF) che non fossero previsti da norme primarie.

Chiudendo la fase di sperimentazione, l'Autorità ha previsto che:

- eventuali aggiornamenti delle procedure di *self-auditing* e dei moduli di controllo ammessi potranno essere disposti dall'Autorità a partire dal 2022 sulla base di future evoluzioni regolatorie in materia e di esigenze di *enforcement* dell'Autorità;
- gli esiti dei controlli effettuati tramite le procedure di *self-auditing* siano trasmessi annualmente, all'Autorità;
- vi sia la collaborazione ad attività di controllo e ispettive da parte dell'Autorità quale condizione del riconoscimento dell'ammissione e del mantenimento delle procedure di *self-auditing* e delle connesse deroghe;
- gli esiti dei procedimenti di chiusura della fase di sperimentazione delle procedure di *self-auditing* siano acquisiti, al fine di integrare il TIUF con disposizioni in merito alle modalità di ammissione alle procedure di *self-auditing* per la generalità delle imprese.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha intimato<sup>11</sup> a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia di separazione funzionale.

#### 3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 75.250 km di linee e circuiti elettrici e di 910 stazioni di smistamento e di conversione. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna. La partecipazione di controllo di Terna, pari al 29,85%, è detenuta da CDP

---

<sup>9</sup> Delibere 25 maggio 2021, 213/2021/R/com e 214/2021/R/com.

<sup>10</sup> Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

<sup>11</sup> Delibera 16 novembre 2021, 496/2021/E/com.



Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti<sup>12</sup>. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato.

Nel 2021 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 8 contro le 11 dell'anno precedente per effetto dell'incorporazione degli asset di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Terna Crna Gora e Monita Interconnector (le società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, entrato in esercizio nel dicembre 2019), Edyna Transmission (che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige), Seasm del gruppo A2A, Nord Energia ed Eneco Valcanale, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*). Gli asset di Arvedi Trasmissione, che operava nella zona di Cremona, sono stati ceduti al gruppo Terna a maggio 2021, così come quelli di Megareti, del gruppo Agsm Verona, sono stati acquisiti dal gruppo Terna nel dicembre 2021. Nel mese di giugno, invece, la società El.It.E. è stata incorporata dalla società Rete.

Considerando quindi gli asset di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2021 il gruppo Terna possiede 75.165 km di cavi, cioè il 99,9% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,7% delle 910 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Al 31 dicembre 2020 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 125 imprese della **distribuzione elettrica** (una in meno del 2020), di cui solo 10 servono un numero di clienti superiore a 100.000 e insieme servono il 98,1% di tutti gli utenti. Le imprese con più di 500.000 punti di prelievo sono quattro: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren): tutte hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.280.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. Nel 2021 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di quasi 3.500 km, di cui circa 1.300 in bassa tensione e circa 2.200 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate. La società e-distribuzione (gruppo Enel) è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,5% dell'energia distribuita. Seguono, nello stesso ordine del 2020: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,4% e Ireti (gruppo Iren) con l'1,3%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

---

<sup>12</sup> Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

### 3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

#### Consultazione dello schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021

Nell'agosto 2021 l'Autorità, ha avviato<sup>13</sup> la consultazione dello schema di Piano di sviluppo 2021, ai sensi di legge<sup>14</sup> e delle disposizioni dell'Autorità<sup>15</sup>, fissando la scadenza della consultazione al 19 ottobre 2021. Fra la documentazione sottoposta a consultazione pubblica, è stato messo a disposizione un rapporto di Terna con analisi costi benefici e altri approfondimenti sul collegamento HVDC Sicilia-Campania (*East Link*). L'Autorità ha richiesto a Terna di organizzare un *webinar* pubblico sul Piano, che si è tenuto il 6 ottobre 2021. Prima del *webinar*, i soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire a Terna quesiti specifici sullo schema di Piano decennale, entro il 21 settembre 2021.

Alla consultazione hanno partecipato undici soggetti tra associazioni di imprese e principali operatori del mercato elettrico, presentando osservazioni allo schema di Piano, che sono state rese disponibili pubblicamente, assieme alle risposte e alle contro-osservazioni di Terna.

#### Monitoraggio dell'implementazione dei piani di sviluppo

L'Autorità ha monitorato l'implementazione dei precedenti Piani di sviluppo ed effettuato verifiche di coerenza tra il Piano di sviluppo nazionale e il *Ten Year Network Development Plan 2020* di ENTSO-E, inviando anche i propri contributi alle opinioni di ACER n. 4-2021 del 3 maggio 2021 sui progetti contenuti nello schema di *Ten Year Network Development Plan* di ENTSO-E 2020 e n. 5-2021 del 19 luglio 2021 sui Piani di sviluppo nazionali.

#### Contributi dell'Autorità al processo di selezione dei progetti di interesse comune

In linea con le disposizioni del regolamento (UE) 347/2013 c.d. *Trans-European Networks for Energy*, l'Autorità ha fornito le proprie valutazioni sui progetti candidati a diventare progetti di interesse comune. Si tratta dei più importanti progetti di infrastrutture energetiche con impatto transfrontaliero, che intendono costruire un mercato interno dell'energia dell'Unione europea più integrato e resiliente e perseguire gli obiettivi in materia di energia e clima, e che devono essere una priorità per i Piani di sviluppo nazionali.

In esito al processo di selezione, il 19 novembre 2021 la Commissione europea ha pubblicato la quinta lista di progetti di interesse comune, che include i seguenti progetti di interconnessione tra l'Italia e i paesi vicini:

- PCI 2.4 Codrongianos (IT) - Lucciana (FR) - Suvereto (IT), SA.CO.I 3;
- PCI 2.14 Thusis/Sils (CH) - Verderio Inferiore (IT), *Greenconnector*;
- PCI 2.33 Sicily (IT) - Tunisia node (TN), ELMED, già numerato come PCI 3.27.

---

<sup>13</sup> Comunicato del 9 agosto 2021.

<sup>14</sup> Art. 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

<sup>15</sup> Delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel.

### 3.1.4 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

#### Tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha approvato<sup>16</sup> la regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per gli anni 2020-2023 (NPR2). Come in precedenza, anche nell'NPR2 continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi di ciascuna impresa distributrice. Nel dicembre 2021 sono state determinate<sup>17</sup> le tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2022.

#### Disciplina delle perdite di rete commerciali

Nel novembre 2020 sono state definite<sup>18</sup> le modifiche alla disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica. Il provvedimento ha stabilito i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite di natura commerciale da applicare all'energia elettrica a fini perequativi per gli anni 2019-2021, prevedendone una riduzione in ragione dei tassi di miglioramento degli anni 2016-2018. Conseguentemente, sono stati anche rivisti, a valere dal 1° gennaio 2021, i fattori di perdita standard<sup>19</sup> da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione, portando il fattore convenzionale di perdita riconosciuto per i prelievi a un livello equivalente al 10,2% (dal precedente 10,4%).

Nel dicembre 2021 l'Autorità ha illustrato<sup>20</sup> le principali proposte di ulteriore modifica della disciplina per gli anni 2022 e 2023. Le proposte tengono conto dei costi riconosciuti alle imprese distributrici, comunicati all'Autorità dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), nonché di alcune ulteriori informazioni richieste alla medesima CSEA sull'andamento delle perdite effettive nel corso del periodo 2015-2020. Dalle risposte è emerso in particolare che:

- nel periodo 2015-2020 il valore medio percentuale delle perdite effettive rispetto all'energia elettrica prelevata dall'insieme delle imprese distributrici è risultato in costante diminuzione passando dal 7,23% del 2015 al 7,01% del 2020;
- nel 2020, per il 78% delle principali imprese distributrici (che hanno distribuito in quell'anno il 99% dell'energia elettrica complessivamente prelevata) le perdite effettive sono state inferiori a quelle riconosciute convenzionalmente;
- per tutti gli anni oggetto di analisi, una situazione complessiva di sostanziale credito delle imprese distributrici verso il sistema, in relazione ai saldi di perequazione.

Sulla base di tali evidenze, l'Autorità ha prefigurato:

- la riduzione, a partire dall'anno 2022, dei coefficienti convenzionali applicati a fini perequativi per

---

<sup>16</sup> Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

<sup>17</sup> Delibere 28 dicembre 2021, 621/2021/R/eel e 623/2021/R/eel.

<sup>18</sup> Delibera 10 novembre 2020, 449/2020/R/eel.

<sup>19</sup> Tabella 4 del Testo integrato *settlement* (TIS).

<sup>20</sup> Documento per la consultazione 21 dicembre 2021, 602/2021/R/eel.

le perdite commerciali sulle reti in bassa tensione, ponendoli:

- nel 2022, pari a 0,9% nella zona Nord, 1,72% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud;
- nel 2023, pari a 0,89% nella zona Nord, 1,67% nella zona Centro e 4,63% nella zona Sud;
- la revisione, a partire dal 1° gennaio 2023, del fattore percentuale convenzionale di perdita per i punti di prelievo in bassa tensione, ponendolo pari al 10%.

Nel marzo 2022 l'Autorità, tenendo conto delle osservazioni degli *stakeholder* nell'ambito della consultazione, ha apportato<sup>21</sup> alcune modifiche a quanto proposto inizialmente. In particolare, è stato adottato un percorso di contenimento delle perdite commerciali più cautelativo prevedendo, rispetto ai valori vigenti nel 2021, una riduzione media annua del 4% sia per il 2022 che per il 2023, fissando i coefficienti convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare all'energia elettrica a fini perequativi:

- per il 2022, pari a 0,92% nella zona Nord, 1,77% nella zona Centro e 5,13% nella zona Sud;
- per il 2023, pari a 0,90% nella zona Nord, 1,71% nella zona Centro e 4,87% nella zona Sud.

Sono state inoltre introdotte ulteriori misure, volte a mitigare gli effetti della dinamica rialzista dei prezzi dell'energia, che prevedono:

- per il biennio 2022-2023, una limitazione al prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica utilizzato per la valorizzazione del saldo di perequazione, commisurata ai valori del periodo 2016-2018;
- per il biennio 2022-2023, l'introduzione di una clausola di garanzia per il sistema che faccia sì che il risultato economico complessivo della gestione delle perdite di una determinata impresa distributrice sia pari a zero, qualora tale risultato comporti, per effetto dell'applicazione della limitazione di prezzo del punto precedente, una posizione di credito dell'impresa verso il sistema;
- per il 2022, l'introduzione di una clausola di garanzia da attivare a beneficio dell'impresa distributrice qualora l'applicazione dei nuovi fattori di perdita conduca a un risultato economico complessivo sfavorevole nella gestione delle perdite.

### **Reintegro degli oneri per la mancata corresponsione delle tariffe di rete**

A novembre 2020 l'Autorità ha introdotto<sup>22</sup> le prime disposizioni per il reintegro ai distributori di energia elettrica degli oneri derivanti dal mancato percepimento delle tariffe di rete. Si tratta di un meccanismo di copertura degli eventuali oneri connessi a situazioni eccezionali di morosità, che prevede di procedere a una valutazione dei crediti inesigibili dalle imprese distributrici maturati dal 1° gennaio 2016, data di prima applicazione del Codice di rete tipo<sup>23</sup> in tema di garanzie e di fatturazione del servizio.

Tale meccanismo, attivabile su istanza presentata dal distributore, riguarda crediti afferenti all'applicazione di corrispettivi tariffari per servizi di misura, distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, di corrispettivi per prelievi di energia reattiva, di componenti tariffarie a copertura di

---

<sup>21</sup> Delibera 22 marzo 2022, 117/2022/R/eel.

<sup>22</sup> Delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel.

<sup>23</sup> Delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel.

meccanismi perequativi e di promozione della qualità del servizio, nonché di contributi per prestazioni specifiche.

Nel corso del 2021 la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) ha gestito l'attuazione delle disposizioni suddette. Hanno presentato istanza per accedere al meccanismo 11 imprese di distribuzione, richiedendo complessivamente la reintegrazione di quasi 165 milioni di euro, relativi a crediti inesigibili maturati tra il 1° gennaio 2016 e i primi mesi del 2020. Per i periodi successivi verrà definita una nuova procedura coordinata con le disposizioni<sup>24</sup> varate nel 2018 per i crediti inesigibili relativi agli oneri generali di sistema. Gli orientamenti in materia sono stati esposti nella consultazione avviata nel settembre 2021<sup>25</sup>.

### Stato dell'incentivazione alle fonti rinnovabili e assimilate

Gli oneri relativi all'incentivazione alle fonti rinnovabili e assimilate posti in capo al conto A<sub>3</sub> nel 2021 sono risultati significativamente inferiori a quelli dell'anno precedente, come evidenziato nella Tavola 3.1.

**Tavola 3.1 Dettaglio degli oneri in capo al conto A<sub>3</sub>**

ONERI DI COMPETENZA (Milioni di euro)	2020		2021	
	VALORE	QUOTA	VALORE	QUOTA
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	0	0,0%	0	0,0%
Ritiro certificati verdi	6	0,1%	4	0,0%
Conversione CV in incentivi	2.613	21,8%	3.073	28,8%
Fotovoltaico	6.145	51,4%	5.865	54,9%
Ritiro dedicato	72	0,6%	11	0,1%
Tariffa omnicomprensiva	2.065	17,3%	1.225	11,5%
Scambio sul posto	164	1,4%	90	0,8%
Incentivi amministrati FER	677	5,7%	306	2,9%
Autoconsumo e comunità energetiche	0	0,0%	0	0,0%
Altro	1	0,0%	1	0,0%
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>11.743</b>	<b>98,2%</b>	<b>10.575</b>	<b>99,0%</b>
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	144	1,2%	36	0,3%
Oneri CO <sub>2</sub> assimilate	75	0,6%	74	0,7%
Copertura certificati verdi assimilate	0	0,0%	0	0,0%
Risoluzione CIP6	0	0,0%	0	0,0%
<b>TOTALE ASSIMILATE</b>	<b>219</b>	<b>1,8%</b>	<b>110</b>	<b>1,0%</b>
<b>TOTALE ONERI A<sub>3</sub></b>	<b>11.962</b>	<b>100,0%</b>	<b>10.685</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

La riduzione è in buona parte riconducibile al drastico incremento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) registrato nella seconda metà dell'anno, per effetto dell'andamento fortemente rialzista dei prezzi delle *commodities* energetiche. L'aumento del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A<sub>3</sub> di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Tale aumento ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto

<sup>24</sup> Delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel.

<sup>25</sup> Documento per la consultazione 14 settembre 2021, 380/2021/R/eel.

in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

La componente tariffaria che alimenta il conto  $A_3$  ( $A_{SOS}$ ) a partire dal terzo trimestre 2021 è stata oggetto di manovre straordinarie che ne hanno ridotto il livello in maniera significativa, al fine di compensare almeno in parte gli impatti dell'aumento del prezzo dell'energia sui clienti finali.

In particolare, nel terzo trimestre 2021 il livello della componente  $A_{SOS}$  è stato ridotto di circa il 50% rispetto al trimestre precedente, mentre nel quarto trimestre 2021 tale livello è stato mantenuto in termini generali ma sono state annullate le aliquote per tutti i consumatori domestici e per quelli con altri usi che sono serviti in bassa tensione e con potenza disponibile fino a 16,5 kW.

Le manovre suddette non sarebbero state comunque sostenibili senza i contributi da parte del Bilancio dello Stato stabiliti dai decreti-legge 73/2021 e 130/2021.

### 3.1.5 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

#### Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

La versione definitiva del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) ha confermato la rilevanza del Mercato della capacità, ritenendo questo strumento utile a preservare le condizioni di adeguatezza del sistema elettrico e a promuovere investimenti efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e di un'accelerazione nella penetrazione delle fonti rinnovabili.

Nel mese di giugno 2021 il Ministro della transizione ecologica ha, tra l'altro espresso l'esigenza di svolgere le aste del Mercato della capacità per gli anni 2024 e 2025 entro termini predefiniti.

Al fine di consentire lo svolgimento delle aste di capacità relative ai periodi di consegna 2024 e 2025, l'Autorità ha adottato diversi provvedimenti, aventi principalmente a oggetto:

- la determinazione dello standard di adeguatezza e del valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano, ai sensi del regolamento (UE) 943/2019;
- la verifica delle modifiche e integrazioni alla disciplina e alle disposizioni tecniche di funzionamento del Mercato della capacità, proposte da Terna;
- l'approvazione della versione aggiornata del regolamento sulle modalità di abilitazione e partecipazione al Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) delle Unità di consumo per il Mercato della capacità (UCMC);
- la definizione dei parametri economici delle procedure concorsuali per i citati anni di consegna.

#### Standard di adeguatezza e valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano

Ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, dall'anno 2020 l'implementazione di meccanismi di remunerazione della capacità presuppone, tra l'altro, che:

- la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse (*European resource adequacy assessment* o ERAA) e/o la corrispondente valutazione nazionale, evidenzino un risultato peggiore rispetto allo standard di adeguatezza (*Reliability standard* o RS) fissato dallo stesso Stato membro;
- detto standard, espresso in termini di ore attese di distacco di carico (*Loss of load expectation* o LOLE) e di energia non fornita attesa, sia calcolato secondo una predeterminata metodologia che tenga conto del valore dell'energia non fornita (*Value of lost load* o VOLL) e del costo del nuovo entrante (*Cost of new entry* o CONE) e sia fissato dallo Stato membro o da un'autorità competente

designata dallo stesso, previa proposta dell'autorità nazionale di regolazione;

- per la definizione dello standard, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli Stati membri determinino una stima del valore dell'energia non fornita relativa al loro territorio.

A seguito della decisione ACER 2 ottobre, n. 23-2020, con cui sono state approvate, con modifiche, le metodologie proposte da ENTSO-E in relazione allo standard di adeguatezza, al valore dell'energia non fornita e al costo del nuovo entrante, l'Autorità nel dicembre 2020 ha avviato<sup>26</sup> il procedimento per la predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito allo standard di adeguatezza, richiedendo a Terna di elaborare uno studio sui valori dello standard e delle relative variabili determinanti.

Sulla base dello studio condotto da Terna, l'Autorità nel settembre 2021<sup>27</sup> ha:

- indicato la stima del valore dell'energia non fornita del sistema elettrico italiano, pari a 20.000 €/MWh;
- proposto al Ministro della transizione ecologica uno standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano pari a tre ore/anno di LOLE, calcolato come rapporto, arrotondato all'unità, tra il livello minimo dell'intervallo del costo del nuovo entrante, pari a 53.000 €/MW/anno, e il valore dell'energia non fornita.

Con il decreto 28 ottobre 2021, ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, il Ministro della transizione ecologica ha stabilito lo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano coerentemente con la proposta dell'Autorità, fissando a tre ore/anno il valore obiettivo per l'indicatore di adeguatezza del sistema elettrico espresso in termini di LOLE.

Di seguito si forniscono maggiori dettagli circa la determinazione dei parametri rilevanti per la definizione dello standard di adeguatezza.

### **Valore dell'energia non fornita**

Per quanto attiene al valore dell'energia non fornita, lo studio di Terna riporta i risultati di un'articolata indagine demoscopica, che è stata effettuata somministrando, a un campione rappresentativo delle diverse categorie di consumatori finali, questionari volti a stimare il valore che gli stessi attribuiscono al distacco del proprio carico. L'indagine è stata condotta con riferimento a tre categorie di consumatori (residenziali, terziario e industria) e a scenari di interruzioni con una durata pari a due minuti e un'ora.

Per i segmenti residenziale e terziario, il valore dell'energia non fornita è stato calcolato mediando gli importi derivanti dall'applicazione degli approcci *Willingness-To-Pay* (WTP) e *Willingness-To-Accept* (WTA), in base ai quali il citato valore è rispettivamente corrispondente al prezzo massimo che il cliente è disposto a pagare per evitare di subire un'interruzione della fornitura e alla compensazione minima che il cliente si aspetta di ricevere per accettare la medesima interruzione. Per quanto concerne il segmento industria, è stato invece utilizzato l'approccio *Direct Worth* (DW), che individua il valore dell'energia non fornita nel danno economico associato all'interruzione. La scelta metodologica relativa al segmento industria si fonda sul presupposto che:

- per operatori razionali come le imprese industriali, non esista alcuna differenza fra WTP e WTA;

---

<sup>26</sup> Delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel.

<sup>27</sup> Delibera 7 settembre 2021, 370/2021/R/eel.

- l'approccio DW consenta di rendere maggiormente solida la stima della WTP, dato che il danno dovuto all'interruzione corrisponde al prezzo che operatori razionali sono disposti a pagare per evitarla.

Il valore di 20.000 €/MWh, indicato dall'Autorità nel settembre 2021, deriva dai valori riportati nello studio di Terna.

### Costo del nuovo entrante

Lo studio di Terna, nel quale sono passate in rassegna le diverse tecnologie in grado di contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico, individua nel turbogas a ciclo aperto (OCGT) la tecnologia di riferimento potenzialmente in grado di soddisfare il fabbisogno di capacità nuova necessaria a raggiungere un prefissato obiettivo di adeguatezza.

Per quanto attiene alla citata tecnologia, lo studio fornisce un intervallo di valori del costo del nuovo entrante – da 54.000 a 63.000 €/MW/anno – come effetto di diverse stime del costo di investimento.

Il valore di 53.000 €/MWh indicato dall'Autorità nel settembre 2021 è il risultato dei dati contenuti nello studio, applicando, però, un diverso tasso di remunerazione del capitale reale *ante* imposte (5,3%) rispetto a quanto ipotizzato da Terna.

## 3.1.6 Norme in materia di qualità e *output* dei servizi di distribuzione e trasmissione

### Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel dicembre 2019 è stato approvato<sup>28</sup> il "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" per il periodo 2020-2023 (TIQE).

In attuazione del TIQE, nel novembre 2021 si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2020, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica<sup>29</sup>. In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 38,4 milioni di euro di premi netti, così ripartiti:

- premi pari a 9,9 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 12,4 milioni di euro di premi e 2,5 milioni di euro di penalità;
- premi pari a 28,5 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 35,2 milioni di euro di premi e 6,7 milioni di euro di penalità.

Sulla base dei dati di continuità del servizio elettrico del 2019 e del 2020, l'Autorità ha pubblicato, rispettivamente nei mesi di febbraio e di novembre 2021, l'ottava e la nona graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni; entrambe le graduatorie sono disponibili sul sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di

<sup>28</sup> Delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

<sup>29</sup> Delibera 30 novembre 2021, 535/2021/R/eel.



distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Resta invariato l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord Italia e quelli del Sud Italia.

### **Qualità della tensione sulle reti in media tensione**

Oltre alle interruzioni, i clienti industriali, in particolare quelli con attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

L'Autorità ha pubblicato nel novembre 2021, per la prima volta, le informazioni relative alla qualità della tensione sulle reti in media tensione (MT), con particolare riferimento alla numerosità dei buchi di tensione aventi origine sulle reti MT delle imprese distributrici, per qualsiasi causa.

I dati si riferiscono a tutte le imprese distributrici alimentate in alta tensione; il monitoraggio dei buchi di tensione avviene tramite apparecchiature installate, le cui caratteristiche sono state definite nell'ambito di un tavolo di lavoro istituito dall'Autorità. L'indicatore del livello di qualità della tensione è il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente MT, intesi come i buchi di tensione con origine sulle reti in media tensione più significativi in termini di impatto sugli utenti.

### **Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica**

In attuazione del TIQE:

- nel maggio 2021 sono stati determinati<sup>30</sup> i premi per la società e-distribuzione, complessivamente pari a 5,3 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2019 e approvati<sup>31</sup> dall'Autorità nel dicembre 2019;
- nel novembre 2021 sono stati determinati<sup>32</sup> gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati a incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti e alla caduta di piante per eccessivo carico nevoso); tali interventi sono stati selezionati dalle imprese distributrici partecipanti al meccanismo incentivante nel 2021 e inclusi nelle sezioni resilienza dei Piani di sviluppo 2021-2023 (Piani resilienza 2021-2023);
- sempre nel novembre 2021 sono stati determinati<sup>33</sup> i premi per sei imprese distributrici (Areti, e-distribuzione, Ireti, Servizi a rete, set-distribuzione e Unareti), complessivamente pari a 15,4 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione

---

<sup>30</sup> Delibera 25 maggio 2021, 212/2021/R/eel.

<sup>31</sup> Delibera 17 dicembre 2019, 534/2019/R/eel.

<sup>32</sup> Delibera 30 novembre 2021, 536/2021/R/eel.

<sup>33</sup> Delibera 30 novembre 2021, 537/2021/R/eel.

dell'energia elettrica completati nel 2020 e approvati<sup>34</sup> dall'Autorità.

### **Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate**

Nel novembre 2021 sono state assegnate<sup>35</sup> penalità alla società e-distribuzione, pari a 2,6 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

### **Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica**

Nel dicembre 2019 è stato approvato<sup>36</sup> il "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica" per il periodo 2020-2023 (TIQ.TRA), che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di Energia non servita di riferimento (ENSR), calcolato su base nazionale e oggetto di verifica da parte dell'Autorità.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto<sup>37</sup> una verifica ispettiva nei confronti di Terna, avente a oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2020 con particolare riferimento all'indicatore ENSR. Nel novembre 2021, l'Autorità ha disposto<sup>38</sup> l'assegnazione a Terna di un premio di 23 milioni di euro in relazione al miglioramento dell'ENSR per l'anno 2020.

### **Resilienza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica**

Nel febbraio 2021 sono state introdotte<sup>39</sup> nuove disposizioni in materia di resilienza della rete di trasmissione dell'energia elettrica, prevedendo in particolare l'effettuazione da parte di Terna di una discussione pubblica sulla nuova metodologia per la definizione degli indici di resilienza e la trasmissione dei risultati all'Autorità entro il 31 luglio 2021. Successivamente sono proseguite le analisi con Terna finalizzate alla verifica e al consolidamento della metodologia.

### **Regolazione individuale delle microinterruzioni per i clienti finali della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) alimentati in alta e altissima tensione**

È stata istituita<sup>40</sup> una nuova fase di monitoraggio delle microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione) per i clienti finali della RTN alimentati in alta e altissima tensione, prevista nel 2022, a cui hanno aderito clienti finali corrispondenti a 42 punti di prelievo ai quali applicare la regolazione individuale delle microinterruzioni nel periodo 1° gennaio 2023-31 dicembre 2023.

---

<sup>34</sup> Delibere 17 dicembre 2021, 534/2019/R/eel e 1° dicembre 2020, 500/2020/R/eel.

<sup>35</sup> Delibera 30 novembre 2021, 535/2021/R/eel.

<sup>36</sup> Delibera 27 dicembre 2019, 566/2019/R/eel.

<sup>37</sup> Delibera 28 settembre 2021, 394/2021/E/eel.

<sup>38</sup> Delibera 30 novembre 2021, 538/2021/R/eel.

<sup>39</sup> Delibera 23 febbraio 2021, 64/2021/R/eel.

<sup>40</sup> Delibera 9 dicembre 2020, 524/2020/R/eel.

### Qualità della distribuzione dell'energia elettrica: durata e numero di interruzioni

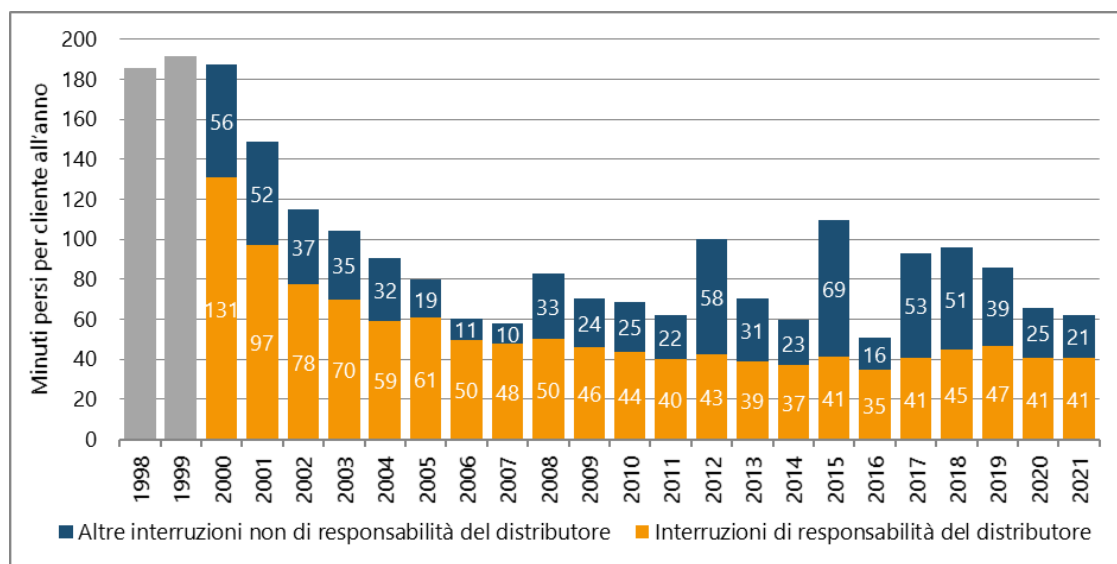
Nel 2021 si registra un lieve miglioramento rispetto al 2020 per la durata media delle interruzioni per utente e un leggero peggioramento per il numero medio delle interruzioni per utente.

Si conferma pertanto il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2021 registra un miglioramento pari al 67% per la durata delle interruzioni e pari al 41% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti).

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2021, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti a livello nazionale (Figura 3.1) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,23 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2), con un miglioramento pari al 30% rispetto al 2008 (anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità per il numero di interruzioni). Nel calcolo di tali valori sono dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

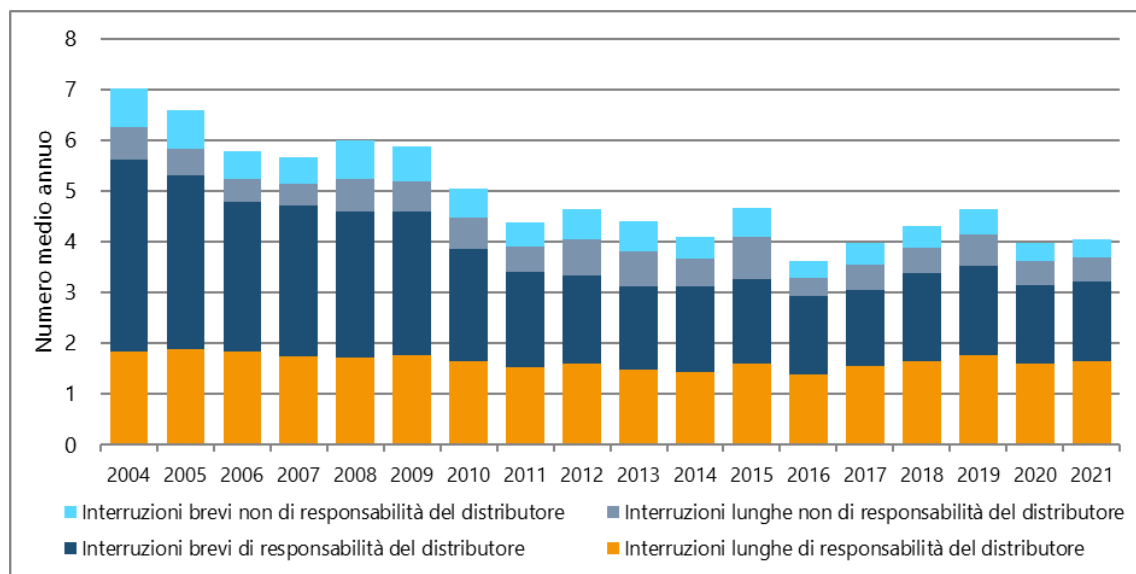
**Figura 3.1 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione<sup>(A)</sup>**



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

**Figura 3.2 Numero di interruzioni senza preavviso per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici<sup>(A)</sup>**



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

### Tempi di connessione alle reti

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti<sup>41</sup>. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2021 Terna ha ricevuto 1.945 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 150 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 952 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 56,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 112 giorni lavorativi.

<sup>41</sup> Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dalla regolazione. In particolare, con riferimento all'anno 2021, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti e V-Reti, che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione del presente *Annual Report*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 495 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 28,2 GW. Per solo due di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 46,8 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), ma le medesime STMD non risultano essere state accettate entro la data del 31 dicembre 2021. Conseguentemente, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nell'anno 2021 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 143.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 13,5 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 124.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 7,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 51 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 112.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2021, per una potenza totale di poco meno di 4,3 GW.

Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2021, sono state realizzate quasi 63.900 connessioni, corrispondenti a più di 0,6 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 23 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici;
- 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Nel 2021 le imprese distributrici che hanno ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione sono state e-distribuzione ed Edyna (quest'ultima per un solo impianto di produzione di potenza pari a 27 MW) con un totale di 348 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di quasi 5,3 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 139 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 49 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 79 di essi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 1,6 GW, sono stati accettati nell'anno 2021; per nessuno di essi, alla data del 31 dicembre 2021, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e, pertanto, nel 2021 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione delle imprese distributrici che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tavola 3.2), i dati raccolti mostrano che nel 2021 sono state effettuate 226.825 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 7,8 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,2 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 14,3 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

**Tavola 3.2 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione**

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) <sup>(A)</sup>	
	2020	2021	2020	2021
Bassa tensione	181.423	225.322	5,6	6,2
Media tensione	1.159	1.503	16,3	14,3
<b>TOTALE</b>	<b>182.582</b>	<b>226.825</b>	<b>8,1</b>	<b>7,8</b>

(A) Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

Anche in questo caso, e com'era logico attendersi, i dati evidenziano un numero di richieste in aumento (+24,2%) rispetto al 2020 e anche un miglioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 8,1 a 7,8 giorni. Il dettaglio mostra, però, che l'accorciamento dei tempi si è registrato solo nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 16,3 giorni lavorativi nel 2020, mentre nel 2021 ne sono serviti due in meno. Al contrario, nella bassa tensione l'allacciamento ha richiesto nel 2021 mediamente il 10% di tempo in più del 2020. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2021 ciascun distributore ha effettuato in media 1.705 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (40 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 1.829. Terna, invece, non ha connesso in alta e altissima tensione nessun nuovo cliente passivo.

**3.1.7 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica**

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

**3.1.8 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture**

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MSE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

### 3.1.9 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida per l'integrazione dei mercati elettrici europei

#### Codici di rete e linee guida per il mercato elettrico

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella Tavola 3.3.

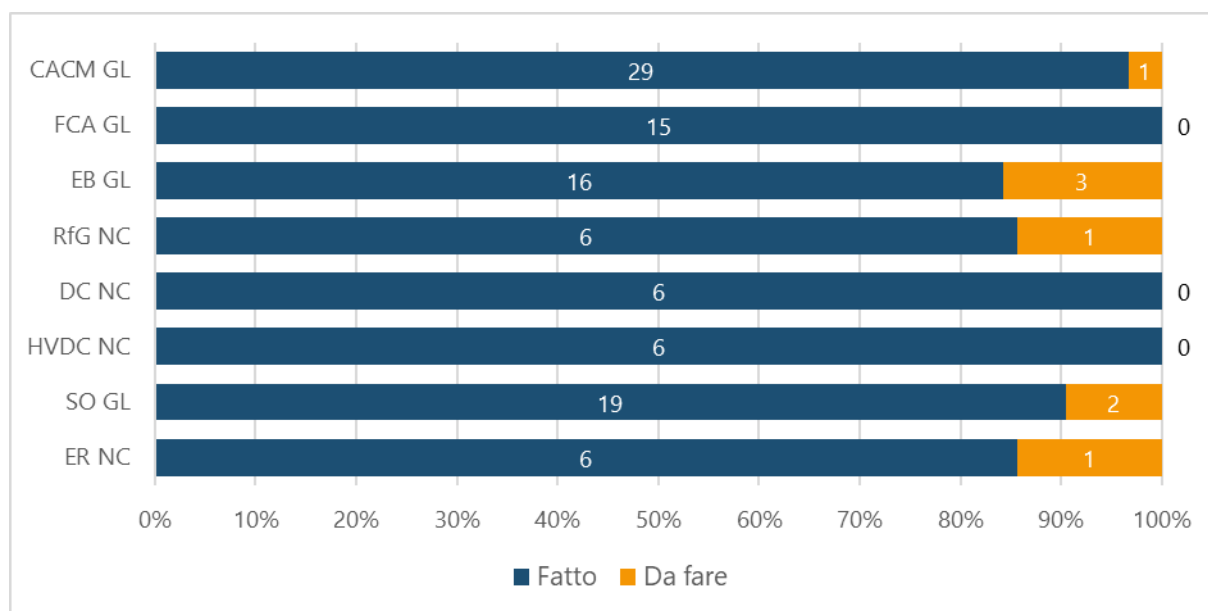
**Tavola 3.3 Codici di rete e linee guida previsti dal Regolamento (CE) 714/2019**

CODICE	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	(UE) 2015/1222	Capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL)	15 agosto 2015
	(UE) 2016/1719	Forward capacity allocation guideline (FCA GL)	17 ottobre 2016
	(UE) 2017/2195	Electricity balancing guideline (EB GL)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	(UE) 2016/631	Requirements for generators network code (RfG NC)	17 maggio 2016
	(UE) 2016/1388	Demand connection network code (DCC)	7 settembre 2017
	(UE) 2016/1447	High voltage direct current network code (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	(UE) 2017/1485	System operation guideline (SO GL)	14 settembre 2017
	(UE) 2017/2196	Emergency and restoration network code (ER NC)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA.

I regolamenti si distinguono in Codici di Rete (NC) e Linee guida o Orientamenti (GL): i primi identificano primariamente regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions o Methodologies* (o metodologie). Ne discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida (o orientamento) prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (le metodologie, appunto) a cura dei gestori di rete (*Transmission System Operator - TSO*) e/o dei gestori di mercato designati (*Nominated Electricity Market Operator - NEMO*) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppur in misura minore e limitatamente ad aspetti di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL, per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida (o orientamenti) e codici di rete. La Figura 3.3 riassume lo stato di implementazione a fine 2021. L'implementazione dei regolamenti FCA GL, DC NC e HVDC NC è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie CACM GL, SO GL e EB GL e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi del codice RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento al codice di rete previsto dal regolamento ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del Codice di rete).

**Figura 3.3 Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2021**

Fonte: ARERA.

### Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: codici di mercato

Nel corso del 2021 l'implementazione dei codici di mercato ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti FCA GL, CACM GL ed EB GL, nonché il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

#### Regolamento *Forward capacity allocation (FCA GL)*

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (con orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera. Per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC), in coerenza con la decisione assunta nel 2017 ai sensi dell'articolo 30 del regolamento FCA GL e confermata<sup>42</sup> nel corso del 2021.

Nel 2021 l'Autorità ha svolto prevalentemente in attività di monitoraggio e affinamento di quanto già adottato negli anni precedenti. In particolare, a livello europeo, ACER ha riadottato la metodologia per la ripartizione dei costi associati alla remunerazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (decisione 12-2021), annullata per un vizio di forma dal *Board of Appeal*, e sono state aggiornate le regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (decisione 15-2021). A livello italiano, l'Autorità ha proceduto<sup>43</sup> all'aggiornamento dell'Allegato regionale alle regole di

<sup>42</sup> Delibera 16 novembre 2021, 504/2021/R/eel.

<sup>43</sup> Delibera 16 novembre 2021, 505/2021/R/eel.



allocazione dei diritti di trasmissione per la regione *Greece-Italy* per tenere conto delle nuove tempistiche per il *curtailment* di tali diritti conseguenti all'avvio del *market coupling* con la Grecia a fine 2020.

### **Regolamento *Capacity allocation and congestion management (CACM GL)***

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocazione della capacità tramite aste implicite nell'ambito del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling – SDAC*) e infragiornaliero (con allocazione della capacità tramite negoziazione continua nel cosiddetto *Single Intra Day Coupling – SIDC*, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

L'Italia partecipa allo SDAC da febbraio 2015, nell'ambito di un progetto di implementazione anticipata del *market coupling* sulle frontiere con la Francia, l'Austria e la Slovenia (in quest'ultimo caso il *coupling* volontario è attivo dal 2011). Da dicembre 2020 è attivo anche il *coupling* con la Grecia, ultimo tassello per la completa integrazione del sistema elettrico nazionale nel *day ahead* europeo, mentre nel corso del 2021 sono stati completati gli ultimi due tasselli mancanti a livello europeo, ossia l'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria (nel maggio 2021) e l'accoppiamento fra i progetti 4M MC (il progetto di *coupling* tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia) e MRC (il progetto di *coupling* comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia) (nel giugno 2021).

A partire dal 21 settembre 2021 l'Italia si è unita al SIDC nella cosiddetta *third wave* con introduzione dell'allocazione continua infragiornaliera sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia e fra le zone interne al territorio nazionale, accompagnata da aste implicite attive anche sul confine con la Grecia. In tale quadro l'Autorità è intervenuta con disposizioni attuative necessarie per consentire l'avvio del SIDC<sup>44</sup>, per verificare i relativi adempimenti contrattuali e approvare le regole di allocazione esplicita sulla frontiera Italia-Svizzera<sup>45</sup>, non essendo più possibile continuare su quella frontiera con l'allocazione implicita attuata dal 2019.

Dal punto di vista delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il 2021 ha visto finalmente l'approvazione<sup>46</sup> della metodologia di ripartizione dei costi delle azioni correttive per la regione *Italy North*: si tratta di una soluzione temporanea basata su coefficienti di ripartizione proporzionali alle rendite di congestione, in vigore da inizio 2022 e destinata a essere applicata fintanto che le azioni correttive saranno definite sulla base di procedure multilaterali fra i TSO; nel momento in cui, invece, sarà adottata una procedura di coordinamento centralizzata, occorrerà sviluppare una metodologia *ad hoc*, in linea con quanto previsto in merito dal regolamento CACM e dal regolamento 943/2019. Rimane, invece, da approvare la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità (inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata per monitorare l'implementazione delle metodologie regionali, alcune delle quali non ancora del tutto attive).

Il 2021 ha visto altresì alcuni interventi di aggiornamento delle metodologie in essere: ACER ha rivisto<sup>47</sup> le regole di ripartizione delle rendite di congestione, per tenere conto di alcuni aspetti

---

<sup>44</sup> Delibera 25 maggio 2021, 218/2021/R/eel.

<sup>45</sup> Delibera 7 settembre 2021, 371/2021/R/eel.

<sup>46</sup> Delibera 21 dicembre 2021, 606/2021/R/eel.

<sup>47</sup> Decisione 17 dicembre, 16-2021.

inerenti all'applicazione di un approccio *flow based* e ha definito<sup>48</sup> le CCR<sup>49</sup>, a seguito dell'annullamento per vizio di forma da parte della Corte di giustizia europea della precedente decisione adottata nel 2016. L'Autorità, invece, ha aggiornato<sup>50</sup> le procedure di *fallback* per la CCR *Italy North* da utilizzarsi in caso in cui lo SDAC non sia in grado di addivenire a una soluzione. Analogo aggiornamento si era avuto nel 2020 per le procedure di *fallback* per la CCR *Greece-Italy*.

Il 2021 ha infine visto l'avvio della revisione del regolamento CACM GL, resasi necessaria per risolvere le problematiche di implementazione emerse nel corso degli anni e per allineare le previsioni del regolamento alle nuove disposizioni introdotte dal regolamento 943/2019. La discussione ha riguardato due filoni principali: gli aspetti di *governance del market coupling* con il ruolo per NEMO e TSO e le metodologie tecniche inerenti al calcolo della capacità, la revisione delle zone di mercato, la creazione di un modello comune della rete europea e l'attuazione di procedure di redispacciamento.

### Balancing (BAL GL)

Il regolamento (UE) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra i TSO e i criteri di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Da gennaio 2021 l'Italia partecipa attivamente e con successo alla piattaforma europea di scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*, sviluppata nell'ambito del progetto TERRE, congiuntamente a tutti gli altri TSO europei che fanno uso di questa tipologia di riserva, mentre risultava già operativa dal 2020 la partecipazione alla piattaforma di *Imbalance Netting*, per la compensazione degli sbilanciamenti tra sistemi adiacenti.

Nel corso del 2021, l'Autorità, in coordinamento con i regolatori coinvolti nella piattaforma di bilanciamento TERRE, ha approvato<sup>51</sup> un emendamento al quadro di implementazione della piattaforma, per adeguare il quadro legale alle tempistiche di implementazione del progetto e per definire i soggetti responsabili dell'esercizio della piattaforma stessa.

Per quanto riguarda le metodologie previste da EB GL, l'Autorità è stata coinvolta nei processi regionali delle CCR *Italy North* e *Greece-Italy*, per l'approvazione delle metodologie di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o condivisione delle riserve di cui agli articoli 41 e 42 del regolamento EB GL, che prevedono, rispettivamente, una metodologia *market based* e una metodologia basata su criteri di efficienza economica per allocare parte della capacità transfrontaliera allo scambio di *balancing capacity*. Il coordinamento nei processi regionali ha portato alla richiesta di emendamento e alla successiva approvazione della metodologia di cui

---

<sup>48</sup> Decisione 10 maggio, 4-2021.

<sup>49</sup> I regolamenti CACM GL e FCA GL fanno riferimento alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (*Capacity Calculation Regions – CCR*), ognuna rappresentante un insieme di confini fra zone di mercato per le quali è opportuno attuare un calcolo coordinato della capacità di trasporto. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria, e della CCR *Greece-Italy*, che include la frontiera con la Grecia e le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale. L'Italia è altresì attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR *Core* (che include l'Europa Centrale dalla Francia fino alla Romania) in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*.

<sup>50</sup> Delibera 30 marzo 2021, 136/2021/R/eel.

<sup>51</sup> Delibera 13 luglio 2021, 304/2021/R/eel.

all'articolo 41 di EB GL per la regione *Italy North*<sup>52</sup>, nonché all'approvazione delle metodologie di cui agli articoli 41 e 42 di EB GL per la regione *Greece-Italy*<sup>53</sup>.

L'Autorità ha inoltre partecipato, attraverso i gruppi di lavoro ACER, al processo di finalizzazione dell'analisi di impatti prevista dalla decisione ACER 17 giugno, n. 12-2020 sulla metodologia di allocazione co-ottimizzata della capacità di cui all'articolo 40 di EB GL, nonché al processo decisionale per emendare la metodologia di *pricing* dell'energia di bilanciamento e della capacità di scambio<sup>54</sup>.

Sul fronte nazionale, nel corso del 2021 l'Autorità ha lavorato all'implementazione della decisione ACER 15 luglio, n. 18-2020 relativa all'armonizzazione delle regole per la valorizzazione degli sbilanciamenti. Tale implementazione ha previsto una riforma della disciplina nazionale degli sbilanciamenti, introducendo un meccanismo *single pricing* per tutte le tipologie di risorse, superando il modello *dual pricing* applicato in precedenza alle unità abilitate. L'attività ha visto una consultazione pubblica<sup>55</sup> e il relativo provvedimento finale<sup>56</sup>, che ha stabilito l'avvio della nuova disciplina al 1° aprile 2022.

### Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti, entrati in vigore nel secondo semestre del 2017, stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione tanto negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL) quanto in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Per quanto attiene al regolamento SO GL, nel 2021 vi sono stati solamente interventi di manutenzione di metodologie già esistenti: ACER ha approvato<sup>57</sup> la seconda versione dei principi generali a livello europeo per il coordinamento delle azioni correttive ai fini della sicurezza, mentre l'Autorità ha rivisto la metodologia per il coordinamento delle azioni correttive specifica per la CCR *Italy North* (decisione comune con gli altri regolatori della Regione a dicembre 2021, ratificata<sup>58</sup> dall'Autorità nel mese successivo).

Il regolamento ER NC, in quanto Codice di rete, fa un ricorso limitato a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti, richiesto solamente per l'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite modifiche al Codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019 e tramite ulteriori provvedimenti attuativi su *settlement* in condizioni di emergenza e meccanismo premiale per gli impianti inseriti nel piano di riaccensione adottati nel corso del 2020. Il 2021 ha visto, invece, l'introduzione<sup>59</sup> di uno specifico

---

<sup>52</sup> Delibere 26 gennaio 2021, 24/2021/R/eel e 15 giugno 2021, 251/2021/R/eel.

<sup>53</sup> Delibera 6 luglio 2021, 291/2021/R/eel.

<sup>54</sup> Il processo decisionale è culminato nel 2022 con la decisione ACER 28 febbraio, n. 3-2022.

<sup>55</sup> Documento per la consultazione 6 luglio 2021, 292/2021/R/eel.

<sup>56</sup> Delibera 23 novembre 2021, 523/2021/R/eel.

<sup>57</sup> Decisione 14 giugno, n. 7-2021.

<sup>58</sup> Delibera 18 gennaio 2022, 14/2022/R/eel.

<sup>59</sup> Delibere 9 febbraio 2021, 44/2021/R/eel e 9 dicembre 2021, 568/2021/R/eel.

meccanismo premiale per l'installazione dei dispositivi PSS (*Power System Stabilizer*) per l'adeguamento alle norme in materia di difesa del sistema elettrico.

### Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RfG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che gestiscono collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza la necessità di alcuna forma di coordinamento a livello europeo. Si segnala, tuttavia, che a fine 2021 ACER ha avviato il processo di revisione dei codici RfG e DCC con l'intento di risolvere le criticità che sono emerse durante la loro implementazione e per tenere conto delle evoluzioni tecnologiche (mobilità elettrica, accumuli) e regolatorie (comunità energetiche) occorse nel frattempo.

### Regolamento 943/2019

Il regolamento 943/2019, facente parte del più globale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare:

- un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati;
- nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato con il lancio di una revisione paneuropea;
- specifiche regole per l'adeguatezza del sistema con la redazione di specifiche metodologie a cura dei TSO;
- il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO GL;
- nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato.

L'Autorità è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

### Livello minimo del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020, a meno di una specifica deroga concessa dalla competente autorità di regolazione nazionale. L'articolo 16(3) del regolamento 943/2019, tuttavia, concede che, per un dato periodo rilevante, la capacità offerta possa essere inferiore al 70% qualora non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70%.

Per l'anno 2020 l'Autorità ha concesso a Terna una deroga sia con riferimento alla CCR *Italy North* sia con riferimento alle zone interne al territorio nazionale in quanto gli strumenti per il monitoraggio del livello minimo di capacità erano ancora in fase di sviluppo. Per la CCR *Italy North* la deroga è stata confermata<sup>60</sup> anche per l'anno 2021, mentre per le zone interne dal 2021 Terna è formalmente sottoposta all'obbligo: in queste zone, tuttavia, in tante situazioni la capacità è limitata dall'assenza

---

<sup>60</sup> Delibera 15 dicembre 2020, 551/2020/R/eel.

di risorse adeguate per la regolazione di tensione, con conseguente applicazione dell'articolo 16(3) del regolamento 943/2019 che, in questi casi, consente di offrire una capacità inferiore rispetto al 70%. Nel 2021, comunque, Terna ha completato lo sviluppo di appositi strumenti di monitoraggio del livello di capacità offerto fra le zone di mercato: dal 2 agosto 2021 per le zone interne è attivo un algoritmo di calcolo che fornisce in uscita un valore di capacità compatibile con il 70%, mentre dal 29 ottobre 2021 appositi meccanismi automatici di adeguamento della capacità al livello minimo del 70% sono in essere sulle frontiere della CCR *Italy North*, dal lato importazione. Detti strumenti permetteranno a Terna di soddisfare il livello minimo nella maggioranza dei periodi rilevanti, con l'eccezione delle situazioni per le quali la capacità è limitata da esigenze di regolazione di tensione o da specifici *allocation constraints*. Ciò ha consentito di ridurre significativamente il perimetro della deroga<sup>61</sup> che per il 2022 riguarderà solamente la capacità in esportazione sulla frontiera Nord e i periodi rilevanti caratterizzati da *allocation constraints* (limitazioni che Terna preferisce mantenere in essere a priori temendo che in tempo reale non ci possano essere sufficienti azioni correttive: in questo caso non può trovare applicazione certa l'articolo 16(3) del regolamento 943/2019 in quanto l'inadeguatezza delle azioni correttive è sospetta, ma non necessariamente accertata in tutti i casi).

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel 2021 è stato pubblicato<sup>62</sup> il rapporto relativo all'anno 2020 nel quale è evidenziata la situazione in ciascun confine: ottimale lo *status* dell'interconnessione con la Grecia (100% della capacità offerta in tutte le ore in cui il collegamento è risultato disponibile), molto buona la situazione delle zone interne, con l'eccezione dell'interfaccia Centro Nord – Nord per la quale la capacità offerta è risultata sufficiente solamente nel 35% dei periodi rilevanti, e altrettanto positiva la situazione della frontiera Nord (con oltre il 78% delle ore con sufficiente capacità offerta). In ogni caso dal punto di vista legale per l'anno in questione Terna era tenuta al rispetto puntuale dell'obbligo solamente per l'interconnessione con la Grecia (obbligo rispettato), in quanto per tutti gli altri confini era coperta dalle deroghe concesse dall'Autorità.

### Revisione delle zone di mercato

Oltre a introdurre nuovi principi per la revisione delle zone di mercato che confluiranno nella revisione del regolamento CACM GL, il regolamento 943/2019 ha avviato una specifica revisione delle zone a livello europeo. Il processo, avviato nel secondo semestre del 2019, ha visto nel 2020 l'approvazione da parte di ACER dei criteri per la valutazione delle varie configurazioni zonali. Mancano, invece, all'appello le effettive configurazioni zonali da analizzare, per identificare le quali ACER ha richiesto ai TSO di eseguire delle simulazioni sui prezzi nodali. L'elaborazione delle informazioni richieste si è estesa per tutto il 2021.

Il processo coinvolge l'Italia limitatamente alla sola zona Nord, mentre le altre zone sono esentate avendo l'Autorità e Terna condotto nel 2018 un processo di revisione che ha portato alla configurazione zonale approvata dall'Autorità a marzo 2019 ed entrata in esercizio il 1° gennaio 2021.

### Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una metodologia per

---

<sup>61</sup> Delibera 21 dicembre 2021, 607/2021/R/eel.

<sup>62</sup> Delibera 12 ottobre 2021, 420/2021/R/eel.

la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e una metodologia per la valutazione europea di adeguatezza (ERAA), approvate da ACER nel corso del 2020<sup>63</sup>.

L'ERAA – attraverso un modello di simulazione basato sui dati forniti dai TSO per la domanda, la generazione, lo *storage* e la rete elettrica – permette di valutare annualmente il livello di adeguatezza atteso del sistema elettrico europeo su un orizzonte di dieci anni. Tramite l'ERAA è quindi possibile identificare potenziali problemi attesi di adeguatezza, così da permettere agli Stati membri di valutare la necessità di introdurre misure complementari al mercato dell'energia (ad esempio mercati della capacità). L'analisi può essere completata da valutazioni di adeguatezza a livello nazionale (NRAA).

Nel corso del 2021 ENTSO-E ha implementato, per la prima volta e in maniera semplificata, la metodologia ERAA<sup>64</sup> e ne ha trasmesso gli esiti ad ACER per i seguiti di competenza. Considerato che la metodologia ERAA prevede un'implementazione graduale dei vari moduli del modello da completare entro la fine del 2023, ACER non ha potuto approvarne gli esiti in quanto il modello sottostante non è risultato essere del tutto in linea con le previsioni del regolamento 943/2019. Conseguentemente, ACER ha pubblicato la decisione 23 febbraio, n. 2-2022, nella quale ha fornito a ENTSO-E alcune indicazioni puntuali in merito alle necessarie evoluzioni implementative del modello funzionali all'analisi da svolgersi nel 2022.

### **Regional Coordination Centres (RCC)**

Il regolamento 943/2019 ha introdotto la figura degli RCC con l'intento di rafforzare la cooperazione fra i TSO già prevista con il terzo pacchetto energia. In particolare, gli RCC sono chiamati, a partire dal 1° luglio 2022, a rimpiazzare gli RSC introdotti dal regolamento SO GL, con estensione dei compiti loro assegnati.

Il perimetro di attività degli RCC coincide con le *System Operation Regions* (SOR), la cui configurazione è proposta da ENTSO-E e sottoposta all'approvazione di ACER. Il processo di definizione delle SOR è stato, tuttavia, piuttosto travagliato: la prima decisione ACER in materia adottata nel 2020 è stata annullata per difetto di motivazione da parte del *Board of Appeal*. ACER ha quindi adottato una nuova decisione nel corso del 2021 (decisione n. 8-2021) che è stata nuovamente impugnata per carenza di motivazione e difetto di procedura da parte di ENTSO-E; ACER con la decisione n. 13-2021 ha quindi ritirato la decisione n. 8-2021 e ha riaperto il procedimento per la definizione delle SOR con conclusione prevista ad aprile 2022.

Nel frattempo, sulla base della prima decisione ACER del 2020, i TSO hanno iniziato a definire l'assetto degli RCC di ciascuna regione, presentando per approvazione ai regolatori la proposta di costituzione degli RCC stessi unitamente ai relativi statuti e regole di funzionamento. L'Italia è stata inserita direttamente nella SOR *Central Europe* per il tramite della zona Nord: l'Autorità ha, quindi, partecipato al processo di decisione in merito all'istituzione del relativo RCC, conclusosi a inizio 2021 con la nomina<sup>65</sup> degli RSC esistenti, Coreso e TSCNET, come futuri RCC con operatività prevista da luglio 2022. Per le altre zone italiane, la proposta iniziale di ACER del 2020 prevedeva che le stesse costituissero una interfaccia fra la SOR *Central Europe* e la SOR SEE (comprendente Grecia e Bulgaria).

---

<sup>63</sup> Decisioni n. 23-2020 e n. 24-2020.

<sup>64</sup> [www.entsoe.eu/outlooks/eraa/](http://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/).

<sup>65</sup> Delibera 2 febbraio 2021, 33/2021/R/eel.

Nel corso del 2021 la situazione si è, però, significativamente evoluta: ACER con la decisione n. 8-2021 ha infatti riconosciuto la peculiarità dell'area di controllo di Terna, estesa su due differenti aree sincrone (Europa continentale e Sardegna) e l'ha pertanto inclusa sia nella SOR *Central Europe* sia nella SOR SEE, con piena partecipazione di Terna agli RCC di entrambe le regioni. L'Autorità ha quindi avviato una cooperazione con le altre autorità di regolazione coinvolte nella SOR SEE con l'intento di aggiornare la proposta di costituzione dell'RCC della regione, prevedendo la piena partecipazione di Terna.

### Rendite di congestione

L'articolo 19 del regolamento 943/2019 ha previsto che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per la garanzia della disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e incrementare detta capacità (obiettivi prioritari); solamente qualora entrambi detti obiettivi siano soddisfatti è possibile prevedere l'utilizzo delle rendite di congestione per la riduzione delle tariffe di rete.

La verifica del rispetto degli obiettivi citati spetta alle autorità di regolazione sulla base di una metodologia sviluppata dai TSO e approvata da ACER<sup>66</sup> la cui piena applicazione è prevista dal 2022 in riferimento al 2021. Nelle more della piena implementazione di tale metodologia, l'Autorità ha pubblicato<sup>67</sup> i dati e le informazioni relativi all'anno 2020 con particolare riferimento al saldo mensile dei proventi e degli oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero (Tavola 3.4) confermando, anche sulla base delle informazioni fornite da Terna, che l'utilizzo di tali proventi è in linea con gli obiettivi prioritari di cui all'articolo 19 del regolamento 943/2019.

**Tavola 3.4 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2020**

CONFINE	IMPORTO (euro)	Di cui quota parte di Terna
Austria	10.758.626,03	5.379.313,02
Francia	127.535.706,69	63.767.853,35
Grecia	23.660.318,10	11.830.159,05
Montenegro	10.991.738,26	5.495.869,13
Slovenia	14.852.647,40	7.426.323,70
Svizzera	83.340.462,20	41.736.690,60
<b>TOTALE</b>	<b>271.139.498,68</b>	<b>135.636.208,84</b>

Fonte: Terna.

### Altri aspetti relativi all'integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso

L'efficienza del mercato integrato non può prescindere dalla disponibilità di adeguata capacità di trasporto fra le varie zone di mercato. Per l'Italia la situazione più critica riguarda l'interconnessione con la Grecia che dal 2012 è affetta da significative indisponibilità sia per manutenzione programmata (anche di carattere straordinario) sia per guasti dovuti a problematiche intrinseche all'infrastruttura o ad azioni meccaniche esterne. A tal proposito, nel 2018, in cooperazione con

<sup>66</sup> Decisione n. 38-2020.

<sup>67</sup> Delibera 9 marzo 2021, 98/2021/R/eel.

L'Autorità di regolazione greca, è stata avviata un'apposita istruttoria conoscitiva che si è conclusa nel 2021 con la pubblicazione<sup>68</sup> del rapporto definitivo, nel quale sono state analizzate le cause dei vari disservizi e con l'invio ai TSO di alcune raccomandazioni finalizzate fra l'altro alla valutazione, tramite analisi costi e benefici, dell'efficacia di alcune misure che possano mitigare il rischio di guasto o contenere i tempi di ripristino del collegamento. Questi ultimi, in particolare, sono risultati talvolta lunghi a causa della necessità di reperire sul mercato la disponibilità di mezzi idonei per gli interventi sui cavi di collegamento sottomarini.

Infine, l'Autorità ha un ruolo attivo nella gestione delle esenzioni inerenti alle iniziative private di sviluppo della capacità di interconnessione per il sistema elettrico. In particolare, fino a ottobre 2021 l'Autorità verificava i relativi schemi contrattuali e, in cooperazione con le autorità di regolazione dei paesi coinvolti, analizzava le condizioni per il rilascio dell'esenzione, emanando un parere al Ministero che era titolato a rilasciare l'esenzione. A partire da novembre 2021, con l'adozione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 di recepimento della direttiva 2019/944 e di attuazione delle disposizioni del regolamento 943/2019, l'Autorità è diventata direttamente responsabile del rilascio delle esenzioni. Nell'ambito delle esenzioni, nel 2021 sono stati approvati gli schemi di contratto per la gestione tecnica dell'*interconnector* Piemonte Savoia<sup>69</sup> e per la gestione tecnica e commerciale dell'*interconnector* Passo Resia<sup>70</sup>, entrambi realizzati nell'ambito delle disposizioni di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99. Infine, nel novembre 2021 è stato concluso<sup>71</sup> il procedimento relativo alla revisione della durata dell'esenzione per l'iniziativa privata di Eneco Valcanale, con invio al Ministero della transizione ecologica della relativa analisi che mostra l'assenza di motivazioni che giustificano la riduzione del periodo di esenzione rispetto a quanto inizialmente previsto nel 2010.

### 3.1.10 Coordinamento internazionale

#### Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e con la Svizzera

L'Autorità collabora attivamente da anni con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2021, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle *guideline* adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*). In aggiunta, è altresì iniziata la discussione sulla revisione dei codici di rete e delle *guideline*, a partire dal regolamento CACM.

#### Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le

---

<sup>68</sup> Delibera 30 novembre 2021, 548/2021/E/eel.

<sup>69</sup> Delibera 13 aprile 2021, 149/2021/R/eel.

<sup>70</sup> Delibera 3 agosto 2021, 362/2021/R/eel.

<sup>71</sup> Delibera 9 novembre 2021, 485/2021/R/eel.



autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle “nell’esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri”. L’assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell’Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete originariamente sottoposti all’approvazione di tutte le autorità a livello europeo: tali proposte vengono, quindi, direttamente inviate all’Agenzia che si esprime con una propria decisione entro 6 mesi dalla ricezione. Rimane, invece, immutata la competenza primaria delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l’adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento 943/2019 inerente all’adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centre*.

A livello organizzativo, ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BoR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Nel corso del 2021 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l’Agenzia intende adottare al BoR, il quale esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei due terzi: con il nuovo regolamento 942/2019 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso. L’Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall’Agenzia stessa.

L’Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell’Agenzia: in particolare nel corso del 2021, per quanto riguarda il settore elettrico, ARERA ha visto i propri rappresentanti attivi in qualità di responsabili di specifiche *task force* (mercati, *system operation*, *balancing* e infrastrutture), mentre, con riferimento a tutti i settori di competenza dell’Agenzia, partecipa attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

### Consiglio europeo dei regolatori dell’energia (CEER)

Il CEER, l’associazione indipendente delle autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell’Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia-Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel dell’Autorità di regolazione tedesca.

L’Autorità da sempre partecipa attivamente alle attività promosse dal CEER. Nel corso del 2021, uno dei temi principali su cui l’attività del CEER si è focalizzata è stato lo sviluppo del settore idrogeno e come questo debba essere regolato. Questo è uno dei temi attualmente più dibattuti a livello europeo, in quanto è al centro della proposta della Commissione europea del pacchetto di riforme legislative per la decarbonizzazione del settore gas e lo sviluppo di quello dell’idrogeno. In particolare, l’Autorità ha attivamente partecipato alla stesura dei seguenti documenti: CEER-ACER, *Position paper on the key regulatory requirements to achieve gas decarbonisation*, 20 dicembre 2021; CEER-ACER, *Regulatory treatment of power-to-gas, “European Green Deal” regulatory white paper series #2*, 11 febbraio 2021; ACER-CEER, *When and how to regulate hydrogen networks?*, 7 febbraio 2021; *“European Green Deal” regulatory white paper series #1*, 9 febbraio 2021.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi, aperti sia ai propri membri, sia ai partecipanti esterni, nei quali il personale dell’Autorità è sovente coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

### Coordinamento con la Svizzera

Come è noto, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo, il regolatore svizzero ha da tempo attivato un coordinamento con le autorità di regolazione dei paesi confinanti anche per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. Per quanto attiene, in particolare, al rapporto con ARERA, nel corso del 2021 sono state modificate le modalità di allocazione della capacità infragiornaliera sulla frontiera Italia-Svizzera: dal 21 settembre 2021, con l'avvio del *continuous trading* previsto dal regolamento (UE) 1222/2015 – CACM, per l'intera Unione europea non è stato, infatti, più possibile mantenere in essere le aste implicite infragiornaliere, attive dal 17 aprile 2019, ed è stata pertanto ripristinata l'allocazione tramite aste esplicite. Sono comunque in corso studi finalizzati a sostituire tali aste con una allocazione infragiornaliera continua del tipo *first come first served*. Le aste esplicite continueranno, invece, a essere utilizzate per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che ricalcano quelle in uso per tutti gli altri confini europei ai sensi del regolamento (UE) 1719/2016 – FCA) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità implicita nell'ambito del *market coupling* non è al momento consentito per la Svizzera).

### Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2021, l'Autorità ha consolidato la propria attività a livello internazionale, rafforzando il suo coinvolgimento in attività di cooperazione e supporto tecnico e istituzionale, sia a livello bilaterale sia multilaterale. Nell'ambito del settore energetico ha continuato a promuovere lo scambio di conoscenze tecniche e *best practices* al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati.

### Mercato dell'energia nei paesi del sud-est Europa

Nell'ottica di continuare a fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2021 è proseguita la promozione di una serie di attività di supporto nell'ambito del processo di Berlino<sup>72</sup> *Western Balkans 6* (WB6) che, tra i numerosi obiettivi, prevede di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia-Erzegovina, Macedonia del Nord, Kosovo, Montenegro e Serbia). In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measures* per favorire lo sviluppo del mercato regionale attraverso la rimozione di barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel 2021, l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) ha proseguito la sua azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato sull'*Energy Community*. Anche per l'anno in corso, non è stato concluso l'accordo relativo all'implementazione dei codici di rete elettrici in ambito *Energy Community*, che avrebbe implicato una riforma del Trattato stesso. Almeno per il momento, il regolamento 1222/2015 – CACM (*Capacity allocation and congestion management*), fondamentale per l'implementazione di meccanismi di *market coupling*, non sarà adottato e trasposto negli ordinamenti nazionali dei paesi partecipanti

---

<sup>72</sup> Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dalla cancelliera tedesca Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai Paesi della regione balcanica.

all'*Energy Community* (EnC).

Nel corso della cinquantesima riunione dell'ECRB del 30 novembre, è stato adottato il "*Clean energy for all european package*", al fine di una sua piena trasposizione negli ordinamenti nazionali delle parti contraenti del Trattato<sup>73</sup>.

Nel corso del Forum elettrico dell'*Energy Community* (10-11 giugno 2021), è stato sottolineato che l'adozione del *Clean energy package* contribuirà a promuovere l'integrazione del mercato con l'Unione europea.

Durante il Forum gas dell'*Energy Community* (16 settembre 2021), nonostante sia stato preso atto dei progressi nell'implementazione dell'*acquis communautaire* nel settore del gas, si è sottolineata la necessità di compiere importanti ulteriori passi per quanto concerne l'applicazione di misure relative all'*unbundling*, *Third Party Access* (TPA) e l'adozione dei codici di rete.

### **Progetto KEP: support for strengthening energy regulatory authorities in the western balkans**

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, l'Autorità fin dal 2018 ha partecipato al progetto *Know Exchange Programme* (KEP) "*Central European Initiative (CEI) – Support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*", co-finanziato dal Forum intergovernativo "Iniziativa Centro europea". Per l'anno 2021 sono state estese le attività del 2020, a causa dell'emergenza pandemica da Covid-19, e sono stati coinvolti in qualità di *observers* anche i regolatori di Bosnia-Erzegovina, Grecia e Kosovo, al fine di completare l'area di influenza del progetto che già contava i regolatori di Albania, Bulgaria, Macedonia del Nord, Montenegro e Serbia.

Nel corso degli anni, le attività del progetto si sono focalizzate sul consentire ai beneficiari di gestire il processo di integrazione del mercato elettrico balcanico secondo le *best practices* dell'Unione europea, obiettivo parzialmente raggiunto, perché i progetti di *market coupling* sono stati avviati ma non ancora completati, a causa del mancato recepimento della regolazione europea nel quadro legale dei beneficiari. Grazie anche al trasferimento di conoscenze operato da questa Autorità, coadiuvata da Gestore dei mercati energetici (GME), Gestore dei servizi energetici (GSE), Ricerca sul sistema energetico (RSE), Snam e Terna, sia l'Albania sia il Montenegro hanno gestito con successo la creazione della borsa elettrica nazionale. Analogo processo è avvenuto in Macedonia del Nord, che si è unita al progetto KEP solo nel 2020.

Nel 2021, il perimetro delle attività è stato esteso anche al settore gas, includendo principi generali utili a supportare il processo di transizione energetica nell'area dei Balcani.

A fine 2021, dopo quattro anni di intensa attività di *capacity bulding* e scambio di conoscenze tecniche, il progetto si è concluso con una conferenza finale, il 16 dicembre. A margine della conferenza, l'Autorità ha annunciato la costituzione nel 2022 della *Balkan Energy School* (BES). La BES avrà come obiettivo quello di un'azione istituzionale e di *capacity building* più inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e di integrazione dei mercati euro-balcanici.

Inoltre, riguardo al progetto di *market coupling* tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia (progetto AIMS), implementato parallelamente al progetto KEP, nel 2021 le attività si sono concentrate sul processo di adesione della borsa albanese ALPEX al gruppo, attraverso la sottoscrizione di un accordo formale.

---

<sup>73</sup> Albania, Bosnia ed Erzegovina, Kosovo, Georgia, Macedonia del Nord, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina.

### **Mercato dell'energia nei paesi dell'area del mediterraneo**

L'Autorità, anche nel 2021, ha proseguito la propria azione nell'ambito dell'associazione MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, ospitando anche lo staff del Segretariato a Milano.

Riguardo al settore elettrico, è stato approvato il rapporto sulla sicurezza degli approvvigionamenti nei sistemi elettrici dell'area mediterranea, "*Security of Supply*", sulla situazione e sulle possibili misure relative al livello di sicurezza dei sistemi nazionali di riferimento. Il report è stato anche sottoposto, per osservazioni, all'Associazione mediterranea dei gestori di rete (MED-TSO).

Per quanto concerne lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, è stato approvato il rapporto "*Energy Efficiency Programmes and Electric Mobility in the Mediterranean Countries*". Tra le varie conclusioni del rapporto, si sottolinea l'indicazione, basata su valutazioni specifiche dei casi-paese e sugli scenari proposti da OME (*Observatoire Méditerranéen de l'Energie*), di un elevato potenziale di sviluppo dell'efficienza energetica nell'intera area mediterranea.

Riguardo al settore del gas naturale, è stato approvato il rapporto "*Analysis of gas infrastructure to improve flexibility and interoperability of energy systems*", utile a fornire spunti per migliorare la flessibilità e l'interoperabilità delle infrastrutture nell'area del Mediterraneo in una prospettiva di riduzione delle emissioni e di contrasto al cambiamento climatico. Inoltre, nell'ambito delle attività del gruppo gas, il 3 novembre 2021, è stato organizzato, su iniziativa di questa Autorità, il primo *workshop* MEDREG sulle prospettive di sviluppo dell'idrogeno nella sponda sud del Mediterraneo.

Relativamente ai consumatori, il *working group* si è dedicato alla redazione del primo rapporto sul ruolo della digitalizzazione e il suo impatto sui consumatori, "*Role of digitalization and its impact on consumer issues*", che mira a esplorare come la digitalizzazione sosterrà lo sviluppo di un'energia più intelligente, aiutando i consumatori a gestire meglio i propri consumi. Inoltre, sono stati approvati: un aggiornamento del report "*Regulatory outlook*" (l'ultima versione risale al 2018), che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo, basata su sei criteri: *status* giuridico, indipendenza, competenze, organizzazione interna, applicazione, trasparenza ed *enforcement*; e lo "*Study on the Interlink between Good Regulatory Principles and the Energy Transformation Challenge*", che offre una panoramica sugli strumenti di cui si stanno dotando i regolatori per affrontare e governare la transizione energetica.

L'Associazione ha inoltre lanciato un'iniziativa di sostegno a giovani ricercatori che producono lavori di ricerca su temi rilevanti, il MEDREG *Award* e ha organizzato alcuni *webinar* a beneficio dei propri membri.

Nell'ambito del Protocollo di collaborazione tra CEER (*Council of European Regulators*), ECRB (*Energy Community Regulatory Board*) e MEDREG, sottoscritto dalle tre istituzioni nel 2018, si è tenuto nelle giornate del 26 e 27 maggio il consueto incontro annuale, "*Trilateral Meeting Regulatory means to foster active customer engagement Flexibility, demand response, prosumers*" che ha discusso, tra l'altro, delle prospettive future della digitalizzazione per il consumatore finale insieme alle criticità legate alla *cybersecurity*.

Per quanto riguarda le tre piattaforme per l'Unione per il Mediterraneo (UpM)<sup>74</sup>, si è svolta, il 14

---

<sup>74</sup> Nel corso del *Ministerial Meeting on Energy dell'Union for the Mediterranean* (UfM) del 1° dicembre 2016, è stata adottata la *Ministerial Declaration* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee per l'energia elettrica, il gas, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. L'Unione per il Mediterraneo è un'organizzazione intergovernativa che raggruppa 42 paesi europei e del bacino del Mediterraneo: i 27 stati membri dell'Unione europea e 15 paesi mediterranei partner del Nordafrica, del Medio Oriente e dell'Europa sud-orientale; è dotata di un proprio Segretariato con sede a Barcellona.

giugno 2021, la riunione dei Ministri dell'energia dei paesi appartenenti all'UpM, nel corso della quale è stata proposta l'adozione di *roadmap* volta a sviluppare programmi nazionali integrati su energia e clima; incrementare i target relativi all'efficienza energetica e favorire lo sviluppo di tecnologie innovative; incoraggiare gli investimenti in fonti di produzione di energia rinnovabile; supportare lo sviluppo di quadri regolatori utili al raggiungimento di mercati energetici euro-mediterranei integrati; favorire i processi finalizzati a promuovere la digitalizzazione dei sistemi energetici, tenendo conto dei profili relativi alla *cybersecurity*.

Il 20 ottobre si è svolto l'incontro del gruppo informale dei cd. "Regolatori del Sud", su iniziativa dei regolatori di Francia (CRE) e Grecia (RAE), con la partecipazione dei promotori, di questa Autorità e delle Autorità di regolazione di Cipro, Portogallo, Slovenia e Spagna. Lo scopo del gruppo informale è di creare un collegamento tra i regolatori dell'Unione europea meridionale per lo scambio di opinioni su tematiche energetiche di attualità, per la condivisione di informazioni sulle politiche regolatorie nei rispettivi paesi e per la ricerca di eventuali posizioni comuni nel dialogo con le istituzioni europee.

Il gruppo ha affrontato il tema dei rapporti nelle organizzazioni di comune partecipazione (ACER, CEER e MEDREG), ha discusso della crisi dei prezzi dell'energia, che ha colpito soprattutto i paesi del Sud Europa), e ha esaminato le strategie, le necessità rilevate e i possibili aspetti di collaborazione nella gestione delle emergenze.

## COP26

Il 24 maggio 2021 si è svolto l'evento "*Regulating for a Green, Fair Future*", promosso e organizzato dal regolatore inglese OFGEM, nell'ambito dei lavori preparatori alla Conferenza delle parti ONU sul clima (COP26), tenutasi nel mese di novembre 2021. Obiettivo principale dell'incontro è stato di evidenziare i punti di vista e il contributo che i regolatori possono realizzare nel processo di transizione energetica sotteso alla lotta contro i cambiamenti climatici.

## Relazioni bilaterali con paesi UE ed extra-UE

**Grecia.** Si è tenuto ad Atene, il 19 ottobre scorso, un incontro bilaterale tra l'Autorità e il regolatore greco, con un confronto sul ruolo degli *stakeholder* italiani in Grecia e la collaborazione nel Mediterraneo.

**Francia.** Si è svolto un incontro bilaterale fra l'Autorità e il regolatore francese, durante il quale sono state affrontate tematiche europee di comune interesse, come lo sviluppo delle infrastrutture (SACOI e Piemonte-Savoia), i rapporti con paesi terzi e le attività di cooperazione internazionale.

**Sudafrica.** L'incontro è nato dalla richiesta dell'Autorità sudafricana per l'energia (NERSA) di approfondire l'esperienza del nostro Paese su tematiche quali la progressiva integrazione delle energie rinnovabili nella rete nazionale, il sistema di approvvigionamento di gas naturale e lo sviluppo di reti elettriche internazionali. Il NERSA sta, infatti, procedendo a una serie di consultazioni con autorità di paesi considerati come *benchmark* internazionali.

## 3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

### 3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.5 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2021 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2021 sono provvisori.

**Tavola 3.5 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia**

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2020	2021 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione lorda	280.531	286.905	2,3%
Servizi ausiliari	8.883	9.231	3,9%
Produzione netta	271.648	277.674	2,2%
Ricevuta da fornitori esteri	39.790	46.564	17,0%
Ceduta a clienti esteri	7.590	3.771	-50,3%
Destinata ai pompaggi	2.668	2.827	6,0%
Disponibilità per il consumo	301.180	317.640	5,5%
Perdite di rete	17.366	17.051	-1,8%
Consumi al netto delle perdite	283.814	300.589	5,9%

(A) Dati provvisori.

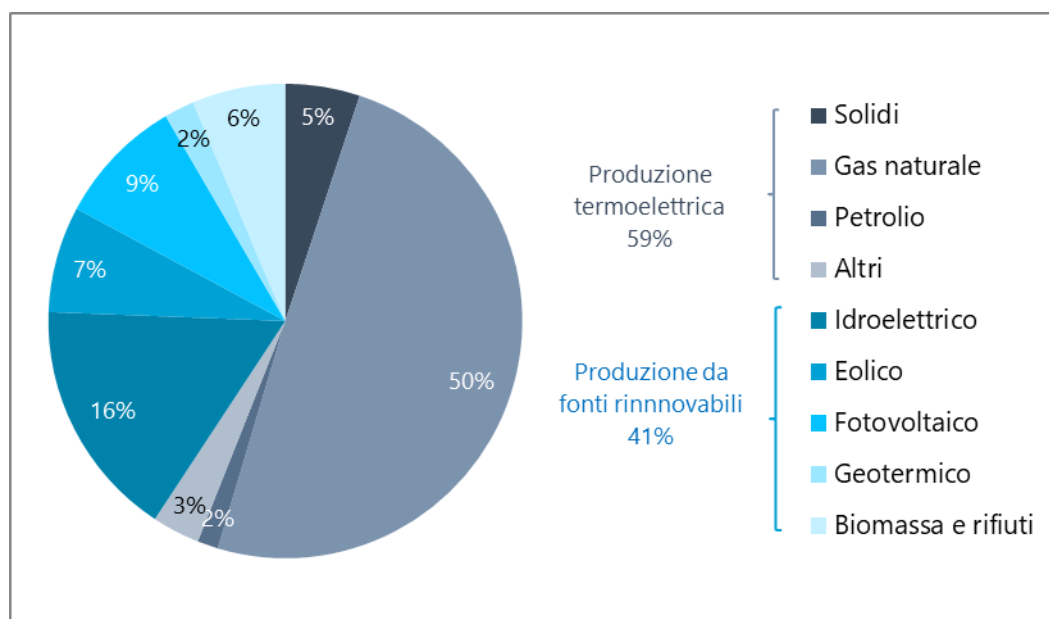
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

Nel 2021 la richiesta nazionale di energia elettrica è risultata in aumento (5,5%) rispetto all'anno precedente quando, a causa della straordinaria situazione pandemica, i consumi del settore industriale avevano registrato un forte rallentamento. L'aumento si è registrato in tutti i settori di consumo.

La disponibilità di energia elettrica è quindi tornata in linea con i livelli pre-Covid del 2019 (-0,6% rispetto al 2019) ed è stata soddisfatta per l'86,5% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), che è aumentata del 2,2%, mentre per il restante 13,5% dal saldo con l'estero. L'energia esportata si è dimezzata e quella importata è aumentata del 17%, facendo registrare un saldo di energia import-export pari a 42.793 GWh, in aumento del 32,9% rispetto a quello del 2020.

Nel 2021 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia ha raggiunto 286,9 TWh dai 280,5 TWh del 2020, registrando un incremento del 2,3%. La crescita si è avuta, in particolare, nella produzione termoelettrica che è passata da 161,7 TWh circa a 170 TWh (+5,2%), grazie soprattutto alla maggiore produzione da gas naturale (142 TWh) che ha prodotto 8,4 TWh in più rispetto al 2020 e a quella da combustibili solidi (28 TWh) che ha generato 1,2 TWh in più rispetto all'anno precedente. La produzione da fonti rinnovabili (114,7 TWh) è risultata, invece, in diminuzione (-1,9%). Più in dettaglio, la produzione da bioenergie è diminuita del 6,9%, così come la generazione idroelettrica e geotermica sono diminuite, rispettivamente, del 5,9% e del 2,1%, mentre è aumentata considerevolmente la produzione da eolico (10,8%). È rimasta pressoché invariata la produzione fotovoltaica (25 TWh) con un aumento dello 0,5%.

La ripartizione tra fonte termoelettrica tradizionale e fonte rinnovabile vede un peso del 59,3% per la produzione termoelettrica e del 40% per quella rinnovabile; pertanto, il contributo della produzione termoelettrica all'intera produzione nazionale è aumentato, rispetto al 2020, dell'1,6%. Sul totale della generazione nazionale il gas incide per il 49,5%. La quota delle rinnovabili sale al 41% se si include la produzione idroelettrica da pompaggi (Figura 3.4).

**Figura 3.4 Produzione lorda per fonte nel 2020**

Fonte: Terna, dati provvisori.

La Tavola 3.6 riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2021, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità, che quest'anno copre il 95% della generazione indicata da Terna. La tavola mostra che gli operatori di tipo misto, con generazione sia termoelettrica sia rinnovabile, detengono quasi metà della potenza complessiva, cioè 51.321 MW, e rappresentano come di consueto il 3% circa dei produttori di energia (sono 399 su 14.561). Nonostante il numero dei produttori di tipo "misto" e la relativa potenza disponibile siano rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2020, il loro apporto percentuale alla generazione complessiva è notevolmente aumentato rispetto all'anno precedente, passando dal 37% al 44%.

**Tavola 3.6 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2021**

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMOELETTRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	458	13 704	399	14 561
Potenza lorda (MW)	20 785	32 825	51 321	104 931
Generazione lorda (TWh)	76.4	75.4	120	271.8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari, Enel, Eni e A2A, è risultata in aumento al 33,1% (era al 31,8% nel 2020), perché è cresciuta la quota di tutti e tre i gruppi. In particolare, con un aumento della quota dal 6% al 6,9%, nel 2021 il gruppo A2A ha superato il gruppo Edison (storicamente in terza posizione), che invece ha visto la propria quota di mercato diminuire dal 7% al 6,2%. Anche la quota di EPH, che è il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, ha registrato un lieve aumento (dal 5,4% al 5,9%). Gli indici di concentrazione nella generazione elettrica lorda risultano tutti in crescita: il C5 passa da 43,2% a 45,9%, così come l'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) nel 2021 è salito a 560 dal valore 496 evidenziato nel 2020.

**Tavola 3.7 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

ANNO	RICHIESTA <sup>(A)</sup> (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA >5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,9	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,4	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,2	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,7	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015	315,0	60,5	118,3	3	40,1
2016	311,8	56,1	114,2	4	43,9
2017	318,1	56,4	114,2	5	35,6
2018	319,1	57,6	115,2	4	35,4
2019	317,2	58,8	116,4	5	33,3
2020	298,5	55,4	116,4	5	31,7
2021 <sup>(B)</sup>	314,8	55,0	116,6	5	33,6

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna e Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021 la potenza netta complessiva si è attestata sui 116,6 GW (Tavola 3.7; dato provvisorio), che si ripartisce tra un 49,6% di rinnovabile e un 50,4% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto l'8 luglio 2021, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 55 GW (in riduzione del -0,7% rispetto al picco dell'anno precedente, pari a 55,4 GW registrato il 31 luglio 2020). Anche il picco estivo del 2021 resta lontano dalla punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW).

I gruppi con una quota di capacità netta installata superiore al 5% sono quattro: Enel (22%), A2A (8%) Eni (5,4%) ed Edison (5,2%); nel 2020 erano tre (Enel, A2A ed Edison). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 35,4%, inferiore al 36,3% del 2020. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia anch'esso una riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2021 è pari a 652, mentre era uguale a 682 nell'anno precedente.

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, che vanno dalle tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in*



*tariff*<sup>75</sup>) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*<sup>76</sup>. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso nel 2021 l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a poco più di 62 TWh (dato preconsuntivo), cioè circa 0,4 TWh in più della quantità incentivata nel 2020. Secondo i dati preconsuntivi, nel 2021 il 33% dei 62,3 TWh di energia rinnovabile incentivata è stata prodotta con impianti fotovoltaici, il 26% da impianti eolici, il 26% dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Queste quote non sono sostanzialmente mutate dal 2020.

Con il venir meno (nel 2016) del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria  $A_{SOS}$  fissata trimestralmente dall'Autorità<sup>77</sup>. Complessivamente per l'anno 2021, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 10,5 miliardi di euro. La componente tariffaria  $A_{SOS}$ , oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei costi per il sostegno ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e i costi relativi agli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili che beneficiano del provvedimento Cip 6/92. Da segnalare che quest'ultimo provvedimento ha esaurito i suoi effetti nel mese di aprile 2021, quando si è concluso il periodo di remunerazione per l'ultimo impianto avente diritto.

Coerentemente con il maggiore fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2021, anche il saldo estero ha registrato un deciso incremento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 42,8 TWh dai 32,2 TWh dell'anno precedente (+33%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è risalita al 13,5% dal minimo storico registrato lo scorso anno, pari al 10,6%. L'incremento del saldo estero è stato ottenuto sia con l'aumento delle importazioni (17%) sia con la contemporanea riduzione delle esportazioni (-50%). Il maggiore ricorso alle importazioni è dovuto alla necessità di coprire una domanda in aumento, in un anno peraltro di minore penetrazione delle fonti rinnovabili causata dall'insufficiente produzione idroelettrica in un contesto di scarsa idraulicità. La decisa ripresa delle importazioni si è attenuata solo nell'ultimo trimestre dell'anno principalmente a causa dell'indisponibilità di parte della produzione nucleare francese per i periodici programmi di manutenzione degli impianti Oltralpe. Anche nel 2021 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (43%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 10 punti percentuali rispetto al 2020. Un altro 33% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (39% nel 2020), il 13% dalla Slovenia (11% nel 2020), il 7% proviene dal Montenegro (2% nel 2020), il 3% dall'Austria e altrettanto dalla Grecia.

### La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima, nel Mercato

---

<sup>75</sup> *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

<sup>76</sup> *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

<sup>77</sup> Le componenti tariffarie pagate dai clienti dell'energia elettrica a copertura degli oneri generali di sistema sono due:  $A_{SOS}$  è appunto quella relativa al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, mentre la componente tariffaria  $A_{RIM}$  è quella destinata a coprire gli oneri generali rimanenti.

infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, infine, raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna che viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*). L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni tra le zone, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti di ciascuna zona, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel corso del 2021, è proseguito il processo di estensione dell'accoppiamento del Mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento dei mercati italiano e sloveno. Alla fine del 2020, erano 22 gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). Il 1° gennaio 2021, la Gran Bretagna ha ritirato la sua adesione allo SDAC in esito alla Brexit. Nel corso del 2021, prima la Cechia, la Slovacchia, l'Ungheria e la Romania (il 17 giugno 2021) e poi la Bulgaria (il 27 ottobre 2021) hanno aderito allo SDAC. Alla fine del 2021, dunque, lo SDAC registrava 26 stati aderenti<sup>78</sup>. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Anche per il Mercato infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto, come per l'MGP, un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali, *Single Intra-Day Coupling* (SIDC). Per l'Italia, con decorrenza dal 21 settembre 2021, il nuovo meccanismo è stato implementato attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), le quali sostituiscono le precedenti 7 aste di cui si componeva il MI, e di una sessione in negoziazione continua (MI-XBID) accoppiata a quelle degli altri paesi europei che hanno aderito al SIDC<sup>79</sup>. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni dell'MI le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale.

A partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento per Terna delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. Con riferimento al Mercato del bilanciamento, dal 13 gennaio 2021, l'Italia utilizza

---

<sup>78</sup> Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

<sup>79</sup> Tutti i paesi dell'Unione europea (con esclusione della Grecia e della Slovacchia, oltre che di Malta e Cipro) più la Norvegia.

anche la piattaforma europea TERRE per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (*Replacement Reserve*). Sulla piattaforma TERRE, come sulle altre piattaforme previste dal regolamento (UE) 2195/2017 (c.d. regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"<sup>80</sup>.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)<sup>81</sup>.

A oggi gli operatori ammessi al mercato elettrico sono 289.

### Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2021, in un contesto economico caratterizzato da una domanda aggregata in crescita e un'offerta che cerca di stabilizzarsi dopo l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia, si è registrato un aumento della quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia, pari a 290,4 TWh (+3,6% rispetto al 2020). Tale aumento va riferito ai maggiori acquisti nazionali (286,1 TWh; +5,4%), solo in parte compensato da minori esportazioni (4,3 TWh; -50%). In calo, invece, sono risultati i volumi offerti nel Sistema Italia (472,4 TWh; -5%) (Tavola 3.8).

Il generale calo delle offerte presentate ha riguardato prevalentemente gli impianti termoelettrici (cicli combinati e impianti a carbone) e idroelettrici, sebbene a tale calo di offerte non si sia associato un corrispondente calo delle vendite. Gli impianti termoelettrici, responsabili per il 60% delle vendite totali (come nell'anno 2020), hanno registrato aumenti sull'anno precedente che variano da +71% per gli impianti a carbone (8,8 TWh; 6% delle vendite termoelettriche) a +75% per quelli misti a olio combustibile (3,8 TWh; 3% delle vendite termoelettriche), mentre sono risultate in calo dell'1% le

---

<sup>80</sup> Procedura tramite la quale i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

<sup>81</sup> Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento pubblicato dall'Autorità in data 21 luglio 2020 (cfr. delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel).

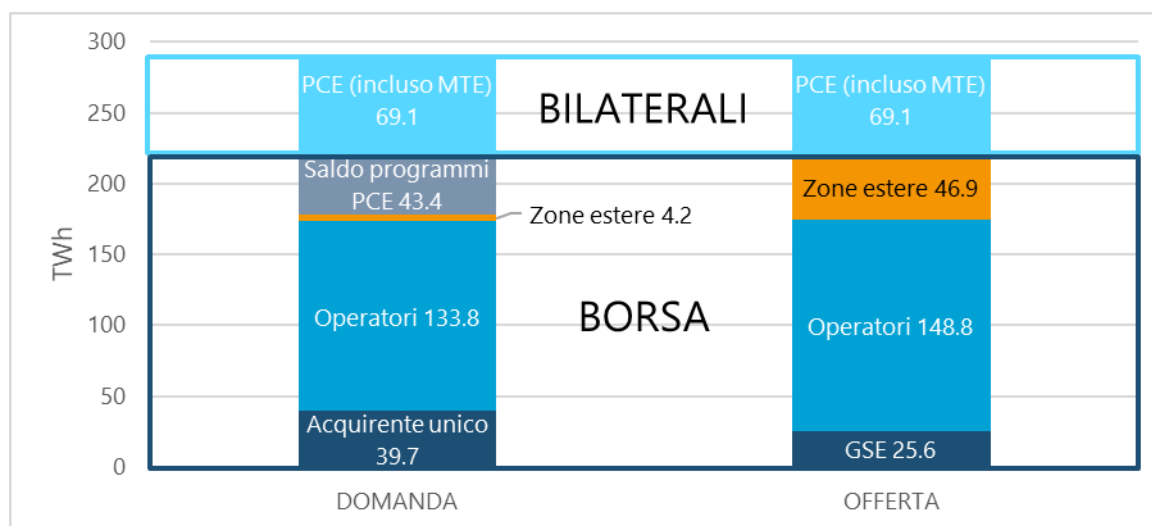
vendite degli impianti alimentati a gas naturale (116,8 TWh; 81% delle vendite termoelettriche). Pertanto, nel 2021, queste ultime hanno rappresentato circa il 48% delle vendite totali. È rimasta stabile, invece, la quota percentuale venduta dagli impianti rinnovabili (40%).

**Tavola 3.8 Mercato dell'energia elettrica**

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP (TWh)		
	Compressive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2004	231,6	67,3	164,3
2005	323,2	203,0	120,2
2006	329,8	196,5	133,3
2007	330,0	221,3	108,7
2008	337,0	232,6	104,3
2009	313,4	213,0	100,4
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0
2013	289,2	206,9	82,3
2014	282,0	185,8	96,1
2015	287,1	194,6	92,5
2016	289,7	202,8	86,9
2017	292,2	210,9	81,3
2018	295,6	213,0	82,6
2019	295,8	213,3	82,6
2020	280,2	209,8	70,3
2021	290,4	221,3	69,1

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

**Figura 3.5 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2021**



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

La quota dei volumi scambiati direttamente in borsa è risultata in aumento (221,3 TWh; +5,5%) (Tavola 3.8) e ha raggiunto il 76,2% degli scambi totali sull'MGP (+1,3 punti percentuali sul 2020); la significativa crescita della liquidità è stata favorita da un aumento delle importazioni (48 TWh; +14,6%), parzialmente contenuto dal dimezzamento delle esportazioni (4,3 TWh; -50%); si sono ridotti quasi del 2% i volumi di Acquirente unico, pari al 14% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Hanno continuato a perdere quota anche i programmi derivati dalle

registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (69,1 TWh, -1,7%) (Tavola 3.9).

**Tavola 3.9 Contratti bilaterali acquistati**

CONTRATTI (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nazionali	134.862	125.750	136.867	129.368	114.745	112.531
di cui Acquirente unico	17.594	3.714	2.459	-	-	0,02
di cui altri operatori	117.267	122.037	134.408	129.368	114.745	112.531
Esteri	34	69	0	-	4	34
Saldo programmi PCE	-48.019	-44.540	-54.233	-46.804	-44.403	-43.445
Contratti bilaterali	86.876	81.279	82.635	82.564	70.346	69.121

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

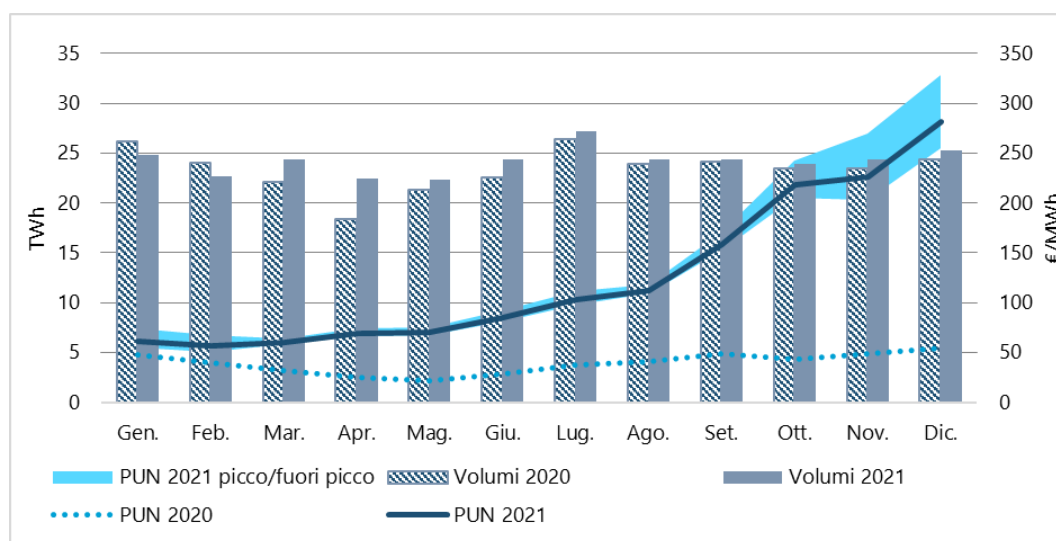
### 3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

#### Il mercato del giorno prima

Dopo il minimo storico del 2020 (38,92 €/MWh), il prezzo medio annuale di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2021 ha raggiunto il livello record di 125,46 €/MWh (Figura 3.6), in netto rialzo rispetto al 2020 (+222%) e in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee (Figura 3.8).

L'aumento è stato sostenuto, oltre che dalla ripresa della domanda elettrica, dalla progressione dei costi di generazione termoelettrica, alimentati da quotazioni record del gas naturale, del carbone e della CO<sub>2</sub>. La dinamica del PUN è rimasta omogenea per tutti i gruppi di ore: la media annuale si è attestata a 141,55 €/MWh (+214%) nelle ore di picco, a 121,06 €/MWh (+221%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e a 111,92 €/MWh (+237%) nei giorni festivi. Osservando il profilo giornaliero, è risultato in calo il rapporto tra le ore di picco e quelle fuori picco (1,21; -6%), favorito da una riduzione del differenziale nelle ore serali (-7%) solo parzialmente compensata da un aumento del differenziale nelle ore del mattino (+4%).

**Figura 3.6 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia**



Fonte: GME.

Si sono ridotte le negoziazioni sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 504 transazioni (-55% rispetto al 2020), per un totale di 296 GWh (-59%) scambiati, quasi unicamente di profilo *baseload*. Gli scambi si sono concentrati nel primo e nel quarto trimestre dell'anno. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri è rimasto sostanzialmente costante a 0,23 €/MWh, senza particolari variazioni infra-annuali.

### Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2021 sul Mercato infragiornaliero (26,0 TWh) hanno evidenziato un aumento rispetto all'anno precedente (+1,1 TWh; +4%), segnalando l'esigenza di un maggiore aggiustamento dei programmi da parte degli operatori. Tale aumento si è verificato interamente nelle prime due sessioni di mercato (17,8 TWh; +1,1 TWh), piuttosto che nelle sessioni successive (8,2 TWh; -0,7 TWh).

Con le modifiche apportate al mercato, a partire dal mese di settembre 2021, si è registrata una concentrazione degli scambi nella prima asta (MI-A1) mentre l'elevata quota di scambi effettuata nella sessione in negoziazione continua (MI-XBID) con una controparte estera ha evidenziato la raccolta di quote di mercato precedentemente non intercettate.

I prezzi nell'MI si sono attestati su livelli medi mensili in linea con quelli dei corrispondenti valori dell'MGP, evidenziando nel corso del 2021 progressivi rialzi fino a un massimo di 290 €/MWh a dicembre, in concomitanza con il forte rincaro registrato dai prezzi del gas naturale e della CO<sub>2</sub>.

### Mercato a termine dell'energia

Sul Mercato a termine dell'energia elettrica (Tavola 3.10), relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2021 si sono registrati soltanto 7 abbinamenti per un totale di 22 GWh, in netto calo rispetto allo scorso anno (-97%), per i soli prodotti mensili (18 MW) e annuali (1 MW), entrambi di profilo *baseload*. Per il settimo anno consecutivo non si registra alcuna transazione bilaterale ai soli fini di *clearing*.

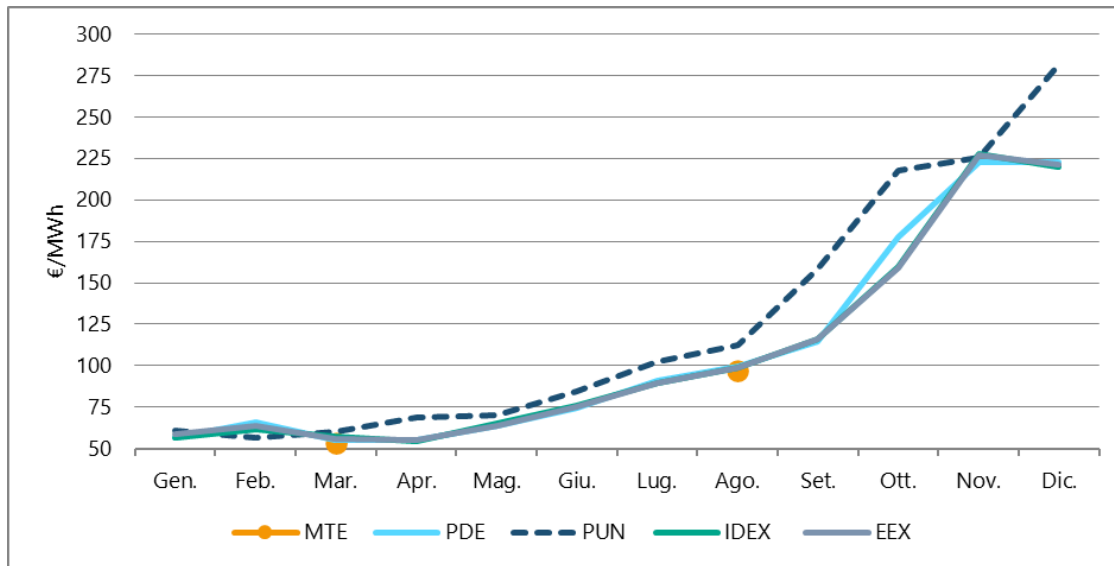
**Tavola 3.10 Volumi scambiati sull'MTE**

DURATA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VARIAZIONE 2021/2020
CONTRATTI (MW)	1.004	411	518	391	596	213	19	-91%
<i>Baseload</i>	899	323	449	357	561	174	19	-89%
<i>Peakload</i>	105	88	69	34	35	39	0	-100%
VOLUMI (GWh)	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	771	22	-97%
<i>Baseload</i>	5.007	1002	1.335	1.155	1.602	730	22	-97%
<i>Peakload</i>	79	67	21	36	38	41	0	-100%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), si rilevano prezzi compresi tra 55 €/MWh (aprile) e 223 €/MWh (dicembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN (con riferimento al medesimo mese di consegna) ma evidenzia altresì distacchi significativi negli ultimi quattro mesi dell'anno, registrando (rispetto al PUN) differenziali fino a 40-60 €/MWh (Figura 3.7).

**Figura 3.7 Prezzi medi nel 2021 del prodotto *baseload* di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione**

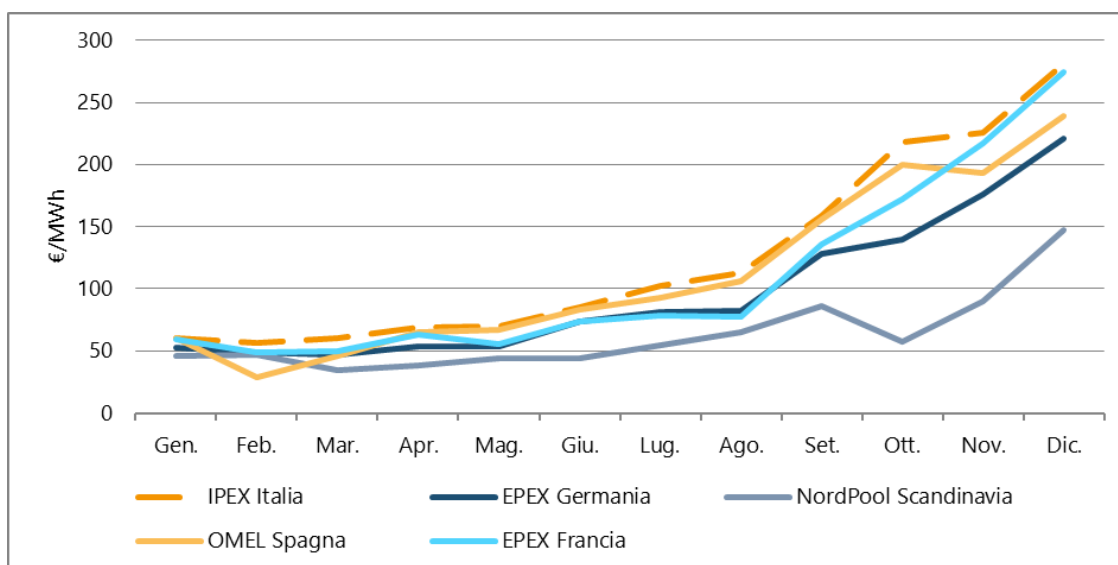


Fonte: Elaborazione ARERA su dati di diverse fonti.

### Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

In un contesto globale di forte rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche le quotazioni dell'energia elettrica negli altri paesi europei hanno segnato incrementi senza precedenti, arrivando a triplicare quelle del 2020 (Figura 3.8). I prezzi nei Mercati del giorno prima si sono attestati mediamente sui 110 €/MWh in Francia e Spagna e sui 97 €/MWh in Germania. In media d'anno i prezzi sono cresciuti del 239% in Francia, del 230% in Spagna, del 218% in Germania e del 475% in area scandinava).

**Figura 3.8 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021**



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

Nonostante i meccanismi di *market coupling* abbiano consentito un'efficiente gestione dei flussi transfrontalieri, si è osservata una riduzione della convergenza di prezzo tra i vari paesi, determinata dalle differenze in termini di costo e disponibilità della capacità dei relativi parchi di generazione. Per Italia, Francia e Germania i prezzi sono stati perfettamente allineati tra loro nel 18% delle ore (-11 punti percentuali rispetto al 2020), mentre il prezzo italiano è risultato più alto di quello francese nel 66% delle ore, di quello austriaco nel 75% delle ore e di quello sloveno nel 52% delle ore. Tale crescita del differenziale tra prezzi italiani ed esteri ha portato a un incremento delle importazioni (48 TWh, +15%) e a un calo delle esportazioni (4,3 TWh, -51%). Inoltre, le esportazioni verso la Grecia (0,5 TWh; -81% rispetto al 2020) hanno risentito dell'indisponibilità del transito per un numero di ore rilevante (circa il 30%).

### 3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

#### Monitoraggio del mercato all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale che l'Autorità possiede per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. Nel settore elettrico, l'Autorità si è quindi dotata<sup>82</sup>, fin dal 2008, del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore.

L'importanza della funzione di monitoraggio svolta dalle autorità di regolazione a livello nazionale – e già prevista per ARERA dalla legge istitutiva – è riconosciuta anche a livello europeo: oltre alle direttive sui mercati energetici, il regolamento (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT – *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*), ha rafforzato e ampliato i poteri di monitoraggio delle autorità di regolazione nazionali. In particolare, la funzione di monitoraggio prevista dal REMIT è finalizzata ad accrescere la generale trasparenza dei mercati e a promuovere più omogenee condizioni competitive tra gli operatori, intercettando le condotte abusive attinenti alle manipolazioni di mercato e alle operazioni di *insider dealing*, ivi comprese le pratiche che si estendono *cross-border* e *cross-product* (prodotti *spot* e a termine, fisici e finanziari); tale importante funzione, pertanto, è coordinata a livello europeo dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

In seguito alla pubblicazione del "Rapporto dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente in materia di monitoraggio del Mercato per il servizio di dispacciamento: *segmento relativo alla regolazione di tensione*", nel luglio 2020 l'Autorità ha disposto<sup>83</sup> l'avvio di approfondimenti sulle condotte degli utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione idonee ai servizi di riserva reattiva e localizzate nelle aree del Mezzogiorno su cui insistono vincoli di tensione. Pertanto, nell'anno 2021, sono stati condotti i suddetti approfondimenti anche in considerazione del significativo costo sostenuto da Terna proprio per la risoluzione dei vincoli locali di tensione, che nel 2021 è risultato pari a circa 990 milioni di euro, in riduzione rispetto ai 1.400 milioni di euro del 2020. Questi costi sono stati recuperati attraverso il "corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse

---

<sup>82</sup> Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i.

<sup>83</sup> Con la delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel.



nel Mercato per il servizio di dispacciamento" (c.d. *uplift*) che grava sugli utenti del dispacciamento e, per il loro tramite, sui consumatori.

Parallelamente, allo scopo di monitorare altri aspetti specifici dell'MSD, è stata avviata l'analisi dell'approvvigionamento implicito delle risorse per la regolazione di frequenza, ovvero dei fabbisogni di riserva di potenza attiva.

Infine, sono stati oggetto di monitoraggio i fondamentali di mercato al fine di individuare le cause principali dei marcati rialzi dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso. La sostenuta ripresa dell'economia globale e le tensioni nell'approvvigionamento di materie prime e di *input* intermedi, in parte dovute alla rapidità della crescita stessa e in parte a strozzature dell'offerta emerse nelle catene globali di fornitura a causa della pandemia, hanno fornito la cornice entro cui si è sviluppato il *trend* al rialzo dei prezzi dei prodotti energetici. In particolare, nel corso del 2021, nel mercato globale del GNL si è creata una situazione di scarsità che ha determinato forti pressioni sugli stoccaggi europei di gas naturale e quindi sui relativi prezzi. Parallelamente si è assistito a un forte aumento del prezzo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>, in parte correlato alla dinamica dello stesso prezzo del gas naturale e in parte influenzato dalle decisioni di politica climatica adottate a livello europeo, con particolare riferimento all'obiettivo di riduzione delle emissioni di almeno il 55% rispetto al 1990, entro il 2030. La crescita dei prezzi europei del gas e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> si è tradotta in un aumento dei costi di generazione degli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale e, conseguentemente, del prezzo *spot* dell'energia elettrica, stante il numero elevato di ore (circa il 50% in Italia) in cui gli impianti a ciclo combinato sono risultati essere la tecnologia marginale nel mercato del giorno prima.

### Attuazione del REMIT

Nel corso del 2021 sono state condotte le attività prestrutturali, derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento REMIT.

In particolare, in data 22 dicembre 2021, l'Autorità ha pubblicato un comunicato stampa dando evidenza degli esiti degli approfondimenti effettuati su quanto segnalato nell'articolo pubblicato da S&P Global Platts, l'11 novembre 2020, in merito a possibili effetti distorsivi nel mercato del gas naturale determinati dalle regole di bilanciamento. L'articolo aveva, infatti, ipotizzato l'utilizzo sistematico di strategie di trattenimento di capacità in importazione o in stoccaggio, messe in atto dai *trader* nelle prime ore della giornata, al fine di procurare uno sbilanciamento negativo (ovvero un *deficit*) del sistema gas, tale da indurre, nel pomeriggio, l'intervento in acquisto del responsabile per il bilanciamento (Snam Rete Gas), con conseguente rialzo dei prezzi nel mercato infragiornaliero. In esito ai suddetti approfondimenti, l'Autorità, tuttavia, non ha riscontrato né evidenze di violazioni del divieto di manipolazione di mercato ai sensi del REMIT, né effetti distorsivi riconducibili alle disposizioni del quadro legislativo europeo in tema di bilanciamento. Pertanto, le conclusioni ipotizzate nell'articolo di S&P Global Platts non hanno trovato conferma.

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo:

- alla ristrutturazione e all'aggiornamento della *Guidance* generale di ACER sull'applicazione del REMIT, con la pubblicazione della sesta edizione del documento in data 22 luglio 2021;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso,

nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;

- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e al contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

### 3.2.2 Mercato al dettaglio

Nel 2021, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 301 TWh, in aumento del 5,9% rispetto a quelli del 2020. Il recupero dei consumi si è registrato in tutti i settori, compreso il domestico dove, tuttavia, l'aumento è stato molto più contenuto rispetto agli altri settori: 1,5% contro incrementi superiori al 6% negli altri settori (Tavola 3.11).

**Tavola 3.11 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale**

SETTORE PRODUTTIVO (TWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>(A)</sup>	Variazione 2019/20
Domestico	64,3	65,5	65,1	65,6	66,2	67,2	1,5%
Agricoltura	5,6	6,0	5,8	6,1	6,3	6,7	6,5%
Industria	122,7	125,5	126,4	128,9	125,4	134,4	7,2%
Terziario	102,9	104,9	106,0	101,2	85,9	92,3	7,5%
<b>TOTALE</b>	<b>295,5</b>	<b>301,9</b>	<b>303,4</b>	<b>301,8</b>	<b>283,8</b>	<b>300,6</b>	<b>5,9%</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2021 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 112 soggetti nel mercato di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali, 3 nella salvaguardia e 804 nel mercato libero.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 592 (cioè il 74% di quelle presenti nel mercato), 55 delle quali hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto del fatto che 43 soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, nonché del fatto che le imprese che svolgono i servizi di salvaguardia e a tutele graduali vendono anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 602 (cioè 657 rispondenti a cui vanno sottratte le 55 imprese inattive). Nel 2020 i venditori presenti erano pari a 119 nella maggior tutela, a 3 nella salvaguardia e a 564 nel mercato libero (di cui 43 inattivi). Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di sette unità rispetto al 2020, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Al contrario, il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece nuovamente aumentato di 16 unità. Il *trend* di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008 (si veda anche la Figura 3.10).

La Tavola 3.12 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti<sup>84</sup> per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela, tutele graduali e di salvaguardia, grossisti e venditori

<sup>84</sup> Approssimato dal numero dei punti di prelievo sempre conteggiati secondo il criterio del *pro die* (cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti).

del mercato libero. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette l'84%<sup>85</sup> dei consumi finali stimati da Terna, il gestore della rete elettrica.

**Tavola 3.12 Mercato finale della vendita di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite)**

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2020	2021	VARIAZIONE	2021	2021	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	35.459	28.258	-20,3%	15.923	14.199	-10,8%
Domestico	25.684	23.860	-7,1%	13.622	12.397	-9,0%
Non domestico	9.774	4.398	-55,0%	2.300	1.802	-21,7%
Servizio a tutele graduali	-	4.599	-	-	226	-
Servizio di salvaguardia	3.065	3.293	7,4%	70	77	9,7%
Mercato libero	202.444	216.493	6,9%	20.982	22.431	6,9%
Domestico	34.117	36.864	8,1%	16.178	17.462	7,9%
Non domestico	168.327	179.628	6,7%	4.804	4.969	3,4%
<b>MERCATO FINALE</b>	<b>240.968</b>	<b>252.642</b>	<b>4,8%</b>	<b>36.975</b>	<b>36.933</b>	<b>-0,1%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2021) mostrano che la ripresa economica, resa possibile dalla massiccia campagna vaccinale che ha attenuato le misure restrittive imposte nel 2020 per contrastare l'epidemia da Covid-19, ha riportato in crescita i consumi di energia elettrica: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 253 TWh a circa 37 milioni di clienti. Rispetto al 2020 il consumo totale di energia elettrica è aumentato quasi del 5%, mentre i punti di prelievo sono lievemente diminuiti. L'incremento dei consumi non domestici è stato significativo per la ripresa delle attività del settore industriale e più ancora delle costruzioni, mentre il recupero del terziario è rimasto limitato dall'andamento comunque elevato dei contagi in corso d'anno. Anche i consumi del settore domestico, complice la permanenza nelle abitazioni anche per il diffondersi del lavoro svolto in modalità remota e un'estate più calda del 2020 che ha spinto l'uso dei condizionatori, hanno registrato una discreta crescita. I punti di prelievo del settore domestico sono rimasti sostanzialmente invariati (+0,2%), mentre quelli del settore non domestico sono diminuiti (-2%), come già lo scorso anno.

Più precisamente, le **famiglie** italiane hanno acquistato complessivamente 60,7 TWh contro i 59,8 TWh del 2020, registrando quindi un aumento dell'1,5%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 181,2 a 191,9 TWh, mettendo a segno un aumento del 5,9%, insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019). Nel 2021, il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,9 milioni, di cui 12,4 milioni serviti in maggior tutela e 17,5 milioni nel mercato libero: è proseguito quindi il sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela, cominciato nel 2020. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 58,5%, contro il 54,3% del 2020. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2021, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 60,7% dal 57,1% dell'anno precedente. La transizione al mercato libero è comunque un processo che richiede tempo: a quattordici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora una porzione rilevante, pari

<sup>85</sup> Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella Tavola 3.12 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi e le perdite di rete.

al 41,5% del totale.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.925 kWh/anno contro 2.111 kWh/anno. Questo differenziale si sta riducendo nel tempo, perché nelle prime fasi dell'apertura del mercato i primi consumatori domestici a spostarsi nel libero sono stati quelli caratterizzati da ampi consumi, mentre via via che il passaggio al libero si completa si spostano anche le famiglie con i consumi più contenuti. Nel 2021 il divario si è ridotto da 223 kWh a 186 kWh.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese<sup>86</sup> e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW<sup>87</sup>, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021; pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2021 comprendono ancora quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione per i quali la tutela di prezzo è tuttora consentita, vale a dire quelli delle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli di queste micro-imprese, la quota di elettricità venduta nel **servizio di tutela** risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'11,2% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 38,4% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (quelle con potenza impegnata superiore a 15 kW), che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero, vengono rifornite nell'ambito del **servizio a tutele gradual** da un venditore selezionato con gara pubblica<sup>88</sup>, secondo quanto definito da ARERA<sup>89</sup>. Nel 2021 il servizio ha servito 226.000 punti di prelievo, pari allo 0,6% di tutti i clienti del mercato elettrico, cui ha fornito 4,6 TWh, cioè l'1,8% dell'energia venduta nel mercato totale.

Con 216,5 TWh venduti, nel 2021 la quota dell'energia elettrica intermediata dal **mercato libero** è salita all'85,7% (60,7% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel **servizio di salvaguardia** è rimasta invariata all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo). In un mercato finale che complessivamente è cresciuto di 11,7 TWh rispetto al 2020, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 7,2 TWh (-20%), il mercato libero ha guadagnato 14 TWh rispetto all'anno precedente (+6,9%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 227 GWh (+7,4%).

Il numero dei consumatori complessivo è diminuito nel 2021 di 83.000 unità portandosi a 36,9 milioni: la maggior tutela ha perso circa 1,7 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia sono aumentati di circa 7.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 1,4 milioni rispetto

---

<sup>86</sup> Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

<sup>87</sup> Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

<sup>88</sup> Fino al 30 giugno 2021 e nelle more della conclusione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di tutela graduale, questi clienti sono stati assegnati al medesimo fornitore del servizio di maggior tutela con il quale avevano l'utenza attiva.

<sup>89</sup> Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle offerte a Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET), definite dall'Autorità relativamente alle modalità e alle tempistiche di fatturazione, al contenuto dei documenti di fatturazione, alle garanzie da richiedere al cliente, alle tempistiche e alle modalità di pagamento, nonché alle modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale. Le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia sono basate sui valori consuntivi del Prezzo unico nazionale, e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende quindi soprattutto dal livello dei parametri di remuneratività offerti da ciascun esercente il servizio a tutele gradual

al 2020.

### Switching

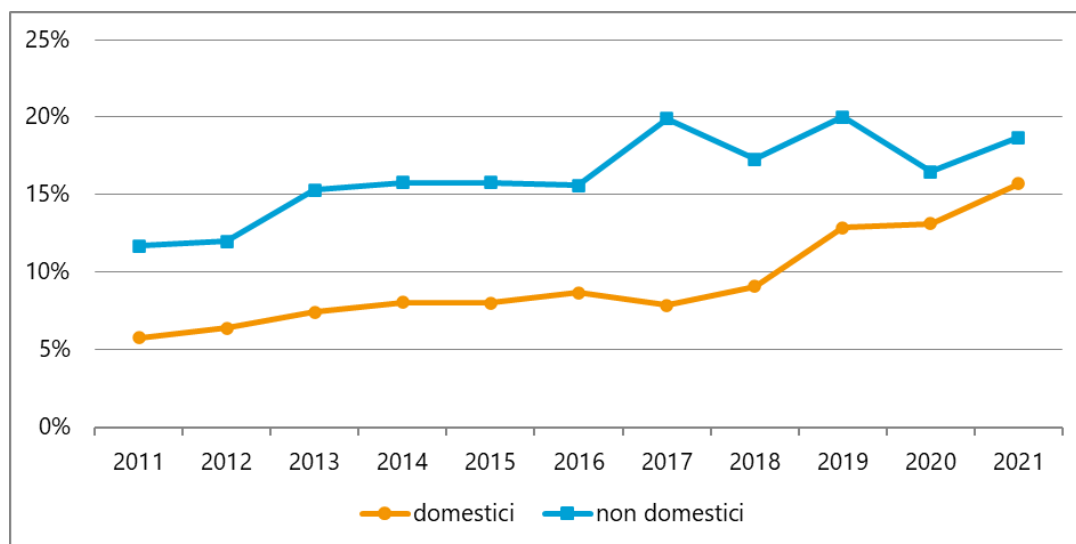
Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e dei dati provenienti dal SII<sup>90</sup>, si osserva come nel 2021 lo *switching* delle famiglie è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi (Tavola 3.13), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 15,7% dei clienti domestici – circa 4,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 17,9% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 13,1% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2020 corrispondevano al 14,2% dell'energia prelevata.

**Tavola 3.13 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2020		2021	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	14,2%	13,1%	17,9%	15,7%
Non domestico	17,6%	16,5%	22,4%	18,7%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	18,4%	16,5%	29,4%	18,7%
- media tensione	18,8%	16,4%	20,5%	19,4%
- alta e altissima tensione	12,8%	23,0%	13,8%	26,1%
<b>TOTALE</b>	<b>16,8%</b>	<b>13,8%</b>	<b>21,3%</b>	<b>16,2%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Figura 3.9 Tassi di *switching* (dei punti di prelievo) nel settore elettrico dal 2011**



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

<sup>90</sup> Sistema Informativo Integrato (SII): si tratta di un sistema informativo, istituito presso l'Acquirente Unico dalla legge del 13 agosto 2010, n. 129, con lo scopo di gestire i flussi informativi fra i soggetti (principalmente distributori e venditori) che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati, denominata Registro Centrale Ufficiale, che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei relativi processi.

Negli ultimi anni, l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a una tendenza più modesta evidenziata sino al 2018 (Figura 3.9); ciò può essere stato stimolato dalle aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, ora attesa entro gennaio 2024. Non v'è dubbio, infatti, che gli annunci (e i rinvii) sul fronte della fine del servizio di tutela, che si sono susseguiti numerosi, possono avere creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero. Inoltre, dalla seconda metà del 2021 i prezzi sono andati via via crescendo in misura straordinaria: in un contesto di prezzi in forte aumento, la ricerca di condizioni economiche più favorevoli tende a spingere i cambi di fornitore.

L'esclusione dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato: 18,7% in termini di clienti e quasi il 30% in termini di volumi. Più in generale, occorre sottolineare che il 2021 è stato un anno di ripresa economica, grazie all'uscita dalla fase iniziale e più dura della pandemia, il che ha fatto aumentare la domanda di energia, cosa che di per sé costituisce uno stimolo alla ricerca di nuove e più favorevoli condizioni di fornitura. I forti aumenti dei prezzi delle materie prime internazionali che hanno fatto rincarare in modo straordinario i prezzi dell'energia elettrica e del gas anche in Italia, seppure a partire dalla seconda metà dell'anno, sono ovviamente da considerare, ancor più per i clienti non domestici che per le famiglie, quale stimolo all'attività di *switching*. Infatti, nel corso del 2021, anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un significativo tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 19,4% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 20,5%) e il 26,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 14%. Complessivamente, nel 2021 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,3 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 43,2 TWh, che corrispondono al 21,3% dei volumi acquistati dai non domestici.

### Servizio di maggior tutela

Nel 2021 i consumatori domestici e le micro-imprese<sup>91</sup> servite in bassa tensione e con potenza impegnata inferiore a 15 kW che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del **mercato a condizioni standard** o **servizio di maggior tutela**.

La normativa nazionale ha previsto il progressivo passaggio dal mercato tutelato a quello libero, prevedendo le date a partire dalle quali il servizio di tutela di prezzo non è più disponibile: per la fornitura di energia elettrica alle piccole imprese<sup>92</sup> e alle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW<sup>93</sup>, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Per le micro-imprese con potenza inferiore a 15 kW il superamento della tutela di prezzo è fissato al 1° gennaio 2023, mentre per le famiglie è previsto entro il 10 gennaio 2024. I clienti che perdono il diritto al servizio di maggior tutela senza aver scelto un fornitore del mercato libero vengono assegnati al servizio a tutele graduali

---

<sup>91</sup> Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

<sup>92</sup> Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

<sup>93</sup> Più precisamente, per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

che garantisce loro la continuità della fornitura di elettricità (vedi oltre).

Il servizio di maggior tutela è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. Nell'ambito del regime di offerta standard, un unico acquirente (la società "Acquirente Unico") è responsabile per l'approvvigionamento di energia elettrica sul mercato all'ingrosso che rivende agli esercenti la maggior tutela a un prezzo che riflette i costi che ha sostenuto, compresi quelli per la materia energia. I prezzi di maggior tutela sono stabiliti dall'Autorità sulla base dei prezzi del mercato all'ingrosso al fine di coprire i costi di fornitura sostenuti dalle imprese incaricate di fornire questo servizio. Per quanto riguarda la componente a copertura dei costi di commercializzazione, il criterio utilizzato dall'Autorità riflette i costi sostenuti da un ipotetico nuovo operatore per accedere al segmento di mercato delle vendite di elettricità alle famiglie. In sintesi, la componente energia dei prezzi di maggior tutela è impostata secondo una metodologia basata sul mercato, mentre la componente di commercializzazione è impostata secondo una metodologia di costo standard, basata sui costi di ingresso di un ipotetico nuovo operatore. Il prezzo totale è addebitato a tutti i consumatori forniti nel regime di offerta stante senza differenziazione geografica.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2021 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 28,3 TWh a circa 14,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2020, i consumi sono scesi di 7,2 TWh (-20,3%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-10,8%). Anche in forza delle disposizioni normative di cui si è appena detto, il servizio di maggior tutela è in calo da anni. Lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,2 milioni di clienti domestici (-9%) e 0,5 milioni di clienti non domestici (-21,7%): circa la metà di questi ultimi, non avendo più diritto al servizio di maggior tutela, è passata al nuovo servizio a tutele graduali. Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1 milione, -9,2%) è proporzionalmente prossima a quella dei non residenti (0,2 milioni, -8,2%).

Mentre per i clienti domestici vi sono riduzioni simili nel numero di punti serviti (-9%) e nei consumi (-7,1%), per i non domestici la diminuzione delle quantità vendute (-55%) è più che doppia di quella dei punti serviti (-21,7%): tale dato riflette l'uscita dei clienti passati al servizio a tutele graduali che, come sopra esposto, sono le unità produttive di maggiori dimensioni. Risulta quasi completamente svuotato il segmento dell'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione del 90,7% nell'energia venduta e dell'85,4% nel numero di punti serviti, passati quasi interamente al nuovo servizio a tutele graduali. Per quanto sopra illustrato, sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2019, le quote delle varie categorie sul consumo totale. L'84,4% dei volumi (23,9 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era il 72,4% nel 2020), la quale, in termini di numerosità (12,4 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'87,3% del totale.

Nell'ambito dei **clienti domestici** (Tavola 3.14), i residenti rappresentano il 78,2% dei punti di prelievo e l'88,8% dei consumi. A quasi tutti i clienti domestici (99,2%) viene applicata la tariffa bioraria, vale a dire la condizione economica per la quale il prezzo varia a seconda della fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,8% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Ancora più residuale (0,2%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria.

Nel 2021 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.925 kWh/anno, superiore ai 1.886 kWh registrati nel 2020 (+2,1%), anch'essi lievemente superiori a quelli dell'anno precedente. Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti registrano un consumo unitario di 2.187 kWh, in aumento (+1,7%) rispetto ai 2.149 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 987 kWh e anch'esso in aumento, in misura ancora più

marcata (+6,1%), rispetto all'anno precedente (930 kWh). La quasi totalità (87,5%) delle famiglie servite a condizioni standard, comunque, consuma meno di 3.500 kWh all'anno.

**Tavola 3.14 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2021**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-1.000 kWh	1.611	6,8%	3.857	31,1%	418
1.000-1.800 kWh	4.014	16,8%	2.855	23,0%	1.406
1.800-2.500 kWh	4.699	19,7%	2.195	17,7%	2.141
2.500-3.500 kWh	5.735	24,0%	1.944	15,7%	2.950
3.500-5.000 kWh	4.400	18,4%	1.073	8,7%	4.100
5.000-15.000 kWh	3.057	12,8%	460	3,7%	6.649
> 15.000 kWh	344	1,4%	13	0,1%	25.474
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>23.860</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.397</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.925</b>
DI CUI:					
Domestici residenti	21.187	88,8%	9.688	78,2%	2.187
Domestici non residenti	2.673	11,2%	2.708	21,8%	987

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Tavola 3.15 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2021**

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	1.747	39,7%	1.572	87,2%	1.112
5 - 10 MWh	963	21,9%	138	7,6%	7.003
10 - 15 MWh	570	13,0%	47	2,6%	12.212
15 - 20 MWh	372	8,5%	21	1,2%	17.331
20 - 50 MWh	655	14,9%	24	1,3%	27.575
50 - 100 MWh	62	1,4%	1	0,1%	61.802
100 - 500 MWh	19	0,4%	0	0,0%	165.715
500 - 2.000 MWh	8	0,2%	0	0,0%	787.630
2.000 - 20.000 MWh	2	0,0%	0	0,0%	2.783.370
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>4.398</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.802</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.440</b>
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	29	0,7%	3	0,1%	11.000
Non domestici altri usi	4.369	99,3%	1.799	99,9%	2.428

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.15 evidenzia la consistenza per classe di consumo dei punti di prelievo (1,8 milioni) e dei volumi (4,4 TWh) relativi agli **usi non domestici** serviti a condizioni standard, per classe di consumo. Nel 2021 quasi il 40% dell'energia è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'87,2% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 7,6% dei punti di prelievo e assorbe il 21,9% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 94,8% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica nel servizio di maggior tutela ha consumi annui che non superano i 10



MWh.

Come detto, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica rappresentano solo lo 0,1% dei clienti non domestici e consumano 29 GWh, lo 0,7% dell'elettricità acquistata dai non domestici a condizioni standard. I punti di prelievo per altri usi costituiscono la quasi totalità (99,9%) dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e hanno un consumo medio che si è ridotto a 2.428 kWh.

Tra i consumatori non domestici (altri usi) la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,6% dei punti di prelievo e al 98,4% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,2% dei punti di prelievo e l'1,4% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

### Servizio a tutele gradualì

Come già anticipato dal 1° gennaio 2021 le micro-imprese<sup>94</sup> titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e le piccole imprese<sup>95</sup> devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura a quelle tra loro che non hanno ancora scelto un'offerta nel mercato libero e lasciare a questi clienti il tempo necessario per scegliere quella più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele gradualì. Fino al 30 giugno 2021, il servizio a tutele gradualì è stato erogato dall'esercente la maggior tutela. Dal 1° luglio 2021 e per tre anni il servizio viene erogato da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle 4 aree territoriali appositamente definite, come indicato nella Tavola 3.16.

**Tavola 3.16 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele gradualì per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale**

AREA TERRITORIALE	FORNITORE DEL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2021 sono stati venduti, nel servizio a tutele gradualì, 4,6 TWh a 226.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tavola 3.17).

<sup>94</sup> Soggetti con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

<sup>95</sup> Clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

**Tavola 3.17 Clienti non domestici nel servizio a tutele graduali per tipologia e per classe di consumo nel 2021**

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA DEI CLIENTI	CONSUMO MEDIO (kWh)
0-5 MWh	159	3,5%	95,7	42,3%	1.663
5 – 10 MWh	220	4,8%	29,0	12,8%	7.582
10 - 15 MWh	261	5,7%	20,4	9,0%	12.809
15 - 20 MWh	259	5,6%	14,5	6,4%	17.817
20 - 50 MWh	1.394	30,3%	43,1	19,1%	32.345
50 - 100 MWh	1.156	25,1%	16,8	7,4%	68.916
100 - 500 MWh	1.066	23,2%	6,6	2,9%	161.415
500 – 2.000 MWh	67	1,4%	0,1	0,0%	709.005
2.000 – 20.000 MWh	10	0,2%	0,0	0,0%	3.116.367
> 20.000 MWh	7	0,2%	0,0	0,0%	35.241.609
<b>TOTALE NON DOMESTICI</b>	<b>4.599</b>	<b>100,0%</b>	<b>226,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>20.338</b>
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	228	5,0%	14,6	6,5%	15.596
Non domestici altri usi	4.371	95,0%	211,5	93,5%	20.665

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (di seguito, clienti altri usi), che hanno consumato circa 4,4 GWh e annoverano quasi 212.000 punti di prelievo, poco meno della metà del numero di quelli usciti dalla maggior tutela a inizio anno (483.000), la maggior parte dei quali è quindi passata al mercato libero.

Circa il 70% dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle quattro classi dimensionali più piccole (fino a 20 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 19,5% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (78,6%) è concentrata nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno), mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante.

Il consumo *pro capite* medio nazionale è pari a 20.338 kWh, con un valore leggermente inferiore per l'illuminazione pubblica (15.596 kWh) e simile negli altri usi (20.665 kWh).

### Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite un'asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022 si è conclusa a novembre 2020 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. L'aggiudicazione della gara per il biennio 2021-2022 ha però cambiato la ripartizione del servizio tra i tre venditori, con un ridimensionamento dei territori coperti da Hera Comm (che si è aggiudicata solo 3 regioni contro le 15 che aveva nel biennio precedente) e un incremento dei territori serviti sia per A2A (una regione

in più rispetto al biennio precedente), ma soprattutto per Enel Energia (14 regioni contro le 2 del biennio precedente).

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti nel 2021, e per la prima volta negli ultimi tre anni, il servizio è tornato ad ampliarsi. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 76.685 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni d'anno per le quali sono stati serviti), contro i 69.914 punti del 2020 che rappresentano il minimo storico di questo mercato dal momento della sua partenza, nel 2007. Complessivamente, sono stati prelevati 3.293 GWh contro i 3.065 del 2020. Pertanto, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 9,7% in termini di punti di prelievo e del 7,4% in termini di energia consumata rispetto al 2020 (Tavola 3.18).

### Tavola 3.18 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	377	372	-1,3%	15,1	15,9	5,4%
Altri usi	2.688	2.920	8,6%	54,8	60,8	10,9%
<b>TOTALE SALVAGUARDIA</b>	<b>3.065</b>	<b>3.293</b>	<b>7,4%</b>	<b>69,9</b>	<b>76,7</b>	<b>9,7%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica serviti in salvaguardia sono aumentati di circa 820 unità, mentre quelli relativi agli altri usi sono cresciuti di 5.950 unità. I consumi dell'illuminazione pubblica si sono ridotti dell'1,3%, mentre un incremento dell'8,6%, cioè da 2.688 a 2.920 GWh, si è avuto nei consumi degli altri usi.

Soprattutto per effetto del cambio di territori assegnati ai tre esercenti, l'incremento nazionale dei volumi di elettricità acquisita nel servizio di salvaguardia, pari al 7,4%, si è manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio. Rispetto al 2020 i volumi venduti da Enel Energia e da A2A Energia sono quasi triplicati (da 678 a 2.030 GWh quelli di Enel Energia, da 201 a 592 GWh quelli di A2A Energia), mentre quelli venduti da Hera Comm sono diminuiti del 69% (da 2.186 a 670 GWh).

Per effetto di questi andamenti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è salita al 61,7% dal precedente 22,1%, quella di Hera Comm è scesa dal 71,3% al 20,4%, mentre quella di A2A Energia è salita dal 6,6% al 18%.

### Mercato libero

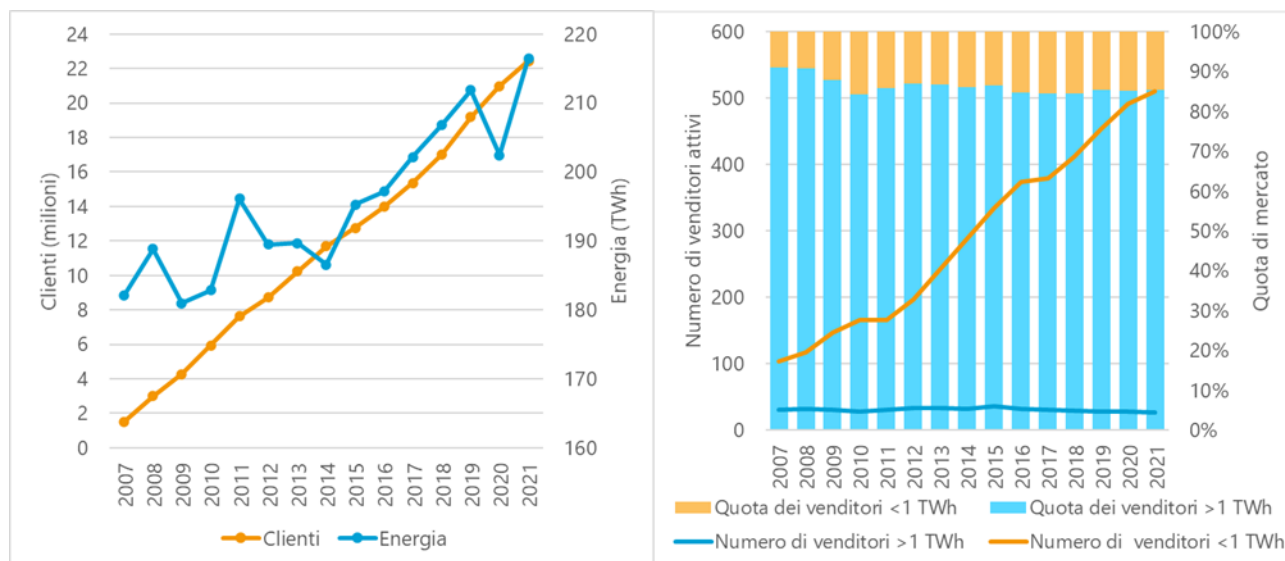
Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2021 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 216,5 TWh, 14 TWh in più del 2020, a poco più di 22 milioni di clienti, cresciuti del 6,9% rispetto al 2020.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In termini di energia venduta, il mercato libero è cresciuto del 15%, dai 182 TWh iniziali fino agli attuali 216,5 TWh, benché tale espansione sia avvenuta a un ritmo non sempre sostenuto e, anzi, nell'arco dei quattordici anni abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto. Il 2021 è stato un anno di espansione, sia relativamente alle vendite di energia elettrica, sia relativamente al numero dei clienti serviti.

A prescindere dall'andamento delle quantità vendute, comunque, il numero di venditori attivi su tale mercato cresce ininterrottamente dal 2007 o, per meglio dire, ogni anno si registra un incremento

nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, nonostante la loro quota di mercato sia pressoché stabile intorno al 15% (Figura 3.10).

**Figura 3.10 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica**



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2021, il numero di operatori è salito, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati sono entrate 16 nuove imprese attive (+3,1%). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura più che doppia (6,9%), per la prima volta dal 2011 il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente cresciuto. Nel 2021, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 403 GWh, cioè del 3,8% superiore ai 389 GWh del 2020 che costituiscono il punto di minimo raggiunto nella serie storica. Rispetto a quello osservato nel 2007 (pari a 1.349 GWh), cioè nell'anno di completa apertura del mercato, il valore attuale è infatti 1,3 volte inferiore.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2020, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera, con solo il 5% delle quote di capitale complessivamente detenuto da soggetti di origine straniera. Solo 23 società (sulle 510 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società tedesche, inglesi, spagnole, lussemburghesi o cinesi, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Austria, Belgio, Irlanda, Paesi Bassi, Portogallo, Romania, Slovenia, Stati Uniti d'America e Svizzera).

Il 28% dei 537 venditori attivi nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 189 imprese, pari al 35%, hanno venduto energia elettrica in quasi tutto il territorio nazionale, cioè in almeno 18 regioni; le restanti 189 società (36%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.19) mostra un aumento di oltre 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi esclusivamente ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.284.000 unità, ovvero del 7,9% rispetto al 2020; 176.000 nuovi punti di prelievo hanno

acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,9%), mentre i punti in media tensione sono diminuiti di 6.000 unità (-5,4%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un incremento (3,4%) che li ha portati a raggiungere quasi 1.100 unità.

**Tavola 3.19 Mercato libero per tipologia di cliente**

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
<b>Bassa tensione</b>	87.757	94.885	8,1%	20.877	22.331	7,0%
Domestico	34.117	36.864	8,1%	16.178	17.462	7,9%
Illuminazione pubblica	3.745	3.476	-7,2%	236	231	-2,3%
Altri usi	49.894	54.545	9,3%	4.462	4.638	3,9%
<b>Media tensione</b>	90.078	94.040	4,4%	104	99	-5,4%
Illuminazione pubblica	257	247	-3,9%	0,81	0,82	0,8%
Altri usi	89.821	93.793	4,4%	103	98	-5,5%
<b>Alta e altissima tensione</b>	24.609	27.567	12,0%	1,04	1,07	3,4%
Altri usi	24.609	27.567	12,0%	1,04	1,07	3,4%
<b>TOTALE</b>	202.444	216.493	6,9%	20.982	22.431	6,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In termini di energia venduta, invece, tutti i livelli di tensione hanno registrato un dato in aumento. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2020, i clienti in media tensione hanno acquistato quasi 4 TWh in più dell'anno precedente (+4,4%), così come le vendite ai clienti in alta tensione sono cresciute di quasi 3 TWh, mettendo a segno un incremento molto elevato, pari al 12%. Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'8,1% rispetto al 2020, in parte grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela, e in parte per la crescita dei consumi probabilmente favorita dall'espansione del lavoro da remoto, oltre che dal manifestarsi di un'estate mediamente più calda di quella del 2020 che ha innalzato i consumi per la climatizzazione.

Tra i **clienti domestici**, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.000 kWh e compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccolgono entrambe un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi immediatamente superiori possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'85,8% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tavola 3.20).

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili, seppure leggermente più elevati, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tavola 3.14). Principalmente a causa delle differenze nelle classi estreme (la prima e l'ultima), il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero (2.111 kWh) risulta quasi del 10% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela (1.925 kWh).

Nel 2021 poco più di poco più di 1,2 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*<sup>96</sup>. Il numero di clienti con questo tipo di contratto è cresciuto del 20% rispetto al 2020; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi salita al 7,2% dal 6,5% dello scorso anno. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a 2,8 TWh, il 7,6% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato

<sup>96</sup> Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 5% circa) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

**Tavola 3.20 Mercato libero domestico nel 2021 per classe di consumo**

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	QUOTA SUI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	QUOTA SUI PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO (kWh)
< 1.000 kWh	2.057	5,6%	4.304	24,6%	478
1.000-1.800 kWh	6.026	16,3%	4.297	24,6%	1.402
1.800-2.500 kWh	7.185	19,5%	3.367	19,3%	2.134
2.500-3.500 kWh	8.860	24,0%	3.015	17,3%	2.938
3.500-5.000 kWh	6.879	18,7%	1.683	9,6%	4.087
5.000-15.000 kWh	5.159	14,0%	772	4,4%	6.681
> 15.000 kWh	700	1,9%	23	0,1%	29.968
<b>TOTALE DOMESTICI</b>	<b>36.864</b>	<b>100,0%</b>	<b>17.462</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.111</b>
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	132	4,7%	224	17,8%	588
1.000-1.800 kWh	482	17,3%	338	26,8%	1.429
1.800-2.500 kWh	603	21,6%	279	22,1%	2.162
2.500-3.500 kWh	733	26,3%	247	19,6%	2.973
3.500-5.000 kWh	517	18,5%	125	10,0%	4.130
5.000-15.000 kWh	300	10,7%	45	3,6%	6.667
> 15.000 kWh	25	0,9%	1	0,1%	23.855
<b>TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL</b>	<b>2.792</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.259</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.218</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una costante e sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2021 dal 63,5% dell'intera clientela, equivalente al 62,2% dei volumi (nel 2020 tale modalità di prezzo era stata scelta dal 60,7% dei clienti). Il 26,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,2% quella multioraria, quest'ultima in lieve aumento rispetto all'8,4% del 2020. Gli elementi che rendono il prezzo monorario più attraente sono probabilmente legati alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo sul momento del consumo.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 57% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 65% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in aumento rispetto a quelli osservati nel 2020. Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2021 pari a 36.148 kWh, il 3,5% superiore a quello che era emerso nei dati del 2020 (35.039 kWh).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che nel 2019 hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 69.000 sui quasi 5 milioni totali (1,4%) e sono pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,9% del totale.

### Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero elettrico

L'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno effettivamente scelto.

Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, cui si affiancano da qualche anno le offerte PLACET. Ogni venditore del mercato libero è obbligato infatti a inserire nel proprio menù di offerte commerciali, a beneficio dei clienti di piccole dimensioni<sup>97</sup>, due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione del prezzo, il cui livello è liberamente definito dal venditore (in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi). I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelte dai clienti nel 2021 includono anche le offerte PLACET, senza tuttavia mantenerle distinte<sup>98</sup>.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai clienti era, come negli anni scorsi, teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale, pertanto, la consueta avvertenza di accogliere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Peraltro, il consolidamento dei risultati, dopo un certo numero di anni in cui il questionario sulle offerte e i contratti scelti dai clienti viene sottoposto ai venditori, consente di esporre anche i risultati ottenuti relativamente ai clienti non domestici.

La **media delle offerte commerciali** che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 16,9 per la clientela domestica e 25,5 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e per la quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili per i clienti non domestici è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2020, quando era risultato pari a 25,8. Il numero delle offerte per i clienti domestici è invece lievemente diminuito (era 17,6).

Delle 16,9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5,8 sono **acquistabili solo online** (erano 4,5 nel 2020), cioè soltanto attraverso internet. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2021 il 9,7% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,5% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 25,5 offerte mediamente proposte ai clienti solo 4,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; nello stesso modo si capisce come il successo delle offerte online tra i punti non domestici sia ancora più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 4,9% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

---

<sup>97</sup> Le offerte PLACET hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali dei piccoli clienti, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>. Presentano strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo), e devono essere distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

<sup>98</sup> Per un approfondimento sulla diffusione delle offerte PLACET, si veda il Rapporto di monitoraggio del mercato *retail* pubblicato sul sito web dell'Autorità ([https://www.arera.it/it/operatori/Monitoraggio\\_retail2.htm](https://www.arera.it/it/operatori/Monitoraggio_retail2.htm)).

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 3.21), è risultato che l'81,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 18,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 16% dei clienti domestici.

**Tavola 3.21 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh
Contratti a prezzo fisso	81,4%	132,43	54,9%	91,37
Contratti a prezzo variabile	18,6%	171,98	45,1%	132,48
<b>TOTALE CLIENTI</b>	<b>100%</b>	<b>140,43</b>	<b>100%</b>	<b>120,81</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 54,9% di questi ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 45,1% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che nei contratti a prezzo fisso validi nel 2021<sup>99</sup> il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento era più conveniente di almeno il 30% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

Inoltre, il 2,6% dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile, dove la durata minima contrattuale si applica al 7,4% dei clienti, mentre è dell'1,5% nel caso di contratti a prezzo fisso. Nel caso dei clienti non domestici la clausola di durata minima contrattuale risulta applicata all'1,8% dei contratti o, più precisamente, al 2% di quelli con prezzo variabile e all'1,7% di quelli a prezzo fisso.

Nei contratti a prezzo variabile l'**indicizzazione** all'andamento del PUN medio è la modalità più frequente sia nei contratti ai clienti domestici (67,2%), sia in quelli ai clienti non domestici (51,6%). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 27,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico<sup>100</sup> sono risultati pari al 3,9% dei clienti domestici con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata hanno raccolto solo lo 0,5% delle famiglie. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 6,4% dei casi; una piccola quota (2,7%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,9% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità

<sup>99</sup> Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

<sup>100</sup> Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.



per la maggior tutela. Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata in questi contratti, si può osservare che la metodologia di indicizzazione risultata più conveniente è quella basata su una qualche variabile esterna e controllabile nel caso dei clienti domestici, e quella con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica nel caso dei clienti non domestici.

Circa il 20% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto** di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente ed eventualmente condizionato al verificarsi di una determinata circostanza (per esempio, uno sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, uno sconto per la domiciliazione bancaria della bolletta ecc.).

Nell'*Indagine annuale sul 2021* è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro consistenza. I servizi aggiuntivi che i venditori potevano selezionare erano i seguenti:

- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile al 100% (offerta verde totale);
- servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione sugli impianti energetici, ecc.);
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc.);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- omaggio o gadget;
- garanzia di energia prodotta in Italia;
- altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità (es. internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati oppure altri);
- altro non compreso tra le voci riportate sopra.

Come lo scorso anno, ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" è stato chiesto di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari al 67,6%; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per l'8,1%.

Dai risultati raccolti (Tavola 3.22) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo; tra i servizi aggiuntivi la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (41,5%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (30,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (5,3%), così come pure la fornitura di servizi energetici accessori (3,9%). Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2021 la quota di coloro che ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi è lievemente diminuita al 50,9% (era al 53,2% nel 2020). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono anche servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,8% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (11,7%). L'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi

insieme con l'elettricità, i programmi di raccolta punti, l'ottenimento di omaggi/gadget e la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi raccolgono quote minori di preferenze. La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

Tavola 3.22, è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo; tra i servizi aggiuntivi la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (41,5%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (30,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (5,3%), così come pure la fornitura di servizi energetici accessori (3,9%). Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2021 la quota di coloro che ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi è lievemente diminuita al 50,9% (era al 53,2% nel 2020). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono anche servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,8% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (11,7%). L'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, i programmi di raccolta punti, l'ottenimento di omaggi/gadget e la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi raccolgono quote minori di preferenze. La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

**Tavola 3.22 Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2021 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> €/MWh
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	14,8%	132,85	71,9%	88,78
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	41,5%	132,82	22,9%	98,49
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,0%	119,39	0%	80,00
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	30,2%	135,59	1,4%	107,15
Servizi energetici accessori	3,9%	122,46	1,6%	86,71
Omaggio o <i>gadget</i>	1,4%	131,54	0,4%	134,50
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,0%	126,91	0,4%	124,94
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	5,3%	126,48	1,2%	113,17
Altro	0,9%	120,32	0,3%	153,38
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>132,43</b>	<b>100%</b>	<b>91,37</b>
<b>Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile</b>				
Nessun servizio aggiuntivo	50,9%	170,97	67,8%	130,19
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	27,8%	163,03	27,3%	144,14
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,0%	-	0,0%	175,09
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,8%	135,49	0,9%	198,06
Servizi energetici accessori	11,7%	163,44	3,0%	135,81
Omaggio o <i>gadget</i>	1,6%	150,38	0,4%	134,92
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,6%	152,24	0,0%	178,28
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	4,1%	153,13	0,4%	162,79
Altro	0,5%	120,32	0,2%	175,85
<b>TOTALE</b>	<b>100%</b>	<b>171,98</b>	<b>100%</b>	<b>132,48</b>

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati ottenuti per i clienti non domestici<sup>101</sup> mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (22,9%) e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme con l'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 67,8% ne è privo. Un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (27,3% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (3%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata in questi contratti, i risultati mostrano che non sempre il contratto privo di servizi aggiuntivi è quello più conveniente rispetto ai contratti che invece li includono. Anzi, nel caso dei clienti domestici a prezzo variabile, il contratto senza servizi aggiuntivi risulta quello nel quale la componente di approvvigionamento è la più elevata. Ciò può essere frutto di una strategia di marketing dei venditori, che offrendo un servizio aggiuntivo (che magari a loro costa relativamente poco) possono ottenere una maggiore fidelizzazione del cliente.

Tra i servizi aggiuntivi più graditi ai domestici con prezzo fisso, la garanzia di acquistare energia verde risulta il servizio aggiuntivo tra i più costosi, come pure la partecipazione a un programma di raccolta punti. La garanzia di energia verde appare costosa anche tra i domestici a prezzo variabile, anche se il contratto con servizi energetici accessori è il servizio aggiuntivo che costa di più, dopo quello privo di servizi aggiuntivi.

Tra i non domestici con contratto a prezzo fisso che, come detto, rappresentano il 55% circa di tutti i clienti non domestici, il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta più conveniente di quello con garanzia di energia rinnovabile; gli altri servizi aggiuntivi riguardano una quota residuale di clienti. Anche tra i clienti non domestici a prezzo variabile, la sottoscrizione di un contratto privo di servizi aggiuntivi consente di risparmiare notevolmente rispetto all'acquisto di energia con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile, che è l'altro servizio aggiuntivo più scelto.

### Concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura pre-consuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2021 (Tavola 3.23) presenta diversi cambi di posizione, anche in quelle più elevate.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante nell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota in lieve riduzione da qualche anno: nel 2021 è scesa al 34,5% (era al 35,6% nel 2020) a causa di un incremento delle vendite complessivo relativamente modesto, pari all'1,6%. Tale variazione è frutto, a sua volta, di andamenti differenziati nei vari segmenti di mercato, dove a fronte di crescite molto positive nelle vendite ai clienti in media tensione (9,4%) e in alta tensione

---

<sup>101</sup> L'incidenza delle risposte relative a "una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 3,9% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 2,8% dei clienti con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

(24,3%), risultano invece riduzioni di quelle ai domestici (-3%) e ai non domestici in bassa tensione (-1,8%). Queste variazioni negative hanno lievemente ridotto la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, che è rimasta comunque elevata: il 46,6% di questo mercato è infatti servito da Enel, contro il 49,6% del 2020. Pertanto, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali – con l’eccezione dei non domestici in alta tensione – la sua quota è anche largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota del 6,3% nel 2021 è salito al secondo posto della classifica complessiva, dove tradizionalmente si collocava il gruppo Edison, il gruppo A2A, guadagnando una posizione rispetto al 2020. Le vendite del gruppo A2A sono cresciute in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in bassa tensione (1 TWh in più rispetto al 2020, +32%) e in media tensione (+1,3 TWh, +18,7%). Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+3,8%), pertanto nel segmento del *mass market* è passato in seconda posizione (con una quota del 5%), superando i gruppi Hera ed Eni che lo scorso anno erano in seconda e in terza posizione.

**Tavola 3.23 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2021**

GRUPPO	VENDITE (GWh)				TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI BT	MT	AT/AAT			
Enel	36.758	23.311	21.316	5.743	87.128	34,5%	1°
A2A	1.984	4.452	8.401	1.104	15.941	6,3%	3°
Edison	1.274	2.526	5.995	3.511	13.305	5,3%	2°
Axpo Group	296	2.384	5.991	3.871	12.541	5,0%	5°
Hera	2.074	3.625	5.295	251	11.245	4,5%	4°
Eni	4.539	1.019	4.190	857	10.606	4,2%	6°
Acea	1.979	2.058	3.397	361	7.794	3,1%	7°
Engie	471	171	2.242	4.408	7.292	2,9%	11°
Duferco	137	1.108	1.629	4.003	6.878	2,7%	9°
Alperia	389	985	4.427	540	6.341	2,5%	10°
E.On	657	1.753	3.299	199	5.907	2,3%	8°
Egea	180	1.188	3.707	238	5.313	2,1%	14°
Iren	1.591	1.552	1.637	296	5.077	2,0%	12°
Repower Ag	0	2.165	2.053	55	4.274	1,7%	15°
Dolomiti Energia	735	1.412	1.450	11	3.609	1,4%	16°
AGSM AIM	559	1.550	1.385	98	3.591	1,4%	-
Nova Coop	28	769	1.883	41	2.722	1,1%	18°
Sorgenia	450	1.175	1.009	46	2.681	1,1%	17°
Alpiq	0	44	1.857	292	2.194	0,9%	21°
Iberdrola	540	452	1.046	3	2.041	0,8%	23°
Altri operatori	6.082	14.572	13.703	1.806	36.163	14,3%	-
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>60.724</b>	<b>68.272</b>	<b>95.912</b>	<b>27.734</b>	<b>252.642</b>	<b>100%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In terza posizione è quindi sceso il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,3% del mercato totale (5,9% nel 2020), a causa di una riduzione complessiva delle vendite del 6,1%. Le maggiori quantità di energia vendute ai clienti domestici e non domestici in bassa tensione, 388 GWh in più del 2020, non sono bastate infatti a compensare le minori quantità vendute ai clienti non domestici in media e in alta tensione (-1,3 TWh).

Ha guadagnato una posizione nella classifica generale, salendo al quarto posto con una quota del 5%, anche il gruppo Axpo, le cui vendite sono complessivamente aumentate di 1,6 TWh, soprattutto

nel *mass market* (+ 841 GWh rispetto al 2020), ma anche tra i clienti non domestici in media e in alta tensione (cresciute, rispettivamente, del 4,5% e del 13,4% rispetto al 2020).

Il gruppo Hera è quindi sceso al quinto posto con una quota del mercato complessivo nel 2021 del 4,5% (era al 5,1% nel 2020), a causa di vendite complessive in diminuzione rispetto al 2020 (-8,6%). Il gruppo Eni ha mantenuto la sesta posizione con una quota del 4,2%, sostanzialmente invariata rispetto al 4,3% dello scorso anno, grazie a tassi di crescita positivi in tutti i segmenti del mercato, mediamente intorno al 3,5%. Anche il gruppo Acea è rimasto in settima posizione, come lo scorso anno, sebbene con una quota in aumento dal 2,7% al 3,1%, dovuta a un incremento delle vendite complessive del 18% rispetto al 2020. Nelle posizioni più basse della classifica<sup>102</sup> hanno guadagnato terreno diversi gruppi.

La Tavola 3.24 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione, distinte anche per livello di tensione. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di prelievo) serviti dagli stessi gruppi societari.

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si evince che nel 2021 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente diminuito. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 46,1% delle vendite complessive, mentre era al 46,9% nel 2020. L'indice HHI è sceso a 1.379 da 1.446 registrato nel 2020, allontanandosi ancora un poco dalla prima soglia di attenzione di 1.500. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 individua un mercato fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% è rimasto invariato a 4. La concentrazione del mercato elettrico italiano ha però due facce contrapposte: nel segmento delle famiglie è elevata, seppure in costante diminuzione, mentre in quello dei clienti non domestici è molto bassa e stabile.

Utilizzando gli indicatori calcolati sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne – ovviamente – quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione. Tuttavia, nel confronto con il 2020 i dati mostrano una riduzione della concentrazione in quasi tutti i segmenti di mercato, con l'eccezione dei clienti non domestici allacciati in media tensione.

### Tavola 3.24 Misure di concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

Misure calcolate sui gruppi societari

LIVELLO DI TENSIONE	2020			2021		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
Clienti domestici	2	73,9%	4.115	2	71,4%	3.773
Clienti non domestici	5	39,8%	938	4	39,9%	936
Bassa tensione	3	47,5%	1.492	3	46,0%	1.327
Media tensione	5	36,4%	756	5	37,2%	796
Alta e altissima tensione	5	48,0%	1.092	5	51,0%	1.286
<b>MERCATO TOTALE</b>	<b>4</b>	<b>46,9%</b>	<b>1.446</b>	<b>4</b>	<b>46,1%</b>	<b>1.379</b>

<sup>102</sup> Che sono da considerare più incerte a causa del fatto che il gruppo che lo scorso anno era in tredicesima posizione quest'anno non ha partecipato all'Indagine annuale, nonché del fatto che le differenze nelle quantità vendute tra un gruppo e l'altro sono molto ridotte.

MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	75,2%	4.325	2	72,9%	3.982
Clienti non domestici	1	61,0%	2.929	1	58,8%	2.652
Bassa tensione	1	61,3%	2.976	1	59,0%	2.681
Media tensione	3	43,6%	1.033	3	45,7%	1.200
Alta e altissima tensione	5	37,4%	668	6	35,9%	684
MERCATO TOTALE	2	72,0%	4.028	2	69,8%	3.699

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

### 3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

#### Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

In tema di prezzi di vendita nel mercato elettrico al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati<sup>103</sup> dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

I prezzi raccolti sulla base della delibera 168/2018/R/com confluiscono anche nel monitoraggio del mercato *retail* effettuato dall'Autorità ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR)*<sup>104</sup>, che oltre ai prezzi effettua l'analisi di numerosi indicatori relativamente agli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000 (vedi oltre). In virtù di un accordo istituzionale, inoltre, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera 168/2018/R/com vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e di gas naturale, dettati dal *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*<sup>105</sup>. I dati dell'*Indagine annuale* presentano un dettaglio maggiormente funzionale alla predisposizione della reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

Nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle

<sup>103</sup> Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

<sup>104</sup> Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

<sup>105</sup> L'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952 sino al 2018.

imposte, sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

I primi risultati (provvisori) dell'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, mostrano la consueta elevata variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti. Come si vede nella Tavola 3.25, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 117 €/MWh, riscontrabili per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e i 553 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1000 kWh).

I prezzi scendono costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Nel confronto con l'anno precedente, si riscontrano degli aumenti, in particolare nella componente di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più elevata è la dimensione dei clienti: mentre per quelli della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) si registrano valori sostanzialmente identici al 2020, in quanto l'aumento del 20% nei costi di approvvigionamento risulta compensato dalle riduzioni nelle altre componenti (oneri di sistema e costi di rete) in seguito ai provvedimenti del Governo e dell'Autorità, per quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) si riscontra un aumento del 26% nel prezzo finale e del 51% nei costi di approvvigionamento. A livello complessivo, ovvero per l'insieme di tutti i clienti domestici, si registra un aumento dell'11,5% nel prezzo finale e del 30,3% nella componente approvvigionamento.

**Tavola 3.25 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2021**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)	DI CUI: COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
< 1.000 kWh	3.668	8.160	553,2	231,2
1.000-1.800 kWh	10.040	7.151	267,9	153,2
1.800-2.500 kWh	11.884	5.562	230,2	140,5
2.500-3.500 kWh	14.595	4.960	213,0	133,4
3.500-5.000 kWh	11.278	2.756	201,5	127,8
5.000-15.000 kWh	8.215	1.232	191,3	123,0
> 15.000 kWh	1.044	37	171,4	117,8
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>60.724</b>	<b>29.859</b>	<b>240,2</b>	<b>141,2</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.26 è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, mediamente il mercato libero risulta lievemente meno oneroso (-1,7%); solo le classi di consumo tra 1000 e 2500 kWh appaiono in controtendenza, comunque in misura limitata (circa +1%). La tendenziale convenienza del mercato libero è in primo luogo spiegabile con la presenza di contratti a prezzo bloccato, che hanno arginato i forti aumenti verificatisi nei mercati all'ingrosso nel corso del 2021, in particolare nella parte finale. A riprova di ciò, vi è il fatto che il costo di approvvigionamento nel servizio di maggior tutela è aumentato mediamente del 75% rispetto all'anno precedente, mentre nel mercato libero l'aumento è stato solo del 9%; tale forte diversità è alla base del ribaltamento della valutazione di convenienza rispetto all'anno precedente.

**Tavola 3.26 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2021 per classe di consumo e tipo di mercato**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	PREZZO MEDIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (€/MWh)			DI CUI: COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)		
	MERCATO LIBERO	MAGGIOR TUTELA	DIFFERENZA	MERCATO LIBERO	MAGGIOR TUTELA	DIFFERENZA
< 1.000 kWh	541,0	568,8	-4,9%	228,2	235,1	-2,9%
1.000-1.800 kWh	275,6	256,2	7,6%	154,0	152,0	1,3%
1.800-2.500 kWh	237,3	219,4	8,1%	140,8	140,1	0,5%
2.500-3.500 kWh	220,1	201,9	9,0%	133,1	133,9	-0,6%
3.500-5.000 kWh	208,9	190,0	10,0%	126,9	129,1	-1,7%
5.000-15.000 kWh	197,6	180,6	9,4%	122,0	124,7	-2,2%
> 15.000 kWh	172,5	169,3	1,9%	116,7	120,1	-2,8%
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>244,3</b>	<b>233,9</b>	<b>4,5%</b>	<b>140,3</b>	<b>142,7</b>	<b>-1,7%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Occorre però evidenziare che i risultati del confronto di convenienza cambiano completamente se si passa al prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti (eccetto le imposte). Il mercato libero risulta ancora una volta più oneroso (+4,5%), sebbene in misura meno marcata che in passato (nel 2020 la differenza era prossima al 24%). Tale maggiore onerosità è sistematica, nel senso che, così come l'anno precedente, riguarda tutte le classi di consumo eccetto la prima (fino a 1000 kWh/anno), per la quale il mercato libero presenta un prezzo leggermente inferiore (-4,9%), che può essere ricondotto a una diversa incidenza dei clienti residenti, i quali sono gravati in minor misura dagli oneri di sistema. Al contrario, per la quasi totalità delle classi (prelievi tra 1.000 e 15.000 kWh/anno, 92% dei consumi) la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 7,6% e il 10%.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella Tavola 3.27 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai loro costi medi di approvvigionamento, distinti per livello di tensione. L'ammontare dei corrispettivi unitari presenta, come di consueto, una relazione inversa con il livello di tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra un aumento della quantità di energia venduta (+6%), in linea con l'incremento del Prodotto interno lordo, e forti aumenti nei costi di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: dal +53% dei clienti serviti in bassa tensione al +91% di quelli in alta e altissima tensione, mentre la variazione media complessiva è pari al 58%.

Nella Tavola 3.28, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Anche in questo caso l'incremento dei volumi è in linea con quello del Prodotto interno lordo (circa +6%). A differenza del 2020, è il mercato libero a presentare la componente di prezzo più bassa, che risulta inferiore sia alla maggior tutela (-19%) sia, in misura più contenuta (-8%), al nuovo servizio a tutele graduali, che beneficia degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tale servizio. Il ribaltamento della valutazione di convenienza rispetto alla maggior tutela dipende dal più elevato adeguamento di quest'ultima ai forti incrementi dei prezzi all'ingrosso: essa presenta, infatti, un costo di approvvigionamento raddoppiato rispetto al 2020, mentre nel mercato libero l'incremento è limitato al 45%, grazie alla presenza in quest'ultimo di formulazioni contrattuali a prezzo bloccato.



**Tavola 3.27 Costi di approvvigionamento per i clienti non domestici nel 2021**

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Bassa tensione	68.272	6.970	139,8
Media tensione	95.912	103	107,7
Alta e altissima tensione	27.734	1	109,6
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>191.918</b>	<b>7.074</b>	<b>119,4</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Tavola 3.28 Costi di approvvigionamento per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2021, per tipo di mercato**

TIPO DI MERCATO	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Maggior tutela	4.398	1.802	168,6
Tutele graduali	4.599	226	147,3
Salvaguardia	1.254	72	177,9
Mercato libero	58.021	4.870	135,9
<b>CLIENTI NON DOMESTICI IN BASSA TENSIONE</b>	<b>68.272</b>	<b>6.970</b>	<b>139,6</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.29 riporta il valore dei costi di approvvigionamento suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria ed escludendo il mercato della salvaguardia, mentre la tavola successiva mostra i costi di approvvigionamento pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*. Per i clienti domestici i prezzi dell'energia elettrica che emergono dai contratti *dual fuel* risultano sempre meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico, ma come si è detto anche nelle pagine precedenti, il numero di tali clienti e l'energia da essi acquistata hanno una consistenza decisamente ridotta.

**Tavola 3.29 Costi di approvvigionamento nel 2021 per tipo di tariffazione oraria**

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Monoraria	23.137	11.200	138,5
Bioraria	33.683	16.884	139,9
Multioraria	3.904	1.775	169,2
<b>Clienti domestici</b>	<b>60.724</b>	<b>29.859</b>	<b>141,2</b>
Monoraria	33.708	1.560	127,3
Bioraria	43.720	986	110,6
Multioraria	111.197	4.452	119,7
<b>Clienti non domestici<sup>(A)</sup></b>	<b>188.625</b>	<b>6.997</b>	<b>119,0</b>

(A) Nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero. Sono esclusi i clienti in salvaguardia per i quali il tipo di tariffazione non è disponibile.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Tavola 3.30 Costi di approvvigionamento nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2021**

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
<b>Clienti domestici</b>			
< 1.000 kWh	132	224	224,4
1.000-1.800 kWh	482	338	152,7
1.800-2.500 kWh	603	279	135,1
2.500-3.500 kWh	733	247	125,7
3.500-5.000 kWh	517	125	119,7
5.000-15.000 kWh	300	45	115,3
> 15.000 kWh	25	1	115,2
<b>TOTALE CLIENTI DOMESTICI</b>	<b>2.792</b>	<b>1.259</b>	<b>134,7</b>
<b>Clienti non domestici</b>			
Bassa tensione	1.054	68	137,1
Media tensione	1.152	1	95,7
Alta e altissima tensione	17	0	118,9
<b>TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI</b>	<b>2.222</b>	<b>69</b>	<b>112,4</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

### Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha dato il compito all'Autorità di effettuare il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata nel 2011 per entrambi i settori con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR)<sup>106</sup> che ha disposto la pubblicazione di un rapporto di monitoraggio annuale. Poiché, come appena detto, l'analisi è congiunta a tra i settori elettrico e gas, si riportano qui di seguito gli **esiti del monitoraggio per entrambi i settori**.

Il **Monitoraggio retail: Rapporto per l'anno 2020**<sup>107</sup>, illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal 2012, il primo anno in cui è stato effettuato il monitoraggio. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2020 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e

<sup>106</sup> Adottato con la delibera 7 novembre 2011, ARG/com 151/11.

<sup>107</sup> Rapporto 21 dicembre 2021 605/2021/l/com.

concorrenzialità raggiunte tra i vari segmenti di clientela.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2020, in primo luogo, confermano nel settore elettrico per i clienti altri usi allacciati in media tensione l'assenza di specifiche criticità rilevanti. In particolare, l'aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti altri usi in media tensione, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti altri usi allacciati in bassa tensione le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano, da un lato, alcuni incoraggianti segnali di vivacità e, dall'altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nonostante gli incrementi di alcuni indici di concentrazione, i relativi livelli non sono tali da evidenziare criticità. Piuttosto e la loro tendenza ad aumentare nel tempo a rappresentare l'elemento di potenziale criticità, da monitorare con attenzione nei prossimi anni per valutarne gli eventuali impatti sullo sviluppo della concorrenza.

Per i clienti domestici del settore elettrico, si consolidano i segnali di leggero miglioramento del grado di concorrenzialità evidenziati negli ultimi anni, nonostante essa permanga a un livello inferiore rispetto a quello dei non domestici. Si consolidano i segnali di miglioramento del grado di concentrazione anche con riferimento ai clienti domestici e ai condomini del settore del gas naturale.

Le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti di mercato, che tuttora permangono, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, verso la completa liberalizzazione. Va posta particolare attenzione, in primo luogo, agli alti livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi tutela e un non ancora sufficiente livello di capacità del cliente "medio" nell'agire convenientemente nel mercato. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono gli impatti:

- sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;
- nelle modalità con cui le variazioni dei prezzi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso possono o meno essere trasferite nelle offerte a disposizione dei clienti finali nei mercati a valle e nei prezzi pagati dai clienti.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi più sopra. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Il sistema di monitoraggio *retail*, intanto, continua a evolversi, sia per sfruttare sempre di più le potenzialità del SII, sia per conseguire, al contempo, altre finalità: ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati; incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili; definire nuove e più tempestive modalità di pubblicazione e reportistica; alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori.

A tale fine, nel corso del 2021 si è ampliata la pubblicazione delle analisi periodiche del monitoraggio *retail* sull'apposita pagina web del sito dell'Autorità<sup>108</sup> in formato *open data*. Inoltre, si è rafforzato l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

---

<sup>108</sup> Cfr. il link [www.arera.it/it/operatori/monitoraggio\\_retail.htm](http://www.arera.it/it/operatori/monitoraggio_retail.htm).

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, l'Autorità è tenuta per legge<sup>109</sup> a trasmettere al Ministro della transizione ecologica (ex Ministro dello sviluppo economico) e alle Commissioni parlamentari competenti un **Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas** (Rapporto MiTE), con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- a) azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- b) evoluzione del comportamento dei clienti finali, in cui sono esposti i risultati della nuova indagine demoscopica svoltasi tra maggio e settembre del 2021, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale e finalizzata a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- c) andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, in cui vengono analizzate le offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché gli approfondimenti effettuati su un campione di clienti usciti dal servizio di maggior tutela nel periodo luglio 2020-settembre 2021;
- d) trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;
- e) valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Tale rapporto deve essere elaborato e trasmesso ogni sei mesi al Ministro per la transizione ecologica e alle Commissioni parlamentari competenti ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022. Il 27 luglio 2021 e il 1° febbraio 2022 l'Autorità ha inviato i primi due rapporti<sup>110</sup> le cui analisi si sono concentrate sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico (domestici e altri usi connessi in bassa tensione) e a quelli del servizio di tutela nel settore del gas naturale (domestici e condomini con uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m<sup>3</sup>) all'anno).

### Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica e indennizzi

Le disposizioni per il **monitoraggio della qualità dei servizi di vendita** assicurano, da un lato, la tutela dei clienti in relazione a certe prestazioni legate ai servizi di vendita e, dall'altro, la disponibilità di elementi di confronto anche in relazione ai risultati che emergono dal Rapporto di monitoraggio *retail*.

La qualità dei servizi di vendita coinvolge tutti i venditori che svolgono attività di vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali. Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV)<sup>111</sup>, ha stabilito infatti una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Tali indicatori sono di due tipologie: generali e specifici. Gli standard generali rappresentano il livello di qualità riferito al complesso delle prestazioni di uno stesso tipo. Il mancato rispetto degli standard generali di qualità non comporta indennizzi al cliente, ma in caso di

---

<sup>109</sup> Ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020 recante "Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas".

<sup>110</sup> Rapporto 327/2021/I/com e 37/2022/I/com.

<sup>111</sup> Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

violazione grave di questi standard, l'Autorità può aprire un procedimento per infliggere sanzioni amministrative al venditore inadempiente.

Nel caso in cui il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, invece, il cliente riceve automaticamente un indennizzo nella prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre. Indipendentemente dall'*escalation* prevista, l'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro 6 mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente (perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie). Il venditore, inoltre, non è tenuto a corrispondere l'indennizzo automatico se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali.

Per il 2021 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 468 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,6 milioni di clienti elettrici. I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazione, esecuzione delle rettifiche di fatturazione e doppia fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2021, risultano inferiori ai rispettivi standard per tutte le prestazioni (Tavola 3.31).

**Tavola 3.31 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2021**

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,85
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	-	24,19
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	15,02
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	6,21

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 289.035 reclami scritti, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-2,8%) (Tavola 3.32); due terzi dei reclami sono stati inoltrati da clienti domestici, il 33,1% da clienti non domestici; il 65,4% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 26,2% da clienti del mercato tutelato. Le richieste di informazioni ricevute dalle imprese ammontano a 228.171, in aumento del 17,6% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (75,1%) proviene da clienti domestici. Il 79,3% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici

(63,3%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 13,5%. Le rettifiche di fatturazione sono risultate complessivamente 7.862, in diminuzione del 2,4% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente i clienti domestici (57,3%) e, in particolare, quelli del mercato libero (52,8%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (28,6%) e il 4,5% il segmento dei clienti domestici in tutela. Le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante) sono risultate 859, in diminuzione rispetto all'anno precedente dell'11,2%. Le rettifiche hanno interessato, nell'82,3% dei casi, i clienti domestici e non domestici del mercato libero.

**Tavola 3.32 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori di energia elettrica**

	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di reclami	323.572	284.507	304.118	297.341	289.035
Numero di richieste di informazione	211.619	147.167	207.399	193.960	228.171
Numero di rettifiche di fatturazione	19.006	9.245	9.973	8.053	7.862
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	3.798	2.191	2.058	967	859

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

L'analisi delle ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard evidenza come nel 98,3% dei casi il mancato rispetto sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, nell'1,6% a cause di terzi (cliente, altre aziende) e nello 0,05% a cause di forza maggiore. Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici maturati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (25.335), si osserva che il 95,8% è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 3,5% alle rettifiche di fatturazione e solo lo 0,7% alle rettifiche di doppia fatturazione. Il 68,8% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 23,8% dai clienti del mercato tutelato, il 6,1% dai clienti multisito e l'1,2% dai clienti in media tensione.

Una situazione del tutto simile si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati in termini di importi, anch'essi più concentrati nel mercato libero: nel 2021 sono stati erogati in bolletta ai clienti elettrici indennizzi automatici per più di 1,1 milioni di euro. I clienti domestici e non domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 70,4% del totale degli indennizzi corrisposti, i clienti domestici e non domestici del mercato tutelato hanno beneficiato del 22,0% degli indennizzi, mentre i clienti multisito e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 6,2% e dell'1,3% degli indennizzi.

Gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende per il 39,3% dei casi hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 14% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio d'intestazione, la voltura e il subentro; per il 13%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste nel contratto ed effettivamente applicate. Il 12% degli argomenti dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, l'8,5% le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica, il 6,1% la misura, il 2,7% la qualità commerciale, lo 0,7% il bonus sociale e il 3,5% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Solo lo 0,2% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti

negli argomenti di competenza dei venditori.

### 3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

#### Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime

L'Autorità, in attuazione della legge n. 30 dicembre 2021, n. 234 (legge di bilancio 2022), ha definito<sup>112</sup> le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risultino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo.

Prima di eseguire le procedure di sospensione della fornitura di energia elettrica e gas naturale, i venditori devono offrire al cliente finale inadempiente un piano di rateizzazione, senza applicazione di interessi, che preveda:

- una periodicità di rateizzazione pari a quella di fatturazione ordinariamente applicata al cliente finale, con un numero di rate complessivamente pari al numero di fatture emesse, di norma, in 10 mesi e ciascuna di valore non inferiore a 50 euro;
- una prima rata di valore pari al 50% dell'importo oggetto del piano di rateizzazione e quelle successive di ammontare costante.

Il venditore può, se lo ritiene, negoziare un diverso accordo, per meglio rispondere alle esigenze del cliente, nei limiti di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022.

Il provvedimento dell'Autorità, inoltre, ha definito le modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione, nonché le modalità e le tempistiche per la restituzione, da parte dei venditori, degli importi erogati (la legge di bilancio 2022 ha fissato il versamento di almeno il 70% degli importi anticipati entro il 31 dicembre 2022 e la quota restante entro il 31 dicembre 2023).

#### Indagini e ispezioni

L'*enforcement* delle disposizioni previste dall'Autorità è attuato attraverso il controllo dei comportamenti degli operatori, di volta in volta individuati sulla base di documenti programmatici predisposti con cadenza annuale o a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici. A tal fine l'Autorità si avvale di indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi nei settori d'interesse dell'Autorità.

Nei casi in cui dalle attività di controllo emergano casi di inottemperanza alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori. Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o dell'aggiornamento della disciplina regolatoria, nell'ottica del suo continuo miglioramento e dell'efficacia, nel processo adottato di *ciclo regolatorio*. Le attività di controllo si affiancano a un crescente numero di iniziative dell'Autorità volte alla promozione *ex ante* della *compliance* regolatoria, attraverso l'interazione con i soggetti interessati, seminari informativi e di divulgazione, finalizzati a

---

<sup>112</sup> Con la delibera 30 dicembre 2021, 636/2021/R/com.

illustrare le modalità applicative dei provvedimenti, in particolare di nuova emanazione.

Nel 2021 l'attività di controllo è stata svolta attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore, nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- verifiche ispettive in loco, riguardanti temi prioritari come la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Con la delibera 22 giugno 2021, 258/2021/E/com, è stato approvato un **programma di verifiche documentali nei confronti di 30 venditori di energia elettrica e/o di gas nel mercato libero**, sul rispetto dei principali adempimenti regolatori connessi allo svolgimento di tali attività.

Più in dettaglio, le verifiche hanno riguardato gli obblighi connessi alla vendita ai clienti finali con riferimento ad alcune disposizioni regolatorie quali, per esempio, quelle relative alle informazioni da fornire all'Autorità, agli obblighi relativi alle offerte e in particolare alle PLACET, alla tempistica delle fatturazioni, alla correttezza delle bollette, alle modalità di tenuta delle scritture contabili, in particolare con riferimento al rispetto delle disposizioni vigenti in materia di *unbundling* contabile, alla gestione dei reclami, alla determinazione ed esposizione dei dati relativi al *fuel mix* (ossia la composizione media delle fonti di energia utilizzate per la produzione dell'energia elettrica venduta), alle eventuali agevolazioni tariffarie concesse ai soggetti energivori e alla correttezza delle informazioni trasmesse all'Anagrafica operatori.

In esito a tali controlli sono state registrate significative criticità nell'applicazione della regolazione in diversi ambiti, tra i quali in particolare quello dei documenti di fatturazione e quello della determinazione del *fuel mix*, così come per altri ambiti caratterizzati da specifiche disposizioni di dettaglio (per esempio, gli obblighi relativi ai siti internet). Sono stati pertanto adottati specifici interventi prescrittivi, all'esito dei quali sono rimessi, se del caso, eventuali avvisi di procedimenti sanzionatori. Riscontri, invece, positivi si sono registrati nell'ambito della predisposizione delle schede di confrontabilità e nella pubblicazione delle offerte sul Portale.

Nel corso del 2021 sono proseguiti i **controlli<sup>113</sup> sui dati dichiarati dalle imprese energivore alla Cassa per i servizi energetici e ambientali**, per l'ottenimento, per gli anni 2019 e 2020, delle agevolazioni previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017; le suddette agevolazioni constano di una partita economica rilevante (1,9 miliardi di euro per il 2019 e 1,7 miliardi di euro per il 2020) il cui onere ricade (attraverso una parte della componente tariffaria  $A_{SOS}$ ) su tutti gli altri clienti, inclusi quelli domestici. I controlli in corso interessano anche le imprese che beneficiano solo di uno sconto della componente  $A_{SOS}$  in bolletta, a differenza di quelli effettuati in precedenza per le agevolazioni dell'anno 2018, che avevano interessato soltanto le imprese energivore beneficiarie della massima agevolazione, data dall'azzeramento della componente  $A_{SOS}$  in bolletta.

---

<sup>113</sup> Approvati con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel.



### Misure per la promozione effettiva della concorrenza: iniziative per il superamento della maggior tutela

Nel corso del tempo l'Autorità ha contribuito a mettere a disposizione dei clienti finali numerosi strumenti (descritti nelle varie edizioni dell'*Annual Report*) per aumentarne la comprensione del mercato libero e la capacità di scegliere consapevolmente il proprio fornitore, nonché di disciplinare numerosi aspetti (come, per esempio, il contenuto delle bollette, le modifiche al codice di condotta commerciale, ecc.).

Si tratta in particolare di:

- disciplina delle offerte PLACET;
- Portale Offerte, che contiene la descrizione delle offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, delle offerte PLACET, nonché il calcolo della spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale;
- Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (c.d. Portale Consumi), che è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali;
- disciplina del servizio a tutele gradualì

Fin dal 2017, inoltre, l'Autorità ha stabilito<sup>114</sup> che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2021 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Inoltre, in considerazione dell'entrata in vigore del servizio a tutele gradualì<sup>115</sup>, nel primo semestre 2021 gli esercenti la maggior tutela, con riferimento ai soli clienti finali forniti nel servizio a tutele gradualì per il periodo di assegnazione provvisoria, hanno trasmesso una specifica informativa in bolletta che ha dato contezza ai clienti interessati della fine del servizio di maggior tutela indirizzandoli, per maggiori informazioni, a una pagina dedicata del sito internet dell'Autorità o al numero verde dello Sportello per il consumatore energia e ambiente.

---

<sup>114</sup> Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

<sup>115</sup> Disciplinato dalla delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel.

## 4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

### 4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

#### 4.1.1 Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL

##### Tariffe e accesso agli impianti di rigassificazione GNL

Nel novembre 2019 l'Autorità ha approvato<sup>116</sup> i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL).

Nel giugno 2021 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato<sup>117</sup> i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per il 2022.

##### Tariffe e accesso al servizio di stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito<sup>118</sup> i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025.

Nell'agosto 2021 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato<sup>119</sup> i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2022.

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha inoltre disposto<sup>120</sup> l'avvio di un procedimento di revisione dei criteri di determinazione dell'*x-factor* per il servizio di stoccaggio del gas naturale per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025. In tale ambito sono stati pubblicati<sup>121</sup> gli orientamenti dell'Autorità per la determinazione di un livello di *x-factor* che garantisca, in particolare, il trasferimento agli utenti del servizio di eventuali maggiori (o minori) recuperi di produttività realizzati nei primi anni del 5PRS entro il 5PRS stesso.

Occorre evidenziare che le tariffe hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, i quali assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile  $C^{ST}$ , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti

---

<sup>116</sup> Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

<sup>117</sup> Delibera 28 giugno 2021, 268/2021/R/gas.

<sup>118</sup> Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

<sup>119</sup> Delibera 21 luglio 2020, 275/2020/R/gas.

<sup>120</sup> Delibera 3 agosto 2021, 347/2021/R/gas.

<sup>121</sup> Documento per la consultazione 26 ottobre 2021, DCO 452/2021/R/gas.

dalla produzione nazionale.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita<sup>122</sup> dall'Autorità nel febbraio 2019. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale.

### Tariffe e accesso al servizio di trasporto del gas

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito<sup>123</sup> i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il periodo 2020-2023 (quinto periodo di regolazione – 5PRT). I nuovi criteri, che danno attuazione al regolamento (UE) 460/2017 in materia di armonizzazione delle strutture tariffarie per il trasporto del gas (c.d. Codice TAR), sono stati pubblicati in esito a un ampio processo di consultazione pubblica avviato nel 2017 e concluso nel 2018<sup>124</sup>, e tengono conto di quanto segnalato da ACER nel *report "Analysis of the consultation document on the gas transmission tariff structure for Italy"*, rilasciato il 14 febbraio 2019, in coerenza con le previsioni del Codice TAR, sugli orientamenti finali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e dei criteri di allocazione dei costi, sottoposti a consultazione nell'ottobre 2018<sup>125</sup>.

Le principali novità dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto per nuovo periodo (5PRT), rispetto a quello precedente, riguardano in particolare:

- il superamento della determinazione dei corrispettivi secondo la metodologia cosiddetta a matrice, in favore della metodologia della distanza ponderata per la capacità (c.d. *Capacity-Weighted Distance* – CWD), individuata come metodologia di riferimento nell'ambito del Codice TAR;
- l'eliminazione del corrispettivo "a francobollo" applicato ai punti di riconsegna sul territorio nazionale a copertura dei costi di trasporto regionale, essendo i costi del trasporto del gas sulle reti regionali inclusi nell'ambito dei costi da recuperare mediante le tariffe di entrata e uscita definite attraverso la metodologia tariffaria; tale inclusione comporta, inoltre, il superamento dei conferimenti di capacità presso punti di uscita della rete nazionale verso le aree di prelievo.

---

<sup>122</sup> Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

<sup>123</sup> Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

<sup>124</sup> Durante il procedimento, avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas, sono stati sottoposti a consultazione i seguenti documenti:

- documento 29 marzo 2018, 182/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi;
- documento 21 giugno 2018, 347/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti;
- documento 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas, contenente gli orientamenti finali in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasporto, di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo per il servizio di trasporto.

<sup>125</sup> Documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas.

Nel giugno 2021 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2020-2023, ha approvato<sup>126</sup> i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2022.

Nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>127</sup> la regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG) che definisce il riassetto del servizio e le relative responsabilità, definendo in particolare:

- responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*;
- requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo;
- predefiniti livelli di qualità del servizio;
- incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio
- sistema di monitoraggio di requisiti e livelli di qualità.

In merito all'accesso al servizio di trasporto, si rinvia a quanto esposto all'interno della sezione relativa alle questioni transfrontaliere.

### Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nel dicembre 2019 è stata approvata<sup>128</sup> la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione (RTDG), con le seguenti principali caratteristiche:

- in relazione alla quantificazione del capitale investito, criteri di riconoscimento basati inizialmente sul costo storico rivalutato e introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati su logiche di riconoscimento a costi standard, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari a supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;
- riconoscimento dei costi operativi (applicazione del metodo del *price cap*), con l'obiettivo di raggiungere una piena convergenza dei costi operativi tra operatori di differenti dimensioni, con conseguente differenziazione dell'*x-factor* (in aggiunta a quella legata alla diversa densità della clientela servita);
- previsione che, in occasione della revisione a metà periodo, siano valutati gli eventuali effetti delle politiche ambientali definite a livello comunitario sull'evoluzione del numero dei punti di riconsegna serviti e considerare le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
- previsione che, per la seconda metà del periodo regolatorio, sia avviato un procedimento per la definizione di modalità di riconoscimento parametriche dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza.

Nel dicembre 2021 sono state approvate<sup>129</sup> le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e

---

<sup>126</sup> Delibera 1° giugno 2021, 230/2021/R/gas.

<sup>127</sup> Delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas.

<sup>128</sup> Delibera 27 dicembre 2016, 570/2019/R/gas.

<sup>129</sup> Delibera 28 dicembre 2021, 596/2020/R/gas,

misura del gas naturale per l'anno 2022.

### Infrastrutture del gas

In Italia le imprese che gestiscono la **Rete di trasporto del gas nazionale** (10.316 km) e **regionale** (24.937 km) sono nove: tre che operano sulla Rete nazionale e otto che operano sulla Rete regionale. L'impresa maggiore di trasporto gas è Snam Rete Gas, oltre a essa operano sulla rete nazionale altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas. Il gruppo Snam possiede il 92,9% delle reti: 32.767 km di rete sui 35.253 km da cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.719 km di rete (il 4,9%), di cui 661 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 421 km di rete regionale. I restanti sei operatori minori possiedono piccoli tratti di rete regionale.

La Rete italiana di trasporto del gas è connessa con diversi gasdotti internazionali:

- a Passo Gries, in Piemonte, si connette con il gasdotto TENP (*Trans Europa Naturgas Pipeline*) per l'importazione del gas dall'Olanda e dal Nord Europa;
- a Tarvisio, in Friuli-Venezia Giulia, si connette con il TAG (*Trans Austria Gas Pipeline*) per l'importazione del gas russo;
- a Mazara del Vallo, in Sicilia, si connette con il Transmed (*Trans-Mediterranean Pipeline*) per l'importazione del gas algerino;
- a Gela, sempre in Sicilia, si connette con il *Greenstream* per l'importazione del gas libico.

Dalla fine del 2020 è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che, tra le altre cose, ha ricevuto (nel 2013) dalle Autorità competenti di Grecia, Albania e Italia un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi (c.d. *Third Party Access*) per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno. Il TAP trasporta il gas dell'Azerbaigian in Europa, passando per il gasdotto *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), la Grecia settentrionale, l'Albania e il Mar Adriatico per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km e la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m<sup>3</sup>) all'anno. È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagás con il 16% e Axpo con il 5%.

Il **gas naturale liquefatto** viene immesso nella rete nazionale di trasporto italiana attraverso l'interconnessione con i terminali in funzione a Panigaglia (in Liguria), a Cavarzere (in Veneto) e a Livorno (in Toscana). L'impianto di Panigaglia, della società GNL Italia appartenente al gruppo Snam, ha una capacità di rigassificazione massima di 13 M(m<sup>3</sup>)/giorno e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m<sup>3</sup>). Il terminale di Cavarzere è una struttura *off-shore* situata nel Mar Adriatico al largo di Rovigo con una capacità di rigassificazione annua di 8 G(m<sup>3</sup>) e di circa 26,4 M(m<sup>3</sup>)/giorno. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m<sup>3</sup>)/giorno, è riservata all'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, che ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni<sup>130</sup>, cioè sino all'anno termico 2032-2033; il rimanente 20%, insieme all'eventuale capacità non utilizzata, è offerta sul mercato attraverso procedure di sottoscrizione di capacità. Il terminale di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana, deriva dalla conversione di una nave metaniera – la "Golar Frost" – in un

<sup>130</sup> Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

Terminale galleggiante di rigassificazione ancorato a circa 22 km al largo della costa tra Livorno e Pisa. La sua massima capacità di rigassificazione giornaliera è di 15 M(m<sup>3</sup>)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m<sup>3</sup>).

Lo **stoccaggio** di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni possedute da cinque imprese: Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock, Blugas Infrastrutture. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Stogit, che appartiene al gruppo Snam, è la principale impresa di stoccaggio che possiede 10 delle 15 concessioni. Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti: nell'anno termico 2021-2022, che si è concluso il 31 marzo 2022, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,7 G(m<sup>3</sup>), di cui 4,6 G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito al 90%. Al 31 ottobre 2021 il riempimento degli stoccaggi era pari a 11,3 G(m<sup>3</sup>). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,5 M(m<sup>3</sup>)/giorno: 248 M(m<sup>3</sup>)/giorno negli stoccaggi Stogit, 9 M(m<sup>3</sup>)/giorno in quelli di Edison e 2,5 M(m<sup>3</sup>)/giorno in quelli di Ital Gas Storage.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 268.138 km di rete (di cui 270 non in funzione nel 2021), il 57,4% in bassa pressione, il 41,9% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 2.181 km rispetto al 2020. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.808 cabine e 102.650 gruppi di riduzione finale. Il 57,6% delle reti (154.374 km) è collocato al Nord, il 22,7% al Centro (60.992 km) e il restante 19,7% (52.772 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2021 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 188 (cinque in meno del 2020), di cui sei molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 22 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 20 medie (50.000-100.000 clienti), 91 piccole (10.000-50.000) e 49 piccolissime (meno di 5.000 clienti). Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), ma la loro quota non si è ridotta in termini di gas distribuito, che è rimasta stabile intorno all'82% fino al 2018 e nell'ultimo triennio è gradualmente risalita all'85%. Complessivamente i 188 operatori attivi nel 2021 hanno distribuito 32,3 G(m<sup>3</sup>), 2,2 G(m<sup>3</sup>) in più dell'anno precedente, a 24 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.495 concessioni in 7.298 Comuni.

### Qualità del servizio di distribuzione del gas

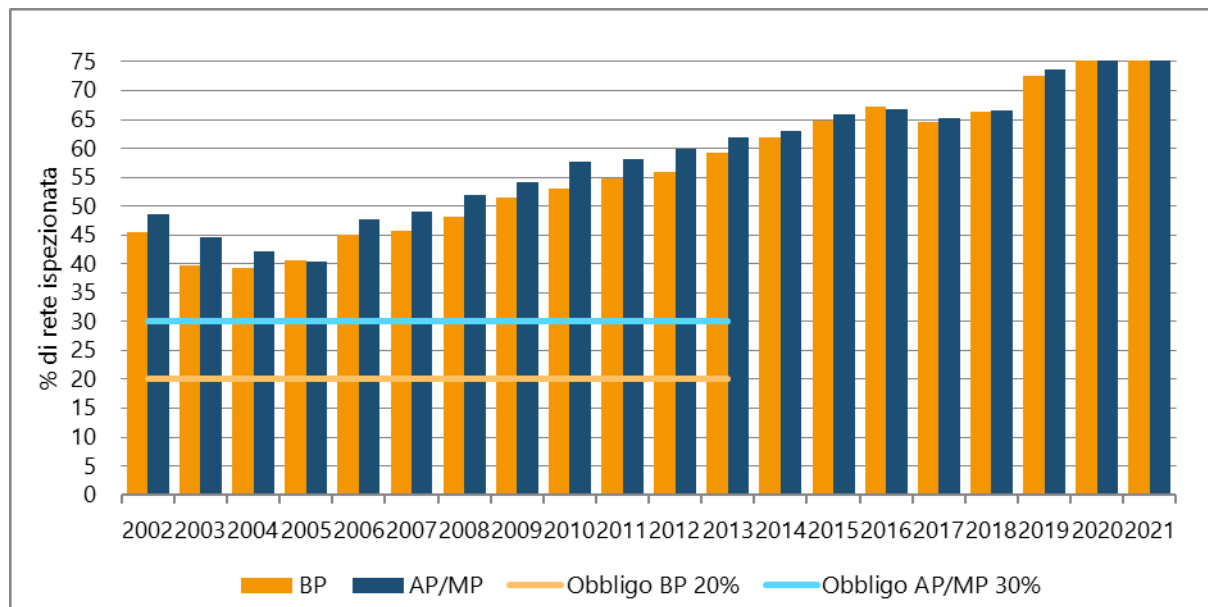
Alla fine del 2019 è stata approvata<sup>131</sup> la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025* (RQDG). La RQDG disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas negli ultimi anni.

La Figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002. Fino al 2013 la regolazione

<sup>131</sup> Con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

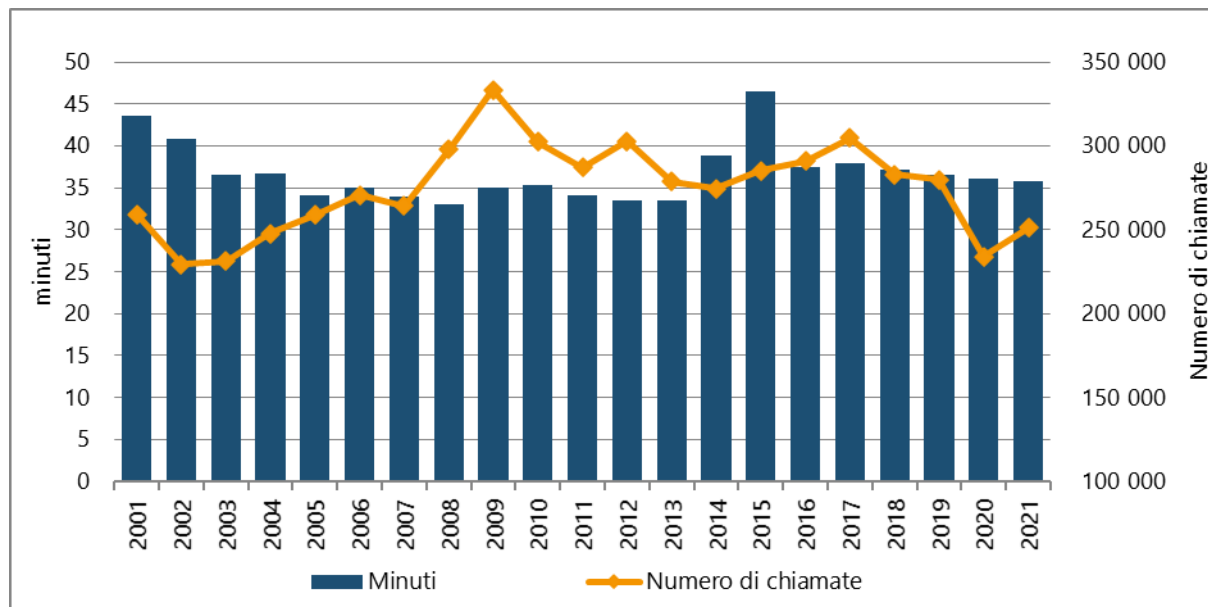
prevedeva una percentuale minima da ispezionare ogni anno, mentre dal 2014 è stato introdotto un obbligo per il 100% della rete su base pluriennale: il triennio mobile, per le condotte in alta e media pressione (AP/MP), e il quadriennio, per le condotte in bassa pressione (BP). Per il 2021 si registra un lieve aumento rispetto al 2020 e comunque una quota di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

**Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002**



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

**Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001**



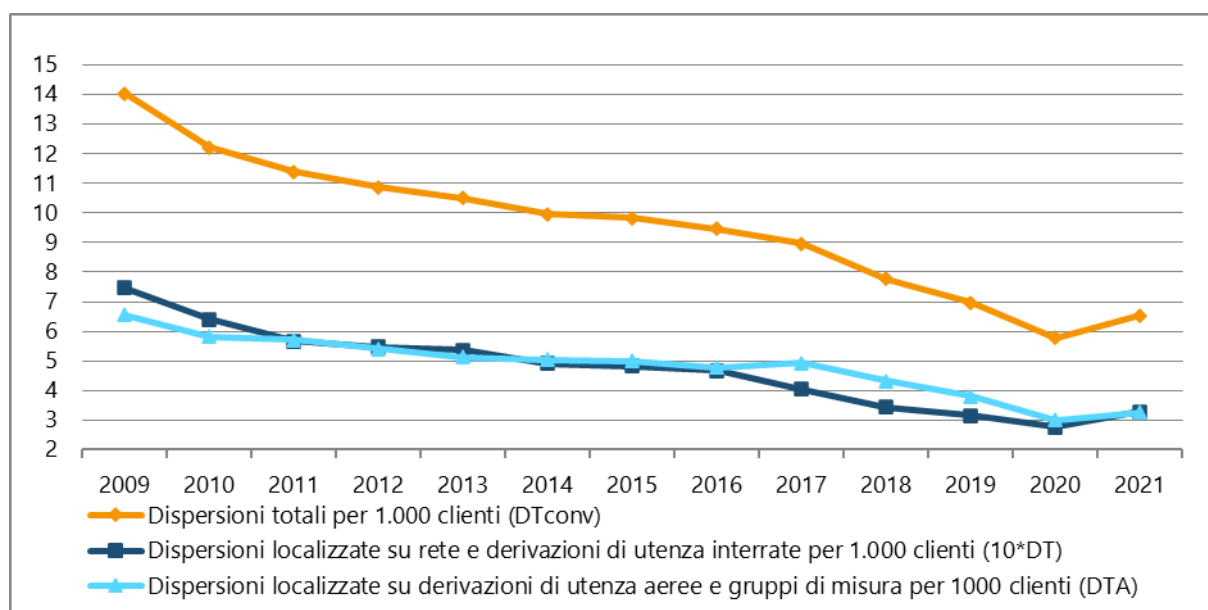
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.2 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2021. Il valore medio nazionale è pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2020. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di

chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari al 90%.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dal 1° luglio 2009 e accompagnato da campagne di controlli sul servizio di pronto intervento gas, attuate con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

**Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante**



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

La Figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si riscontra un aumento sia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10\*DT), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Anche il numero di dispersioni convenzionali localizzate a seguito di segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali (DT<sub>conv</sub>) risulta in aumento.

### Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di collegamenti a metanodotti di trasporto o a reti di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni amministrative o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto di riconsegna e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, secondo quanto previsto dal contratto stipulato.

Nel 2021 sono state realizzate 92 connessioni con le reti di trasporto, di cui 72 alle condotte in alta pressione e 20 a quelle in media pressione (Mediamente, hanno richiesto un'attesa di 83,6 giorni



lavorativi per le condotte in alta pressione e di 32,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, si osserva un lieve peggioramento per le connessioni in alta pressione e, all'opposto, un miglioramento per quelle realizzate in media pressione. Il numero di connessioni in alta pressione, infatti, è diminuito da 89 a 72, e il tempo medio per ottenerle è cresciuto di 6,6 giorni. Viceversa, le connessioni in media pressione sono salite a 20 (dalle 12 dell'anno precedente) e hanno richiesto, in media, 7,7 giorni in meno per la loro realizzazione. Il 41% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno: più precisamente, l'attivazione della fornitura ha riguardato 28 delle 72 connessioni in alta pressione (39%) e 10 delle 20 connessioni realizzate in media pressione (50%).

Tavola 4.1). Mediamente, hanno richiesto un'attesa di 83,6 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 32,4 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, si osserva un lieve peggioramento per le connessioni in alta pressione e, all'opposto, un miglioramento per quelle realizzate in media pressione. Il numero di connessioni in alta pressione, infatti, è diminuito da 89 a 72, e il tempo medio per ottenerle è cresciuto di 6,6 giorni. Viceversa, le connessioni in media pressione sono salite a 20 (dalle 12 dell'anno precedente) e hanno richiesto, in media, 7,7 giorni in meno per la loro realizzazione. Il 41% delle connessioni complessivamente realizzate ha attivato la fornitura nel corso dell'anno: più precisamente, l'attivazione della fornitura ha riguardato 28 delle 72 connessioni in alta pressione (39%) e 10 delle 20 connessioni realizzate in media pressione (50%).

#### Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2020		2021	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
Alta pressione	89	77,0	72	83,6
Media pressione	12	40,1	20	32,4
<b>TOTALE</b>	<b>101</b>	<b>72,6</b>	<b>92</b>	<b>72,5</b>

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

#### Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2020		2021	
	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>	NUMERO	TEMPO MEDIO <sup>(A)</sup>
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	4.342	8,1	7.627	8,0
Bassa pressione	102.654	18,5	97.333	26,1
<b>TOTALE</b>	<b>106.996</b>	<b>8,5</b>	<b>104.960</b>	<b>9,3</b>

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel caso delle reti di distribuzione locale si è osservata una lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): nel 2021 è risultato pari a 104.960 rispetto alle 106.996 del 2020 (-2%). Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (92,7%) e la restante condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già l'anno precedente. Si registra un allungamento dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati in media da 18,5 a 26,1

giorni lavorativi, mentre per le connessioni alle reti in media pressione i tempi di realizzazione sono rimasti invariati rispetto al 2020 e pari a 8 giorni lavorativi.

#### 4.1.2 Bilanciamento

##### Disciplina del *settlement*

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha approvato<sup>132</sup> la riforma delle regole del *settlement* gas, contenuta nel *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)*. Tale riforma, entrata in vigore il 1° gennaio 2020, è caratterizzata dalle seguenti principali disposizioni:

- l'attribuzione al Responsabile del Bilanciamento (RdB), ovvero la principale impresa di trasporto, del compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi immessi nell'impianto di distribuzione dai venditori e quelli prelevati dai clienti finali (delta<sup>0</sup> o  $\Delta_{I0}$ );
- la semplificazione delle procedure di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento;
- la sterilizzazione dell'incertezza per l'utente del bilanciamento (UdB) con riferimento ai prelievi destinati ai Punti di riconsegna (PdR) con frequenza di lettura inferiore alla mensile; infatti, i quantitativi da approvvigionare per questi punti sono oggetto di previsione da parte dell'RdB e tali partite non vengono rideterminate, riducendo così il rischio connesso al loro conguaglio;
- la centralizzazione nel Sistema informativo integrato (SII) di alcune attività in precedenza nella responsabilità delle imprese di distribuzione;
- l'implementazione da parte dell'RdB di una metodologia per la valutazione del fattore climatico nella determinazione dei prelievi giornalieri concernenti i PdR con frequenza di rilevazione inferiore o pari alla mensile, nonché la revisione dei profili di prelievo.

In esito ad apposita consultazione avviata nel settembre 2018<sup>133</sup>, nell'aprile 2019 è stata approvata<sup>134</sup> una nuova versione del TISG, che ha recepito una nuova regolazione in materia di determinazione delle partite fisiche giornaliere.

Nel maggio 2019 l'Autorità ha poi approvato<sup>135</sup> una serie di disposizioni funzionali alla definizione del quadro regolatorio relativo alle attività che a partire dal 1° gennaio 2020 Snam Rete Gas deve svolgere per l'approvvigionamento a mercato delle risorse necessarie al funzionamento del sistema

Nel novembre 2019 sono state approvate<sup>136</sup> ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte dell'RdB delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, prevedendo, in particolare, che

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto

---

<sup>132</sup> Delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

<sup>133</sup> Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

<sup>134</sup> Delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

<sup>135</sup> Delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

<sup>136</sup> Delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

dell'MP-GAS;

- le transazioni concluse nell'ambito delle aste siano escluse dalla formazione del *System Average Price* (SAP);

Relativamente ai prezzi di acquisto e di vendita delle offerte di Snam Rete Gas, è stato stabilito:

- che i prezzi di acquisto siano pari alla media del SAP relativa ai 7 giorni precedenti a quello di negoziazione aumentata di 30 €/MWh;
- che i prezzi di vendita siano pari a 0 €/MWh.

È stato, altresì, disposto che Snam Rete Gas possa continuare ad approvvigionare gli eventuali ulteriori quantitativi di gas di sistema e, in particolare, gli autoconsumi, secondo le modalità stabilite nel maggio 2019<sup>137</sup>.

Nel giugno 2020 sono state approvate<sup>138</sup> le modifiche alla disciplina del *settlement* funzionali a ottimizzare le tempistiche delle attività funzionali alla definizione dei bilanci definitivi.

Nel gennaio 2021 l'Autorità è intervenuta<sup>139</sup> sulle modalità applicative della disciplina dei corrispettivi di scostamento dovute a prelievi attribuiti presso punti di riconsegna della distribuzione che sono risultati anomali in esito alle sessioni di *settlement*.

- Nell'agosto 2021 l'Autorità ha proposto<sup>140</sup> l'introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e quelli prelevati dai clienti finali alimentati attraverso i medesimi punti. Il meccanismo prospettato prevede un approccio semplificato per la valutazione delle *performance* delle imprese di distribuzione, volto a trattare gli aspetti macroscopici del fenomeno attraverso l'introduzione di incentivi economici, nelle more della definizione di un meccanismo di responsabilizzazione più articolato. Per la prima fase è stato quindi proposto di individuare, sulla base delle informazioni disponibili, gli scostamenti rappresentativi di una situazione di manifesta e macroscopica inefficienza dell'impresa di distribuzione, a fronte della quale si reputa legittimo porre a carico della stessa una parziale quota del costo che lo scostamento determina per il sistema. Tra l'altro il documento propone un'integrazione del quadro regolatorio in tema di prelievi fraudolenti e perdite localizzate (gas fuoriuscito nei casi di emergenza di servizio o nei casi di danneggiamento di impianti o condotte della rete di distribuzione).

Nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>141</sup> modifiche e integrazioni al TISG per l'attuazione della nuova regolazione tariffaria del trasporto<sup>142</sup>. In particolare, in materia di determinazione e liquidazione delle partite economiche di aggiustamento:

- è stato eliminato l'obbligo di conguaglio delle componenti a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato in esito alle sessioni di aggiustamento;

---

<sup>137</sup> Punto 7 della delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

<sup>138</sup> Delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas.

<sup>139</sup> Delibera 14 gennaio 2021, 3/2021/R/gas.

<sup>140</sup> Documento per la consultazione 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas.

<sup>141</sup> Delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas.

<sup>142</sup> Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

- sono stati introdotti dei conguagli dei corrispettivi variabili di trasporto.

### 4.1.3 Questioni transfrontaliere

#### Accesso e sviluppo del sistema di trasporto

Il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), il gasdotto che trasporta in Europa il gas naturale del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan, è entrato in esercizio alla fine del 2020. La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA)<sup>143</sup>, Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico-economica delle richieste), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire incrementi di capacità dagli attuali 10 G(m<sup>3</sup>) standard per anno fino alla massima capacità di espansione di 20 G(m<sup>3</sup>) standard per anno.

Successivamente al 2013 è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari).

Alla luce del mutato contesto normativo e su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel quadro del contesto sopra descritto, nel maggio 2021 l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato<sup>144</sup> la proposta di incremento di capacità presentata da TAP, SRG e DESFA relativa alla procedura avviata nel luglio 2019. Inoltre, nel giugno 2021 l'Autorità, sempre in accordo con le Autorità di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE), ha approvato<sup>145</sup> il documento "*Guidelines for the 2021 Market Test of Trans Adriatic Pipeline*" con il quale si avvia un nuovo *Market Test* per il 2021.

Infine, nel corso del 2021 l'Autorità ha apportato modifiche parziali alla consolidata disciplina in materia di accesso alle reti di trasporto<sup>146</sup>; in dettaglio è stato disposto che:

- gli scostamenti presso i punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero siano valutati nella stessa unità di misura impiegata per le nomine degli utenti (kWh)<sup>147</sup>;
- per i conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con paesi esteri diversi dalla Svizzera e dagli stati dell'Unione europea, ovvero i punti di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia), è stata introdotta la possibilità (a determinate condizioni) di presentare una richiesta di conferimento di capacità annua anche ad anno termico

---

<sup>143</sup> Delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas.

<sup>144</sup> Delibera 11 maggio 2021, 189/2021/R/gas.

<sup>145</sup> Delibera 28 giugno 2021, 273/2021/R/gas.

<sup>146</sup> Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

<sup>147</sup> Delibera 11 maggio 2021, 189/2021/R/gas.

avviato secondo il criterio temporale del *first come first served* (FCFS)<sup>148</sup>.

### **Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e coerenza con il Piano di sviluppo comunitario**

Nell'ambito del procedimento avviato<sup>149</sup> nel dicembre 2020 per la valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2019 e 2020, nel dicembre 2021 l'Autorità ha presentato<sup>150</sup> gli orientamenti relativi agli incentivi al mantenimento in esercizio delle reti, ai criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e ai criteri di restituzione al sistema di ricavi derivanti dall'esercizio di centrali *dual fuel*.

Il 7 giugno 2021 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica sui Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2021. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 30 luglio 2021, è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 15 luglio 2021. Il procedimento di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2021 è ancora in corso e sarà condotto congiuntamente al procedimento di valutazione dei Piani relativi al 2022.

#### **4.1.4 Attuazione dei Codici di rete e delle line guida**

##### **Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi**

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2021, sono stati approvati e/o aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. Tra le modifiche più importanti sono da segnalare in particolare:

- nel gennaio 2021 l'Autorità ha approvato<sup>151</sup> una proposta di aggiornamento delle condizioni del Punto Scambio Virtuale e loro allegati trasmessa dalla società Snam Rete Gas e finalizzata, in particolare, ad aggiornare le disposizioni funzionali alla gestione, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE) e delle imprese di rigassificazione, di transazioni di gas presso il PSV;
- nel febbraio 2021 l'Autorità ha approvato<sup>152</sup> una proposta di aggiornamento del Codice di

---

<sup>148</sup> Delibera 27 luglio 2021, 324/2021/R/gas.

<sup>149</sup> Delibera 15 dicembre 2020, 539/2020/R/gas.

<sup>150</sup> Documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/gas.

<sup>151</sup> Delibera 26 gennaio 2021, 19/2021/R/gas.

<sup>152</sup> Delibera 23 febbraio 2021, 68/2021/R/gas.

stoccaggio trasmessa dalla società Italgas finalizzata: (i) a introdurre un nuovo servizio di stoccaggio flessibile (c.d. "Servizio di stoccaggio *Full Flex*") che prevede la disponibilità per l'utente (nei limiti delle capacità di stoccaggio conferite allo stesso), in ciascun giorno gas del contratto, sia di prestazioni di erogazione che di iniezione; (ii) alla definizione dei corrispettivi applicati agli utenti per il recupero dei costi di energia elettrica prima del conferimento delle capacità; (iii) a prevedere che le cessioni di capacità fra utenti avvengano secondo combinazioni predefinite di spazio erogazione e iniezione al fine di garantire l'ordinata gestione del servizio complessivamente offerto;

- nel marzo 2021 l'Autorità ha approvato<sup>153</sup> una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio in merito a: (i) il recepimento delle disposizioni della Regolazione della Qualità dello Stoccaggio Gas (RQSG); (ii) l'adeguamento, al ribasso, dei valori di "rating minimo" creditizio; (iii) l'introduzione della procedura di verifica di congruenza dei dati di stoccaggio; (iv) l'introduzione della funzionalità "transazione unilaterale" di gas in stoccaggio tra due servizi conferiti al medesimo utente;
- sempre nel marzo 2021 l'Autorità ha approvato<sup>154</sup> una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit in merito, tra l'altro, all'introduzione di prodotti *unbundled* di capacità di iniezione ed erogazione sul mercato secondario; nonché in merito al nuovo assetto del servizio di stoccaggio strategico, per il quale l'Autorità ha dato attuazione<sup>155</sup> alle disposizioni del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76;
- nel maggio 2021 l'Autorità ha approvato<sup>156</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione trasmessa da OLT *Offshore* LNG Toscana che prevede l'estensione del periodo di offerta delle capacità per conferimenti pluriennali fino al 25esimo anno termico e alla disciplina del rilascio della capacità; l'aggiornamento qualifica inoltre i servizi *Small Scale* LNG (SSLNG) come aggiuntivi rispetto al servizio di rigassificazione che rimane in ogni caso il servizio con priorità di accesso rispetto ai servizi SSLNG;
- nel giugno 2021 l'Autorità ha approvato<sup>157</sup> la proposta di modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto, che dispone una riduzione dei tempi e una semplificazione delle procedure per la presentazione delle garanzie; tali modifiche sono state introdotte al fine di incrementare la sicurezza del sistema e limitare comportamenti fraudolenti;
- nel luglio 2021 è stata approvata<sup>158</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione di GNL Italia con la quale sono state implementate le disposizioni riguardanti l'estensione del periodo di offerta delle capacità per conferimenti pluriennali, la disciplina relativa al rilascio della capacità e l'applicazione delle norme "use it or lose it" coerentemente con le previsioni del Testo Integrato Rigassificazione Gnl (TIRG);
- nell'agosto 2021 l'Autorità ha approvato<sup>159</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico che integra la procedura di conferimento

---

<sup>153</sup> Delibera 2 marzo 2021, 78/2021/R/gas.

<sup>154</sup> Delibera 2 marzo 2021, 79/2021/R/gas.

<sup>155</sup> Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

<sup>156</sup> Delibera 11 maggio 2021, 190/2021/R/gas.

<sup>157</sup> Delibera 8 giugno 2021, 240/2021/R/gas.

<sup>158</sup> Delibera 20 luglio 2021, 313/2021/R/gas.

<sup>159</sup> Delibera 3 agosto 2021, 355/2021/R/gas.

della capacità non esente, ai sensi del DM 8 luglio 2020, e il recepimento delle disposizioni del Testo Integrato Rigassificazione Gnl (TIRG) in merito alla disciplina del rilascio della capacità e all'applicazione della c.d. clausola "use it or lose it";

- nel settembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>160</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti di entrata della rete di trasporto nazionale interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con paesi dell'Unione europea e con la Svizzera;
- nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>161</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione della società OLT *Offshore* LNG Toscana che introduce il servizio di *virtual liquefaction* ai sensi del Testo Integrato Rigassificazione Gnl (TIRG); l'Autorità ha, inoltre, approvato la proposta della medesima società per la valorizzazione del corrispettivo per il nuovo servizio;
- sempre nel novembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>162</sup> la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas recante: (i) le modifiche attese al capitolo relativo alla fatturazione in relazione alla sessione di aggiustamento; (ii) le modifiche in tema di rettifica dei prelievi non coerenti in esito alla sessione di aggiustamento; nonché (iii) un'integrazione necessaria in materia di regolazione applicabile alle immissioni di *boil-off* gas nella rete di distribuzione del gas naturale.;
- nel novembre 2021 è stato altresì stabilito<sup>163</sup> che il responsabile del bilanciamento metta a disposizione delle imprese di distribuzione per quanto di competenza gli esiti delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento secondo modalità e tempistiche concordate;
- nel dicembre 2021 l'Autorità ha approvato<sup>164</sup> una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio in merito a: (i) i dispositivi per la determinazione della misura del gas; (ii) l'adeguamento normativo e le modifiche relative agli autoconsumi.

## 4.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

### 4.2.1 Mercati all'ingrosso

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2021 il consumo lordo di gas naturale è cresciuto di 5,2 G(m<sup>3</sup>), registrando un aumento del 7,3% (Tavola 4.3).

Con i consumi tornati a crescere e una produzione nazionale giunta al minimo storico (3,3 G(m<sup>3</sup>), in riduzione del 16,7% rispetto al 2020), i volumi di gas importato hanno coerentemente evidenziato un incremento del 9,9% sfiorando i 73 G(m<sup>3</sup>), un valore di quasi 2 G(m<sup>3</sup>) superiore a quello del 2019. Nel 2021 le importazioni hanno registrato anche l'apporto del gas proveniente dall'Azerbaijan giunto in Italia attraverso il TAP, il gasdotto che approda in Puglia e che ha cominciato a funzionare alla fine del 2020. Nel 2021, però, anche le esportazioni sono fortemente cresciute. I volumi di gas

---

<sup>160</sup> Delibera 30 settembre 2021, 408/2021/R/gas.

<sup>161</sup> Delibera 2 novembre 2021, 474/2021/R/gas.

<sup>162</sup> Delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas.

<sup>163</sup> Delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas.

<sup>164</sup> Delibera 9 dicembre 2021, 561/2021/R/gas.

esportato sono quintuplicati rispetto al 2020, salendo da 316 M(m<sup>3</sup>) a 1,5 G(m<sup>3</sup>). L'incremento delle esportazioni, che si è manifestato specialmente nell'ultimo trimestre dell'anno, è stato favorito dall'abbondanza di gas che ha reso il gas italiano più conveniente rispetto a quello acquistabile al TTF. I volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,6 G(m<sup>3</sup>) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il gas in stoccaggio. Pertanto, come detto, il consumo interno lordo nel 2021 è risultato pari a 76,4 G(m<sup>3</sup>), un valore del 7,3% superiore a quello del 2020, ma anche del 2,6% superiore rispetto ai livelli pre-pandemia del 2019. Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è tornato a crescere; il 93,5% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero (nel 2020 questa quota era pari al 92,8%).

#### Tavola 4.3 Consumo lordo di gas naturale in Italia

DISPONIBILITÀ (M(m <sup>3</sup> ))	2020	2021 <sup>(A)</sup>	VARIAZIONE
Produzione nazionale	4.014	3.343	-16,7%
Importazioni	66.393	72.995	9,9%
Esportazioni	316	1.543	388,3%
Variazione delle scorte	-1.076	-1.591	-
<b>CONSUMO INTERNO LORDO</b>	<b>71.167</b>	<b>76.386</b>	<b>7,3%</b>

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

#### Produzione

Anche nei dati raccolti nella consueta *Indagine annuale sui settori regolati* svolta dall'Autorità, è emersa una notevole contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2021 sono stati estratti complessivamente 3.248 M(m<sup>3</sup>) da 21 imprese riunite in 17 gruppi societari (erano 17 imprese riunite in 14 gruppi societari nel 2020). Poiché lo scorso anno la produzione era risultata pari a 4.051 M(m<sup>3</sup>), nel 2021 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 19,8%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2021, scendendo sotto il 70% dal 71,6% dell'anno precedente. Nel 2021, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 650 M(m<sup>3</sup>) in meno del 2020, registrando quindi un calo produttivo del 22,3%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Come già nel 2020, la produzione di quest'ultimo è ancora diminuita, di circa 134 M(m<sup>3</sup>) (-20,5%) ma la sua quota è rimasta sostanzialmente invariata al 16%. La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 46 M(m<sup>3</sup>) di gas in meno rispetto al 2020 (-15,2%), è lievemente salita dal 7,5% al 7,9%, così come quella del gruppo Gas Plus, quest'anno al 2,7% contro il 2,3% del 2020, che ha estratto 6 M(m<sup>3</sup>) in meno rispetto all'anno precedente. Viceversa, è cresciuta al 3,9% (dal 2,4% del 2020) la quota degli altri produttori che insieme hanno estratto 128 M(m<sup>3</sup>), 29 in più rispetto all'anno precedente.

#### Importazioni

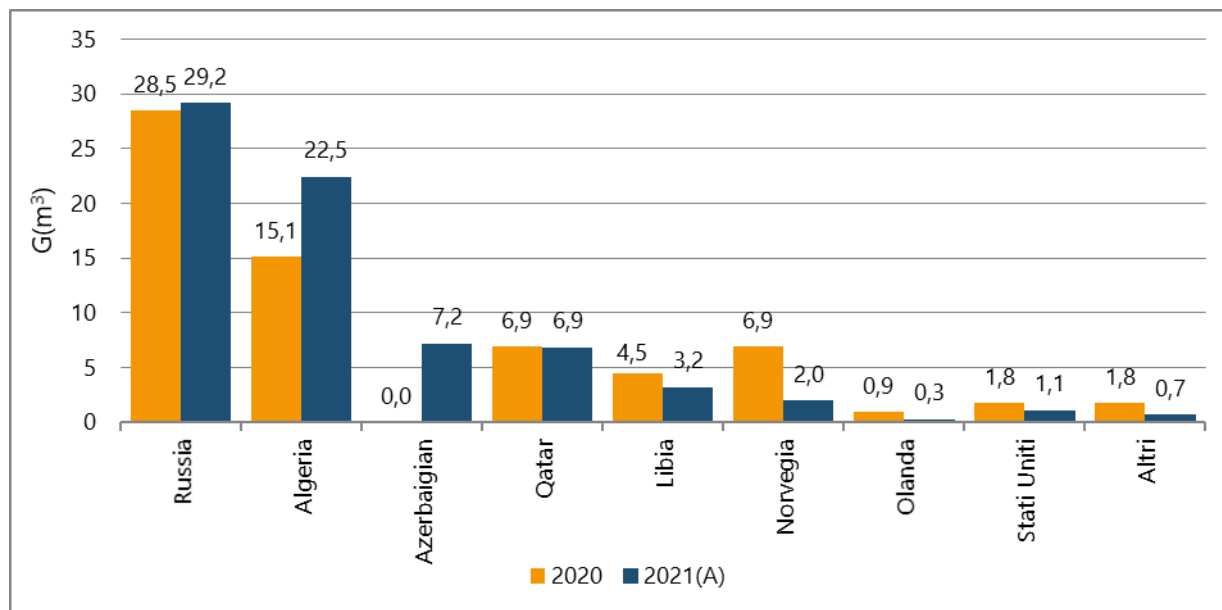
Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero della transizione ecologica, nel 2021 l'Italia ha importato 6,6 G(m<sup>3</sup>) di gas naturale in più rispetto al 2020: le



importazioni lorde sono infatti salite a 73 G(m<sup>3</sup>), evidenziando un incremento del 9,9% rispetto al 2020.

La Figura 4.4 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza<sup>165</sup> del gas stesso. La principale novità del 2021 sono le importazioni del gas azero che giungono in Italia attraverso il gasdotto TAP. Il gasdotto è entrato in esercizio alla fine del 2020 e nel suo primo anno di funzionamento ha condotto in Italia ben 7,2 G(m<sup>3</sup>) di gas, portando l'Azerbaijan al terzo posto nella classifica dei paesi da cui importiamo gas naturale.

**Figura 4.4 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza**



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Un notevole incremento si è registrato nelle importazioni dall'Algeria, che con 7,3 G(m<sup>3</sup>) in più rispetto al 2020 risultano quasi raddoppiate. Anche dalla Russia sono giunti in Italia 0,7 G(m<sup>3</sup>) in più rispetto al 2020, con una crescita del 2,4%. Al contrario, nel 2021 si è manifestata una flessione, sebbene di differente entità, da tutti gli altri paesi da cui storicamente il gas viene acquistato. La riduzione è lievissima nel caso del Qatar (dal quale sono giunti circa 80 M(m<sup>3</sup>) in meno) e più significativa nel caso di Olanda e Stati Uniti, paesi dai quali abbiamo acquisito circa 630 M(m<sup>3</sup>) in meno rispetto al 2020. La riduzione appare invece marcata se guardiamo al gas proveniente dalla Libia (-1,2 G(m<sup>3</sup>)) e più ancora dalla Norvegia, le cui esportazioni in Italia sono scese di 5 G(m<sup>3</sup>), passando da 6,9 a 1,9 G(m<sup>3</sup>). Sempre secondo i dati preconsuntivi di fonte ministeriale, nel 2021 dei 73 G(m<sup>3</sup>) di gas importato in Italia, 9,9 G(m<sup>3</sup>) sono giunti via nave. Accanto alle tradizionali – e maggioritarie – provenienze dal Qatar e dall'Algeria che insieme incidono per l'82% di tutto il GNL importato, nell'importazione via nave degli ultimi anni stanno assumendo importanza anche i carichi provenienti da altri paesi: *in primis* dagli Stati Uniti, divenuti molto significativi dal 2019, e dalla Nigeria, i cui quantitativi stanno aumentando da tre anni.

Nel 2021, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 40% (era al

<sup>165</sup> Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di *swap* è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

42,9% nel 2020), mentre la quota dell'Algeria è risalita dal 22,8% al 30,8%. Al terzo posto per importanza, come si è appena detto, si è posizionato l'Azerbaijan con una quota del 9,9%. Nella classifica vi sono poi: il Qatar, da cui arriva il 9,4% del gas complessivamente importato in Italia (10,5% nel 2020), seguito dalla Libia, la cui quota è al 4,4%, e dalla Norvegia, che è al 2,7% (era al 10,4% nel 2020). La quota del GNL americano è scesa dal 2,6% all'1,5%, mentre si è praticamente azzerata la quota del gas olandese, che si è andata assottigliando nel tempo ed è giunta ora allo 0,4%; l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) si è quindi fortemente ridotta dall'11,8% al 3,1%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2021 sono stati importati in Italia 71 G(m<sup>3</sup>), 8,3 in più rispetto al 2020<sup>166</sup>. L'incremento è stato, quindi, del 13,2% superiore a quello valutabile nei dati del Ministero della transizione ecologica<sup>167</sup>. Il 2,8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2 G(m<sup>3</sup>) circa, risulta acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2021 ha importato 34,3 G(m<sup>3</sup>), quasi 5 G(m<sup>3</sup>) in più dell'anno precedente. Il forte aumento delle importazioni di Eni (15,8%), superiore a quello evidenziato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un lieve incremento al 48,4% (47% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 47,3% evidenziato nel 2020. Anche Edison, seconda in classifica come nel 2020, ha importato di più del 2020: i quantitativi approvvigionati dalla società sono passati da 10,8 a 11,1 G(m<sup>3</sup>); la sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 15,7% dal precedente 17,3% e la distanza da Eni si è ampliata rispetto a quella osservata nel 2020 di quasi tre punti percentuali. La principale novità nella graduatoria degli importatori riguarda la società Azerbaijan Gas Supply Company Limited, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP (si veda il paragrafo successivo sul trasporto del gas): con 5,91 G(m<sup>3</sup>) importati in corso d'anno è salita in terza posizione superando, ancorché di pochissimo, Enel Global Trading. Ciò anche perché i quantitativi acquisiti da quest'ultima sono diminuiti di 1 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2020, scendendo a 5,89 G(m<sup>3</sup>). La quota di entrambe è quindi pari all'8,3%.

I gruppi<sup>168</sup> che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono diventati cinque: Eni, Edison, Enel e Royal Dutch Shell, come nel 2020, a cui si è aggiunto Azerbaijan Gas Supply Company, la società che importa il gas azero in Italia (Tavola 4.4). Insieme hanno importato 62 dei 71 G(m<sup>3</sup>) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i cinque gruppi incidono per l'87,3% di tutto il gas approvvigionato. I cinque gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile (che oltre alle importazioni e alla produzione comprende anche il gas negli stoccaggi), con una quota complessiva per i quattro (85%) di poco inferiore a quella del gas approvvigionato.

---

<sup>166</sup> Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

<sup>167</sup> Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È poi probabile che alcuni quantitativi, che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

<sup>168</sup> Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

**Tavola 4.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso**

Anno	Domanda Totale <sup>(A)</sup> G(m <sup>3</sup> )	Domanda di punta <sup>(B)</sup> M(m <sup>3</sup> )/g	Produzione G(m <sup>3</sup> )	Capacità di importazione via tubo M(m <sup>3</sup> )/g	N. gruppi con quota approvvigionamento >5% <sup>(C)</sup>	N. gruppi con quota gas disponibile >5% <sup>(D)</sup>	C3 dei maggiori gruppi sulla domanda totale
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	216,4	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	224,9	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	237,9	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	260,1	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	251,1	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	271,1	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	276,5	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	289,8	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	296,2	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	296,2	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	298,6	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	298,6	3	3	42,7%
2014	210,9	330	7,1	298,6	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	293,8	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	296,4	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	294,0	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	293,8	4	4	47,2%
2019	329,4	394	4,9	293,8	3	3	46,8%
2020	386,4	366	4,0	291,4	4	4	42,1%
2021	360,6	391	3,3	297,8	5	5	39,2%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) Numero di società con una quota di gas prodotto e/o importato superiore al 5%.

(D) Numero di società con una quota >5% dei volumi di gas disponibile, che includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

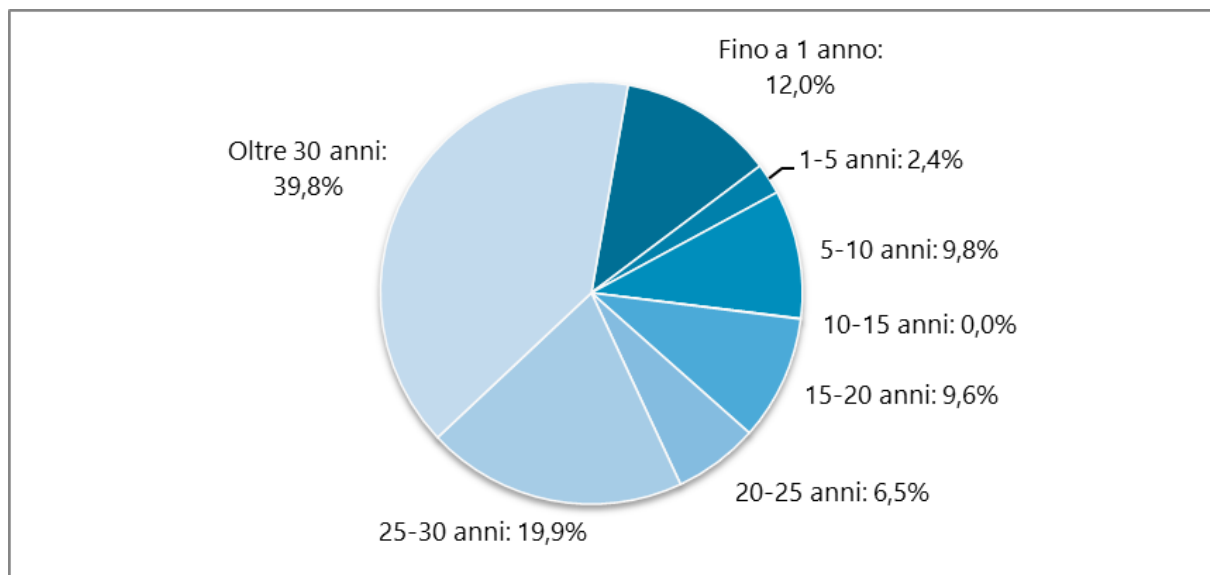
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2021 secondo la durata intera (Figura 4.5) si è allungata rispetto al 2020: la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è risultata pari al 66,2%, mentre lo scorso anno era pari al 64,7%. Inoltre, nel 2021 l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente diminuita, essendo scesa dal 22,6% al 14,3%; l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) è salita di quasi 7 punti percentuali (19,4% al posto del 12,7% del 2020). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, però, sono leggermente diminuite: nel 2020, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 85,8 G(m<sup>3</sup>), mentre nel 2021 sono scesi a 83,8 G(m<sup>3</sup>). L'incidenza delle importazioni *spot*<sup>169</sup>, quelle cioè con durata inferiore all'anno, in costante aumento per anni, negli ultimi due si è invece ridotta: di quasi quattro punti percentuali nel 2020 e

<sup>169</sup> Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *annual contract quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

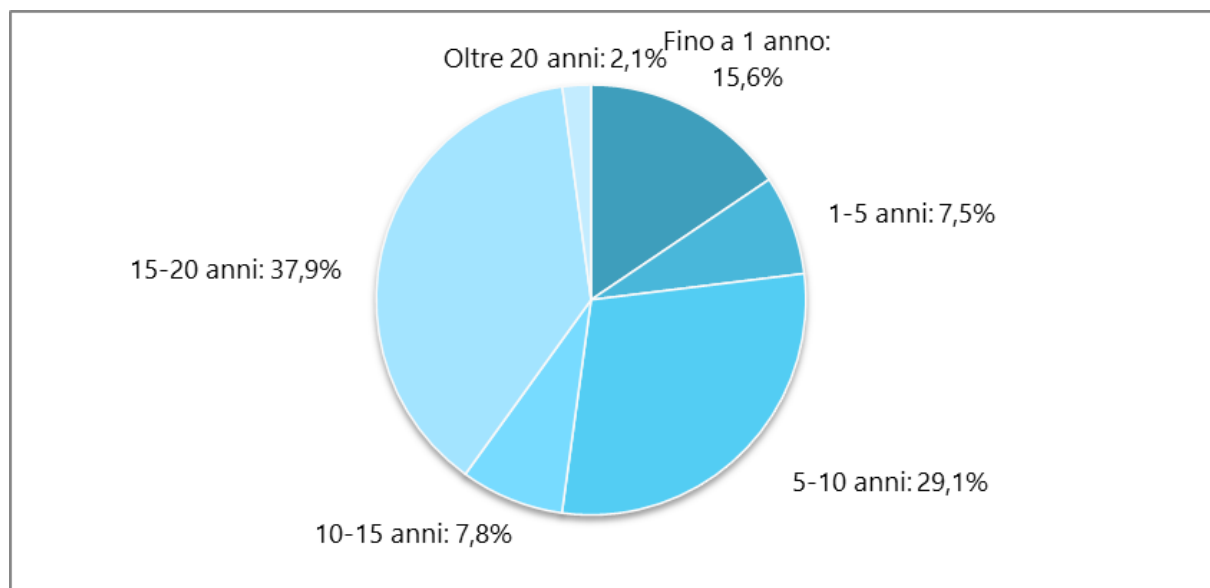
di altri tre punti e mezzo nel 2021, portandosi al 12%.

**Figura 4.5 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2021, secondo la durata intera**



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

**Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2021, secondo la durata residua**



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2021 (Figura 4.6) mostrano che il 23,1% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 28% nel 2020) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 40% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Anche tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una brusca flessione, per poi risalire costantemente; nel 2021 ha raggiunto il 40% e riguarda un quantitativo complessivo di 33 G(m<sup>3</sup>).

Nel 2021 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è per la prima volta diminuita del 6,7%, essendo scesa a 360,6 dai 386,4 G(m<sup>3</sup>) toccati nel 2020 (Tavola 4.4).

Ciò a causa della notevole riduzione del gas commercializzato, essendo invece gli autoconsumi aumentati.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) è sceso a 342,1 G(m<sup>3</sup>), con una riduzione del 7,5% rispetto allo stesso dato del 2020, da valutare tenendo conto dell'impatto dell'emergenza pandemica sul 2020 che aveva fatto salire le vendite all'ingrosso in misura rilevante. Il mercato all'ingrosso, infatti, ha movimentato 285,1 G(m<sup>3</sup>) in diminuzione del 9,3% rispetto al 2020, 57 G(m<sup>3</sup>) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un incremento del 3,1% rispetto al 2020, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 18,4 G(m<sup>3</sup>), anche questi ultimi in netto aumento (11,3%). I gruppi industriali che nel 2021 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5 come nel 2020.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (18,2%), Engie (13,3%), Alpiq (7,7%), Enel (7,3%) ed Edison (7,1%). I primi tre gruppi coprono insieme il 39,2% della domanda totale, una quota in calo rispetto a quella dello scorso anno (che era 42%).

#### 4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'*Indagine annuale sui settori regolati* che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas, somministrando i questionari alle società accreditate nell'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere nell'anno precedente (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale.

Il numero di imprese che hanno dichiarato di svolgere la vendita di gas è risultato pari a 803. Hanno risposto all'*Indagine annuale* 614 imprese (il 76,5%): di queste, 71 hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 614 società che hanno partecipato all'indagine, 40 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 574 attive, 86 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 381 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 104, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come **operatori misti**.

#### Tavola 4.5 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2021

Operatori	Numero	Vendite M(m <sup>3</sup> )	Prezzo c€/m <sup>3</sup>
Grossisti puri	86	165.133	53,84
Operatori misti	104	119.974	34,35
<b>TOTALE INGROSSO</b>	<b>190</b>	<b>285.107</b>	<b>45,64</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso è stato fornito per il 58% da grossisti puri e per il restante 42% da operatori misti. Nel 2021 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso è diminuito di 10 unità (190 contro le 200 del 2020, ma è importante sottolineare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di rispondenza all'Indagine da un anno all'altro) mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di oltre 29 G(m<sup>3</sup>) (-9,3%), con il risultato che il volume medio

unitario di vendita è calato quasi del 5%, da 1.572 a 1.501 M(m<sup>3</sup>). Si tratta della prima diminuzione dal 2012.

Nel segmento della vendita all'ingrosso di gas naturale, la presenza di imprese di diritto non italiano riguarda il 25% delle società presenti.

Nel corso dell'anno 9 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale e 4 imprese l'hanno cessata; 5 imprese hanno cambiato gruppo societario. Vi sono state anche un'incorporazione tra imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario e due operazioni di acquisizione/cessione dell'attività.

Nel 2021 il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets e Alpiq), infatti, è risultata del 28%, al di sotto del già esiguo 29,7% calcolato nel 2020. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Enel Global Trading e Eni Global Energy Markets) è scesa dal 44,6% al 41,5%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è sceso da 547 a 503.

Nel 2021 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 45,64 c€/m<sup>3</sup>, in marcato aumento rispetto ai 15,64 c€/m<sup>3</sup> richiesti nel 2020, per le note vicende che si sono scatenate sui prezzi internazionali del gas. Ciò in linea con l'andamento del prezzo al PSV che nel 2021 è aumentato del 350% rispetto alla media del 2020. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 34,35 c€/m<sup>3</sup>, ovvero circa 20 centesimi di euro inferiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 53,84 c€/m<sup>3</sup>).

### Punto di scambio virtuale

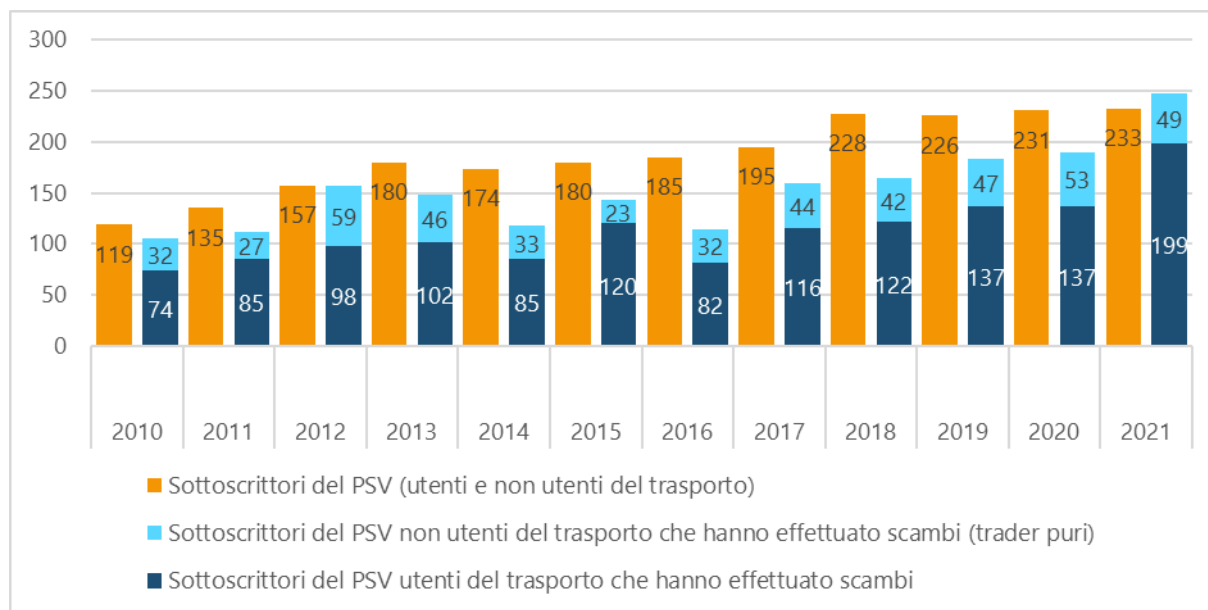
La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze<sup>170</sup>, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni approvate dall'Autorità<sup>171</sup>.

Nel 2021, 199 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 49 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è cresciuto di due unità rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 233 unità contro le 231 del 2020. Tuttavia, coerentemente con l'incremento della domanda di gas naturale, il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni è notevolmente aumentato, essendo passato da 137 del 2020 a 199 del 2021 (+45%), mentre il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) è leggermente diminuito da 53 a 49 unità.

---

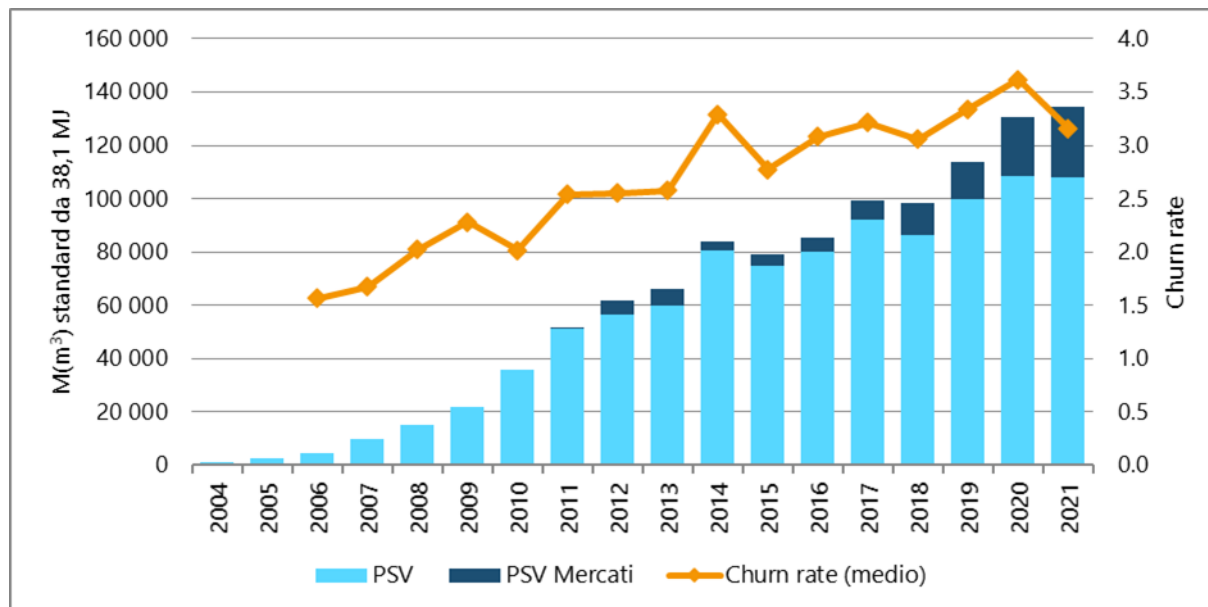
<sup>170</sup> Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

<sup>171</sup> Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

**Figura 4.7 Sottoscrittori del PSV dal 2008**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Figura 4.8 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC giornaliera, OTC multigiornaliera e forzosa GNL, mentre nella voce "PSV-Mercati" sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

**Figura 4.8 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate**

Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2021 i volumi OTC scambiati presso il PSV sono cresciuti del 2,1%, da 105 a 107 G(m<sup>3</sup>). I volumi con consegna forzosa al PSV sono invece fortemente diminuiti (-68%; da 3,6 a 1,2 G(m<sup>3</sup>)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è rimasto sostanzialmente invariato a circa 108 G(m<sup>3</sup>). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un significativo incremento, +19%, seppure inferiore a quello dei due anni precedenti (rispettivamente pari a 77% e 58%). I volumi

scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 26 G(m<sup>3</sup>) dai 22 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+16%) ai quali si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+55%).

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Nel 2021, invece, si registra un ripiegamento a 3,2, spiegato dalla crescita relativamente contenuta del numero medio delle transazioni giornaliere (+5% per il PSV e +19% per il PSV Mercati) così come quella dei volumi scambiati (+3% nel complesso).

## Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto-legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito:

- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità;
- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. royalties).

Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato *spot* del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero della transizione ecologica ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)<sup>172</sup>. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL.

---

<sup>172</sup> In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.



In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso, risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato, Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del gas (M-GAS). Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sull'MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1. Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *weekend* nel mercato MGP-GAS<sup>173</sup>, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020. Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo

---

<sup>173</sup> Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com.

comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema<sup>174</sup>. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

## Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel 2021 sono stati scambiati volumi complessivi per 131 TWh (Tavola 4.6) in aumento rispetto al 2020 (+15%). Tale crescita riflette il significativo aumento dei consumi nazionali, che hanno raggiunto il livello più alto dell'ultimo decennio (circa 807 TWh).

A differenza del 2020, nel 2021 la maggiore liquidità si osserva sul Mercato del giorno prima (45,4 TWh; +51%) e, in particolare, nella sessione di negoziazione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile mostra livelli di scambio più alti nell'ultimo trimestre dell'anno, con il mese di ottobre che ha più che raddoppiato i volumi rispetto al 2020 (+128%). Per quanto riguarda le diverse tipologie di prodotto, il prodotto *weekend* ha raggiunto una quota del 25% sul totale (+4 p.p. sul 2020). Al secondo anno di operatività, il comparto AGS ha registrato scambi per un totale di 33,8 TWh (+32% rispetto al 2020), quasi totalmente riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (90% dei volumi).

**Tavola 4.6 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME**

MERCATI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>P-GAS</b>											
Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-	1.351
DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>M-GAS</b>											
MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701	44.086
MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079	45.401
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655	33
MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450	5.084
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS										25.716	33.790
MI-AGS										4.363	1.608
<b>PB-GAS</b>											
PB-GAS (G+1)	1.712	34.925	40.833	38.584	40.833	30.568	-	-	-	-	-
PB-GAS (G-1)	-	-	48	2.940	7.326	6.218	-	-	-	-	-
<b>TOTALE (GWh)</b>	<b>4.743</b>	<b>37.805</b>	<b>42.699</b>	<b>41.627</b>	<b>49.199</b>	<b>47.480</b>	<b>44.967</b>	<b>57.443</b>	<b>83.497</b>	<b>113.965</b>	<b>131.352</b>

Fonte: GME.

Si registra, invece, un calo dei volumi scambiati sul Mercato infragiornaliero (44,1 TWh; -5,6%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (RdB) (13,1

<sup>174</sup> Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

TWh; -23%), mentre aumentano i volumi scambiati da altri operatori (31 TWh; +4%), pari al 70% del totale scambiato nel comparto. Anche per il comparto AGS di MI, gli scambi, per un totale di 1,6 TWh (-66%), sono per lo più riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (63% dei volumi).

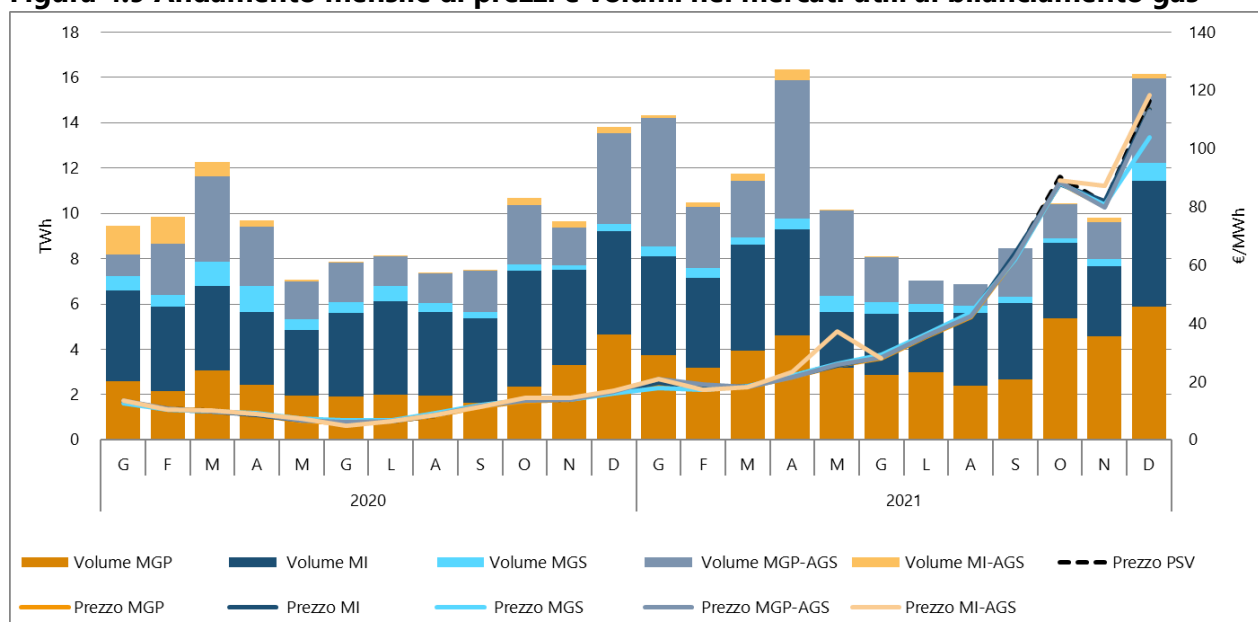
Le negoziazioni sul Mercato del gas in stoccaggio (MGS) evidenziano scambi pari a 5,1 TWh, per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a operatori terzi (2,8 TWh; -36% sul 2020) sia alle movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (2,3 TWh; +37% sul 2020).

Durante l'anno non si osserva alcuna sessione attivata da Snam Rete Gas sul Mercato dei prodotti *locational* (MPL).

Relativamente ai prodotti negoziati a termine sull'MT-GAS, si continua a osservare una diminuzione degli scambi con 10 abbinamenti relativi esclusivamente ai prodotti mensili, per un totale di 33 GWh andati in consegna nel 2021. Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto "royalties" della P-GAS con 1,3 TWh di volumi consegnati nel 2021 e precedentemente negoziati.

I prezzi registrati sulle diverse piattaforme possono essere ricondotti a una media annuale di circa 46 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* al PSV (47,20 €/MWh; +347%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, rispettivamente pari a 46,30 €/MWh per MGP-GAS e 46,70 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV. Anche i prezzi del comparto MGS risultano dinamicamente allineati a quelli degli altri mercati, a eccezione del mese di dicembre, per il quale si registra un livello più basso.

**Figura 4.9 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas**



Fonte: GME.

#### 4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

##### Monitoraggio del mercato all'ingrosso

Alla fine del 2018 l'Autorità ha adottato<sup>175</sup> il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore<sup>176</sup>.

Il TIMMIG ha incaricato il GME del monitoraggio della dimensione concorrenziale e l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas del monitoraggio della dimensione strutturale. Inoltre, prevede che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e organizzi i dati relativi alle attività di monitoraggio all'interno di un database, denominato "Database dei dati fondamentali". Tale database è accessibile all'Autorità e al GME. Lo schema della Convenzione, nonché i successivi aggiornamenti, sono approvati dall'Autorità, sulla base di una proposta di SRG e del GME.

Nel 2021 sono stati oggetto di monitoraggio i fondamentali di mercato al fine di individuare le cause principali dei marcati rialzi dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso nel corso dell'anno 2021 (si veda il corrispondente paragrafo 3.2.1.2).

Nel 2021 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio in forma semplificata nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas per violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* del gas naturale. Segnatamente, il distributore non aveva trasmesso al responsabile del bilanciamento, nel rispetto delle regole all'uopo stabilite, le misure relative ai prelievi di gas naturale necessarie alla determinazione delle relative partite fisiche ed economiche. Il procedimento si è concluso con l'adesione alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta di 7.000 euro (le condotte contestate erano già cessate).

Inoltre, nel 2021 sono stati dichiarati inammissibili gli impegni presentati da due operatori nell'ambito dei rispettivi procedimenti sanzionatori avviati per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, cioè per avere posto in essere transazioni di prodotti energetici all'ingrosso che forniscano o siano suscettibili di fornire indicazioni false o tendenziose in merito all'offerta, alla domanda o al prezzo di tali prodotti.

#### 4.2.2 Mercato al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, sui quali tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, è emerso che nel 2021 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco più di 57 G(m<sup>3</sup>), ai quali vanno aggiunti 240 M(m<sup>3</sup>) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*<sup>177</sup>. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 57,3 G(m<sup>3</sup>), con un aumento di

---

<sup>175</sup> Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

<sup>176</sup> Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

<sup>177</sup> La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

1,8 G(m<sup>3</sup>) rispetto al 2020.

**Tavola 4.7 Consumi finali di gas naturale**

	VOLUMI M(m <sup>3</sup> )			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2020	2021	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Vendite finali	55.319	57.039	3,1%	21.914	21.573	-1,6%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	190	240	26,1%	127	111	-12,1%
<b>TOTALE MERCATO</b>	<b>55.509</b>	<b>57.279</b>	<b>3,2%</b>	<b>22.041</b>	<b>21.684</b>	<b>-1,6%</b>
Autoconsumi	16.561	18.436	11,3%	1,3	1,2	-12,8%
<b>CONSUMI FINALI</b>	<b>72.070</b>	<b>75.715</b>	<b>5,1%</b>	<b>22.042</b>	<b>21.686</b>	<b>-1,6%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero della transizione ecologica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 18,4 G(m<sup>3</sup>), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75,7 G(m<sup>3</sup>), cioè a un valore paragonabile ai 74,1 G(m<sup>3</sup>) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. La risalita dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppure in misura più netta (8,3%), è dovuta soprattutto a una significativa ripresa dei settori produttivi.

Dei 57 G(m<sup>3</sup>) di gas venduti nel mercato finale, 18,8 G(m<sup>3</sup>) sono stati ceduti da venditori puri, mentre i restanti 38,3 G(m<sup>3</sup>) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.8) Il prezzo mediamente praticato ai clienti del mercato *retail* da tutte le imprese di vendita che operano in tale mercato è risultato pari a 52,28 c€/m<sup>3</sup>, superiore di 18,4 c€ (+54%) rispetto a quello del 2020. Al solito, tale prezzo è più alto di quello offerto al mercato finale dai grossisti, che è risultato pari a 49,77 c€/m<sup>3</sup>. La ragione del differenziale positivo, quest'anno pari a 2,5 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli. I clienti industriali, inoltre, sono spesso allacciati direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non pagano il costo della distribuzione.

**Tavola 4.8 Vendite e prezzi al mercato al dettaglio nel 2020**

Operatori	Numero	Vendite M(m <sup>3</sup> )	Prezzo c€/m <sup>3</sup>
Venditori puri	381	18.785	57,38
Operatori misti	104	38.254	49,77
<b>TOTALE DETTAGLIO</b>	<b>468</b>	<b>57.039</b>	<b>52,28</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2021 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura

consistente<sup>178</sup>. Poiché il gas venduto è aumentato, complessivamente, del 3,1%, e il numero dei venditori è aumentato in misura minore (2,8%), il volume medio unitario di vendita è lievemente cresciuto, in media dello 0,3%, passando da 117,2 a 117,6 M(m<sup>3</sup>), ma l'allargamento del numero dei venditori erode questo valore da molti anni (basti pensare che nel 2010 il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m<sup>3</sup>)).

Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 485, ha venduto nel 2021 oltre 300 M(m<sup>3</sup>); complessivamente, tali società coprono l'83,7% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2021 si sono avuti numerosi movimenti tra le imprese: 47 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, mentre 6 l'hanno cessata; 4 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita (anche parzialmente); 8 imprese sono state incorporate; 14 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Il 25,4% (vale a dire 123 imprese) dei 485 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane<sup>179</sup>; il 52,2% (253 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 109 imprese (il 22,5%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto o su un'ampia parte del territorio nazionale è in crescita. La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 29 società (sulle 480 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Regno Unito, lussemburghesi, svizzere, spagnole e austriache, ma sono presenti anche società croate, tedesche, irlandesi e di molte altre nazionalità.

Come già accennato, al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2021 sono stati venduti circa 75,5 G(m<sup>3</sup>) – di cui 18,4 destinati all'autoconsumo e 57 alla vendita – a 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2020 le vendite di gas sono aumentate del 5%, ma tale incremento si è realizzato anche grazie a un forte contributo degli autoconsumi. Complessivamente questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti un incremento dell'11,3%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 51,2 G(m<sup>3</sup>), hanno evidenziato un aumento del 4%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 5,9 G(m<sup>3</sup>), sono scese del 15,2%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari comparti. Questi sono risultati pari a 240 M(m<sup>3</sup>) nel 2021 e a 190 M(m<sup>3</sup>) nel 2020. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 6,1 G(m<sup>3</sup>).

Grazie anche a un favorevole andamento climatico i consumi del settore domestico sono saliti del 3,4%, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,5%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono aumentati da 47,2 a 50 G(m<sup>3</sup>), registrando quindi un incremento del 5,9%. I consumi del terziario (commercio e servizi, insieme con attività di servizio pubblico) sono cresciuti del 3,6%, passando da 7,5 a 7,8 G(m<sup>3</sup>).

---

<sup>178</sup> Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 614 imprese sulle 803 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2021 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 43 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 571 ve ne sono 86 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 485, cioè 13 in più del 2020.

<sup>179</sup> In Sardegna il servizio gas è appena arrivato.

**Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo**

SETTORE DI CONSUMO	2020				2021			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
<b>VOLUMI (M(m<sup>3</sup>))</b>								
Domestico	5.757	8.991	2	14.750	5.510	9.738	2	15.250
Condominio uso domestico	381	2.000	5	2.386	357	2.059	5	2.421
Commercio e servizi	-	6.638	22	6.660	-	7.080	23	7.104
Industria	-	17.781	4.487	22.268	-	18.920	5.781	24.700
Generazione elettrica	-	12.923	12.045	24.967	-	12.703	12.625	25.327
Attività di servizio pubblico	-	848	0	849	-	672	0	672
<b>TOTALE VOLUMI</b>	<b>6.138</b>	<b>49.181</b>	<b>16.561</b>	<b>71.880</b>	<b>5.867</b>	<b>51.171</b>	<b>18.436</b>	<b>75.475</b>
<b>PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)</b>								
Domestico	8.096	12.349	0	20.445	7.414	12.753	0	20.167
Condominio uso domestico	56	136	0	192	48	132	0	181
Commercio e servizi	-	1.049	1	1.050	-	1.001	1	1.002
Industria	-	183	0	183	-	181	0	181
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	2	0	2
Attività di servizio pubblico	-	45	0	45	-	42	0	42
<b>TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA</b>	<b>8.152</b>	<b>13.763</b>	<b>1</b>	<b>21.916</b>	<b>7.462</b>	<b>14.111</b>	<b>1</b>	<b>21.574</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2021 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 4,3% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute dell'8,3% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 6,2% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute del 2,9% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 17,8 a 18,9 G(m<sup>3</sup>) (+6,4%), ma sono molto cresciuti anche gli autoconsumi (+1,3 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto al 2020): complessivamente, quindi, nel 2021, i consumi dell'industria sono cresciuti del 10,9%;
- al settore termoelettrico sono diminuite dell'1,7% (-220 M(m<sup>3</sup>)), ma gli autoconsumi hanno registrato un aumento del 4,8%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati dell'1,4% superiori a quelli del 2020;
- al settore del commercio e servizi le vendite e gli autoconsumi sono cresciuti entrambi del 6,7%, per un incremento complessivo di 444 M(m<sup>3</sup>);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 177 M(m<sup>3</sup>), quantificando la perdita nel 20,8%.

Nel 2021, il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 756 m<sup>3</sup>, quello dei condomini con uso domestico pari a 13.413 m<sup>3</sup>, 7.093 m<sup>3</sup> per il commercio, 136,2 migliaia di m<sup>3</sup> per l'industria, 16,1 M(m<sup>3</sup>) per la generazione elettrica e, infine, 16.097 m<sup>3</sup> per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (764 m<sup>3</sup>) è risultato leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (743 m<sup>3</sup>), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 15.583 m<sup>3</sup>, risulta essere oltre il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.412 m<sup>3</sup>.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,8%, quella del mercato tutelato è del 7,8%, mentre il 24,4% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'89,7% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 10,3% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 34,6% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 65,4% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2021 ha raggiunto il 63,9% per le famiglie e l'85,2% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2020 i valori erano, rispettivamente, del 61% e dell'84%. In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 36,8%; nel 2020 era risultata pari al 39,6%.

**Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2021**

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						TOTALE M(m <sup>3</sup> )
	<5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	>20.000.000	
MERCATO TUTELATO	5.435	390	42	0,0	-	-	5.867
Domestico	5.391	118	0,6	0,0	-	-	5.510
Condominio uso domestico	44	272	41	-	-	-	357
MERCATO LIBERO	11.032	4.910	2.369	5.331	9.592	17.937	51.171
Domestico	9.499	219	7	4	9	-	9.738
Condominio uso domestico	76	1.461	437	85	0	-	2.059
Commercio e servizi	1.257	2.223	1.049	1.631	773	147	7.080
Industria	158	803	736	3.265	7.789	6.169	18.920
Generazione elettrica	1	4	9	159	908	11.621	12.703
Attività di servizio pubblico	40	201	129	188	113	-	672
<b>TOTALE</b>	<b>16.467</b>	<b>5.300</b>	<b>2.411</b>	<b>5.331</b>	<b>9.592</b>	<b>17.937</b>	<b>57.039</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tavola 4.10) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m<sup>3</sup> acquista il 28,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*; quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno ne assorbe il 9,3%; la terza classe (50.000-200.000 m<sup>3</sup>/anno) il 4,2%; la quarta classe (200.000-2.000.000 m<sup>3</sup>/anno) il 9,3%; la penultima classe (da 2 a 20 milioni) il 16,8%; l'ultima classe (oltre 20 milioni) il 31,4%. Il 97,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m<sup>3</sup>: tale quota, infatti, è pari al 97,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 97,5% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>: tale classe, infatti, assorbe il 76,1% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel servizio di tutela e il 71% di quelli acquistati nel mercato libero. Il 64% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono relativamente equidistribuiti tra le classi intermedie: il 29,9% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>, il 19,3% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>, il 28% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>, un altro 16,9% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m<sup>3</sup>)/anno.

### Switching

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori regolati e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito da Acquirente unico. Sulla



base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e di quelli provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti<sup>180</sup> che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2021, è risultata complessivamente pari all'11,6%, ovvero al 13,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.11). Rispetto al 2020 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi. Anche nel 2021 l'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (benché la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii).

**Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali**

CLIENTI PER SETTORE	2020		2021	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	10,1%	11,4%	11,5%	13,2%
Condominio uso domestico	9,4%	10,4%	11,0%	13,1%
Attività di servizio pubblico	12,8%	9,2%	23,6%	20,0%
Altri usi	12,5%	23,8%	11,6%	13,9%
<b>TOTALE</b>	<b>10,2%</b>	<b>20,4%</b>	<b>11,6%</b>	<b>13,4%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2021 si sono ampliati di un punto percentuale, confermando e anzi accrescendo la già significativa vivacità registrata dal 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata. Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 2 milioni e 500.000 clienti, equivalenti a una quota dell'11,5% (e corrispondente a una porzione di volumi del 13,2%). Un po' più contenuta e pari all'11% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,1% del relativo settore di consumo.

Il 23,6% (equivalenti al 20% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile, per valori di consumo, agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente l'11,6% del totale in termini di clienti, nonché il 13,9% in termini di volumi, manifestando una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti.

**Tavola 4.12 Tassi di *switching* per territorio e tipologia di clienti nel 2021**

TERRITORIO	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
	NORD	11,9%	13,1%	9,3%	11,3%	10,4%	17,8%	21,6%	18,7%	11,8%
CENTRO	11,6%	13,6%	16,1%	21,4%	14,7%	6,6%	24,7%	22,8%	11,8%	9,3%
SUD E ISOLE	10,3%	13,1%	12,6%	10,7%	14,2%	1,5%	28,0%	21,5%	10,5%	2,0%
<b>ITALIA</b>	<b>11,5%</b>	<b>13,2%</b>	<b>11,0%</b>	<b>13,1%</b>	<b>11,6%</b>	<b>13,9%</b>	<b>23,6%</b>	<b>20,0%</b>	<b>11,6%</b>	<b>13,8%</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

<sup>180</sup> Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

I livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella Tavola 4.12. I clienti domestici collocati al Nord mostrano nel 2021 una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* in termini di clienti che mediamente sono più elevati della media nazionale; le percentuali del Nord risultano in media pari all'11,9% in termini di clienti e al 13,1% in termini di volumi, contro una media nazionale dell'11,5% (clienti) e del 13,2% (volumi). Al Centro il tasso di *switching* in termini di clienti è pari all'11,6%, solo un decimo di punto superiore alla media nazionale, ma in termini di volumi lo scarto sulla media nazionale sale a quattro decimi di punti. Al Sud e Isole, invece, si osservano percentuali di cambio fornitore, in termini di clienti, inferiori alla media nazionale, anche se non troppo distanti, e in linea con la media nazionale in termini di volumi.

Lo *switching* dei condomini con uso domestico nelle regioni del Centro risulta nel 2021 quello in media più elevato, sia se valutato attraverso i punti di riconsegna (16,1% contro la media nazionale dell'11%), ma ancor più se valutato mediante i volumi (21,4% contro la media nazionale del 13,1%). Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Sud risultano i più elevati in termini di clienti (28% contro il 23,6% della media nazionale), mentre in termini di volumi sono elevati ma inferiori a quelli del Centro. Infine, negli altri usi si osserva una discreta omogeneità dell'attività di *switching* tra le diverse aree in termini di clienti, l'11,6% dei quali cambia mediamente fornitore almeno una volta all'anno. In termini di volumi, invece, si osservano differenze significative tra le aree dove i maggiori spostamenti si effettuano al Nord.

### Le offerte disponibili e i contratti di vendita nel mercato libero del gas

Come già evidenziato nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2.2), anche quest'anno l'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali effettivamente scelte. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, cui si affiancano da qualche anno le offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela)<sup>181</sup>. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2021, dunque, includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai clienti era, come negli anni scorsi, teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale, pertanto, la consueta avvertenza di accogliere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Peraltro, il consolidamento dei risultati, dopo un certo numero di anni in cui il questionario sulle offerte e i contratti scelti dai clienti viene sottoposto ai venditori, consente di esporre anche i risultati ottenuti relativamente ai clienti non domestici.

La **media delle offerte commerciali** clienti è pari a 11,8 per la clientela domestica, a 5,8 per i condomini con uso domestico e a 13,8 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2020, il numero di offerte disponibili è leggermente cresciuto per i

---

<sup>181</sup> Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

domestici e lievemente diminuito per i non domestici (erano 10,8 per i clienti domestici, 6,8 per i condomini e 15,1 per i clienti non domestici). Il 15,6% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 35,1% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 49,4% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Rispetto al 2020, i numeri delle proposte commerciali non sono molto cambiati.

Delle 11,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,1 sono **acquistabili solo online**, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 4,6 nel 2020). L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2021 si è lievemente ridotto, in quanto è risultato che solo il 7,2% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2020 tale quota era pari al 7,9%). Se guardiamo ai condomini, invece, delle 5,8 offerte mediamente proposte a questa clientela, 3,6 sono sottoscrivibili attraverso la rete e in base ai risultati raccolti, solo il 4,6% dei punti di riconsegna intestati a condomini risulta avere effettivamente sottoscritto il contratto online. Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,8 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,7 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è significativo, visto che il 39% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la **tipologia di prezzo** preferita (Tavola 4.13), è risultato che il 72,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 27,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso<sup>182</sup>. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre meno di un terzo dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono all'incirca a metà tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, leggermente più numerosi (56,3%), e quelli che, invece, hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (43,7%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è più ampio per i condomini, mentre è relativamente piccolo per i domestici. Questi risultati sono in linea con le attese, considerando che nel 2021 il prezzo della materia prima gas è cresciuto notevolmente a partire dalla seconda metà dell'anno; pertanto, è assai probabile che i contratti a prezzo fisso in vigore (siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso) hanno risentito meno dei rincari.

**Tavola 4.13 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2021 per tipo di prezzo e prezzo medio**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
Contratti a prezzo fisso	72,7%	43,73	27,9%	34,63	43,7%	33,85
Contratti a prezzo variabile	27,3%	48,12	72,1%	41,12	56,3%	43,63
<b>TOTALE CLIENTI</b>	<b>100%</b>	<b>45,09</b>	<b>100%</b>	<b>41,21</b>	<b>100%</b>	<b>40,23</b>

(B) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

<sup>182</sup> Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per tutte le tipologie di clienti la **modalità di indicizzazione** dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, scelta dal 56,4% dei clienti domestici, da quasi tre quarti (73,3%) dei punti di riconsegna intestati ai condomini con uso domestico e dal 56,3% dei punti di riconsegna per altri usi; l'altra modalità di indicizzazione più diffusa è legata all'andamento del prezzo del gas al TTF (*Title Transfer Facility*), scelta dal 34,2% dei clienti domestici, dal 13,7% dei condomini e dal 26,2% dei non domestici. In tutti i casi, inoltre, nel 2021 la prima si è rivelata più conveniente della media dei contratti a prezzo variabile, mentre la seconda ha condotto a un valore medio della componente di approvvigionamento più elevato della media di tutti i contratti indicizzati.

Il 4% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una **clausola di durata minima contrattuale**, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. Percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti: la clausola risulta infatti applicata all'1,7% dei contratti ai condomini e al 2,1% dei contratti ai clienti non domestici

Il 35,1% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un **abbuono o uno sconto** di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (per esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.); in media, lo sconto è applicato al 40,2% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 21,4% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 14% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (30,3% a prezzo fisso e 7,6% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 14,4% del totale (19,2% con prezzo fisso e 10,7% con prezzo variabile).

Nell'*Indagine annuale sul 2021* è stata indagata anche la presenza di **servizi aggiuntivi** nei contratti e la loro consistenza. I servizi aggiuntivi che i venditori potevano selezionare erano i seguenti:

- garanzia di energia 100% *green*;
- servizi energetici accessori (per esempio strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione sugli impianti energetici, ecc.);
- vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc.);
- altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas (per esempio internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- programma di raccolta punti (proprio o altrui);
- omaggio/gadget;
- altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale (per esempio internet, abbonamento telefonico, abbonamento TV, prodotto assicurativo/finanziario, ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati o altri);
- altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare).

Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti

che prevedono non un solo servizio aggiuntivo, ma una combinazione di servizi aggiuntivi non è molto elevata; essa riguarda, infatti, circa l'8% dei clienti domestici, lo 0,5% dei condomini e poco meno dell'1% dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

**Tavola 4.14 Contratti per la fornitura di gas naturale nel mercato libero nel 2021 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)**

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>	QUOTA	PREZZO <sup>(A)</sup> c€/m <sup>3</sup>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	40,8%	43,62	81,9%	35,25	90,1%	34,07
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	2,2%	37,34	2,4%	33,55	2,2%	28,86
Servizi energetici accessori	8,1%	41,06	11,0%	31,67	3,0%	24,45
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,7%	37,07	2,6%	31,55	0,5%	31,51
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	4,4%	38,81	0,6%	30,37	0,9%	32,49
Programma di raccolta punti	38,7%	46,19	0,3%	33,44	2,5%	40,85
Omaggio o gadget	1,9%	41,15	0,9%	32,37	0,4%	33,78
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,4%	45,86	0,4%	36,18	0,4%	29,93
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO</b>	<b>100%</b>	<b>43,74</b>	<b>100%</b>	<b>34,62</b>	<b>100%</b>	<b>33,85</b>
<b>SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>						
Nessun servizio aggiuntivo	78,5%	48,67	70,9%	40,34	88,8%	43,69
Garanzia di energia 100% <i>green</i>	8,8%	45,28	1,3%	72,02	4,2%	69,39
Servizi energetici accessori	5,0%	50,85	26,9%	42,01	4,7%	38,42
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,0%	44,19	0,0%	36,00	0,7%	26,74
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	0,7%	52,50	0,0%	62,95	0,0%	65,81
Programma di raccolta punti	3,1%	43,78	0,0%	34,93	0,7%	68,42
Omaggio o gadget	0,4%	42,57	0,2%	46,38	0,0%	40,35
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	2,6%	41,31	0,7%	42,86	0,9%	30,61
<b>TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE</b>	<b>100%</b>	<b>48,13</b>	<b>100%</b>	<b>41,11</b>	<b>100%</b>	<b>43,63</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati ottenuti (Tavola 4.14) per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 60% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 21,5% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,4%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (8,1%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza

servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere la garanzia di offerta verde al 100% (8,8%) e i servizi energetici accessori (5%), e subito dopo la partecipazione a un programma punti (3,1%); anche per questi clienti, il contratto privo di servizi aggiuntivi mostra un prezzo tra i più elevati, superato solo dai servizi energetici accessori e dalla fornitura di altri prodotti o servizi offerti insieme al gas. Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo variabile: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari a circa il 71%, mentre sale al 90% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è abbastanza conveniente per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso. Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa, in media il 90% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

### Concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tavola 4.15).

**Tavola 4.15 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2021**

GRUPPO	VOLUME M(m <sup>3</sup> )	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Eni	9.775	17,1%	1°
Edison	7.929	13,9%	2°
Enel	7.058	12,4%	3°
Hera	3.293	5,8%	4°
Energeticky a Prumyslovy Holding	2.711	4,8%	6°
Iren	2.621	4,6%	5°
A2A	2.517	4,4%	7°
Axpo Group	1.782	3,1%	10°
Royal Dutch Shell	1.475	2,6%	9°
Sorgenia	1.451	2,5%	8°
Estra	1.166	2,0%	11°
E.On	952	1,7%	13°
Unoenergy	852	1,5%	14°
Engie	821	1,4%	12°
Solvay	620	1,1%	15°
Eg Holding	600	1,1%	16°
Aimag	559	1,0%	38°
Dolomiti Energia	532	0,9%	17°
Egea	524	0,9%	18°
Alperia	498	0,9%	20°
Altri	9.302	16,3%	-
<b>TOTALE</b>	<b>57.039</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nessuna variazione emerge nelle prime quattro posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel ed Hera. Come nel 2020, la quota del gruppo Eni è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 18,4% al 17,1%, perché le vendite del gruppo si sono ridotte di quasi mezzo miliardo di metri cubi (-4%). Al contrario, le quote dei gruppi Edison ed Enel sono leggermente cresciute: dal 13,5% al 13,9% nel caso di Edison e dall'11,8% al 12,4% nel caso di Enel. Ciò grazie a un risultato nelle vendite di entrambi i gruppi nettamente positivo: rispetto al 2020, infatti, i quantitativi collocati nel mercato al dettaglio dal gruppo Edison sono cresciute del 5,9%, mentre quelli venduti dal gruppo Enel sono aumentati dell'8,5%. Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono accorciate rispetto al 2020. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison si è ridotta al 3,2% (nel 2020 era al 4,9%), quella tra il gruppo Edison e il gruppo Enel è scesa all'1,5% dall'1,8% ottenuto nel 2020. Anche le vendite del gruppo Hera hanno registrato un significativo aumento, pari al 9,2%, ma la distanza tra questo e il gruppo Enel resta ampia (poco meno di sette punti percentuali).

Il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale nel 2021, nella media di tutti i settori, è leggermente diminuito, ma gli andamenti sono differenziati tra i settori. La Tavola 4.16 evidenzia, appunto, il dettaglio delle misure di concentrazione anche distinte per settore di consumo. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di riconsegna) serviti dagli stessi gruppi societari.

#### Tavola 4.16 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2020			2021		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
<b>MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI</b>						
CLIENTI DOMESTICI	4	48,4%	957	4	47,3%	928
Clienti domestici	4	53,1%	1.139	4	51,8%	1.100
Condomini con uso domestico	4	36,3%	640	4	38,1%	734
CLIENTI NON DOMESTICI	5	52,9%	850	4	44,5%	857
Commercio e servizi	5	30,5%	507	6	33,5%	563
Industria	4	59,9%	1.515	4	59,8%	1.536
Generazione elettrica	6	50,5%	1.253	6	57,8%	1.477
Attività di servizio pubblico	4	52,6%	1.207	3	43,7%	853
<b>MERCATO TOTALE</b>	<b>4</b>	<b>43,7%</b>	<b>788</b>	<b>4</b>	<b>43,4%</b>	<b>782</b>
CLIENTI DOMESTICI	4	54,3%	1.249	4	54,4%	1.245
Clienti domestici	4	54,5%	1.258	4	54,6%	1.255
Condomini con uso domestico	5	40,9%	742	5	40,7%	723
CLIENTI NON DOMESTICI	4	37,1%	586	4	37,0%	583
Commercio e servizi	4	36,4%	575	4	36,7%	581
Industria	3	43,2%	835	5	42,1%	813
Generazione elettrica	5	49,6%	1.203	4	68,5%	2.155
Attività di servizio pubblico	3	34,4%	530	3	36,1%	580
<b>MERCATO TOTALE</b>	<b>4</b>	<b>53,3%</b>	<b>1.199</b>	<b>4</b>	<b>53,4%</b>	<b>1.195</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Utilizzando le misure calcolate sui volumi venduti, si osserva che il numero di gruppi con una quota del mercato totale superiore al 5% è rimasto invariato a 4. Inoltre, nel 2021 i primi tre gruppi controllano il 43,4%, mentre nel 2020 la quota era pari al 43,7%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 782, pochissimo inferiore quindi a quello del 2020, che era pari a 788. Il livello dell'indice è rimasto comunque molto al di sotto del valore 1.000 soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Riduzioni del livello di concentrazione più consistenti si osservano (tramite gli indicatori C3 e HHI) nel comparto dei domestici e delle attività di servizio pubblico; all'opposto, un aumento della concentrazione emerge per i condomini e per la generazione elettrica. Se misurata sui clienti serviti, la concentrazione, tende a salire quasi in tutti i settori: fanno eccezione solo quello industriale e le attività di servizio pubblico, oltre che il comparto non domestico nel suo complesso.

Tuttavia, è opportuno osservare che il livello della concentrazione nel mercato del gas naturale italiano resta in generale basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma soprattutto i valori dell'indice HHI sono in quasi tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500<sup>183</sup>.

#### **4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza**

Come già descritto in dettaglio nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1, al quale si rimanda) in tema di prezzi di vendita nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella dei *Prezzi medi praticati nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale* effettuata ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, nella quale con cadenza semestrale vengono rilevati i dati trimestrali relativi ai prezzi fatturati<sup>184</sup> dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

I dati dell'*Indagine annuale* vengono utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2021 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute) praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 52,3 c€/m<sup>3</sup> (Tavola 4.17), un livello che non ha precedenti nell'ultimo decennio. Tale prezzo nel 2020 era pari a 33,9 c€/m<sup>3</sup>; pertanto, nell'ultimo anno vi è stato un aumento di 12,3 c€/m<sup>3</sup>, equivalente al 54,4%. L'incremento, si registra nell'anno dei più forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, più sensibili alle oscillazioni delle quotazioni dei

---

<sup>183</sup> Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000).

<sup>184</sup> Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.



mercati internazionali.

**Tavola 4.17 Prezzi medi di vendita al mercato al dettaglio (al netto delle imposte)**

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m <sup>3</sup> )									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inferiore a 5.000 m <sup>3</sup>	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9
Tra 5.000 e 50.000 m <sup>3</sup>	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0
Tra 50.000 e 200.000 m <sup>3</sup>	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8
Tra 200.000 e 2.000.000 m <sup>3</sup>	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m <sup>3</sup>	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1
Superiore a 20.000.000 m <sup>3</sup>	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8
<b>TOTALE</b>	<b>45,5</b>	<b>44,0</b>	<b>42,3</b>	<b>38,9</b>	<b>33,8</b>	<b>34,3</b>	<b>40,0</b>	<b>39,2</b>	<b>33,9</b>	<b>52,3</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.18 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2021 per dimensione e tipologia di cliente. La media complessiva di ciascuna tipologia di cliente (riportata nell'ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. I clienti domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi (e quindi da una maggiore incidenza delle quote fisse), presentano un prezzo medio totale più elevato (65,49 c€/m<sup>3</sup>), mentre per la ragione opposta l'industria presenta un prezzo complessivo più basso (39,9 c€/m<sup>3</sup>). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico, quelle commerciali e la generazione elettrica.

**Tavola 4.18 Prezzi di vendita al mercato al dettaglio (al netto delle imposte) per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2021**

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m <sup>3</sup> )						TOTALE (c€/m <sup>3</sup> )
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	65,7	52,2	50,4	44,6	-	-	65,4
Condominio uso domestico	66,0	57,1	55,2	49,9	-	-	56,9
Attività di servizio pubblico	70,5	54,3	46,2	36,8	33,8	-	45,3
Commercio e servizi	66,6	54,9	48,0	39,7	36,2	36,1	50,0
Industria	70,9	52,5	46,3	37,8	34,5	44,6	39,9
Generazione elettrica	64,1	46,5	43,0	36,1	39,0	57,4	55,8
<b>TOTALE</b>	<b>65,9</b>	<b>55,0</b>	<b>48,8</b>	<b>38,5</b>	<b>35,1</b>	<b>52,8</b>	<b>52,3</b>

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.19 viene mostrato l'andamento dei prezzi dal 2011 per i clienti con usi domestici (famiglie e condomini) con consumi fino a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, suddivisi a seconda delle principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con il dettaglio per la classe dimensionale.

In generale, si conferma anche per il 2021 una minore economicità, in media, del mercato libero. Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m<sup>3</sup>/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela. Mediamente la differenza è pari al 13%, con un minimo del 2,6% nel primo anno e un massimo del 23,1% nel 2020. Nell'ultimo anno la differenza si è ridotta scendendo all'8,6%, verosimilmente per la forte diffusione nel mercato libero di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni internazionali della materia prima gas avvenuta nel corso del 2021.

Anche la classe dei clienti con consumi tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup>/anno (in prevalenza condomini) presenta prezzi più elevati nel mercato libero, senza un restringimento del differenziale nell'ultimo anno.

**Tavola 4.19 Prezzi di vendita al dettaglio (al netto delle imposte) ai clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato nel 2021**

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	PREZZI (c€/m <sup>3</sup> )									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Inferiore a 5.000 m<sup>3</sup></b>										
Mercato libero	62,0	65,3	64,0	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,7
Servizio di tutela	60,4	60,1	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3
Differenza	2,6%	8,5%	12,8%	16,6%	22,6%	17,9%	8,3%	9,0%	23,1%	8,6%
<b>Tra 5.000 e 50.000 m<sup>3</sup></b>										
Mercato libero	51,7	55,0	51,7	47,1	46,1	45,8	51,3	53,5	46,1	57,9
Servizio di tutela	46,9	50,7	43,4	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3
Differenza	10,3%	8,4%	19,2%	5,5%	22,2%	17,0%	10,6%	9,4%	16,2%	17,6%
<b>Tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup></b>										
Mercato libero	50,9	47,9	49,8	45,8	42,8	41,9	48,2	49,3	41,3	56,2
Servizio di tutela	50,2	49,4	40,3	40,9	36,0	36,1	45,2	45,0	36,7	43,9
Differenza	1,4%	-3,1%	23,6%	12,0%	18,9%	16,3%	6,5%	9,5%	12,5%	28,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Un andamento analogo si registra per i clienti più grandi (consumi tra 50.000 e 200.000 m<sup>3</sup>/anno, quasi esclusivamente condomini), con l'eccezione del 2013 in cui è risultato più conveniente il mercato libero (-3%). Occorre evidenziare che si tratta di una classe dimensionale marginale per i consumi di tipo domestico.

L'evoluzione dell'ultimo anno dipende dal fatto che mentre nel servizio di tutela tutte le classi dimensionali presentano un aumento percentuale abbastanza simile intorno al 20%, nel mercato libero l'evoluzione è nettamente differenziata e compresa tra l'aumento dell'8% per i clienti più piccoli e quello del 36% per quelli più grandi.

Le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.) nonché durate e date di attivazioni diverse.

### **Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.**

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio è comune tra i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Perciò si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale sono illustrati il Rapporto annuale che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2021<sup>185</sup> descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti in tutti gli anni di svolgimento (2012-2020) e i nuovi rapporti semestrali di monitoraggio dei mercati di

<sup>185</sup> Rapporto 21 dicembre 2021, 605/2021/I/com.

vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas redatti per il Ministero della transizione ecologica<sup>186</sup>.

### Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di gas naturale e indennizzi

Le regole a tutela dei clienti finali e gli indicatori di qualità commerciale che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare e che vengono monitorati dall'Autorità, sono stabiliti dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) come descritto al paragrafo 3.2.2.1. Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard o oltre.

Per il 2021 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 380 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,6 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2021, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 17,70 e 29,23 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda i tempi medi di rettifica di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi effettivi risultano essere pari a 18,04 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione, con una media di 6,48 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tavola 4.20).

**Tavola 4.20 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2021**

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	17,70
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 <sup>(A)</sup>	-	29,23
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	18,04
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95	6,48

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 156.407 reclami scritti, in decremento rispetto all'anno precedente (-9,1%) (Tavola 4.21). La maggioranza dei reclami scritti (84,8%) proviene dai clienti domestici. I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano il 74,1% del totale. Le richieste di informazione dei clienti gas nel 2021 ammontano complessivamente a 133.063, in aumento del 9,9% rispetto all'anno

<sup>186</sup> Rapporto 327/2021/I/com e 37/2022/I/com.

precedente; il 75% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero e, in particolare, i domestici. Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 11.400, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-30,9%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici (81,4% del totale), sia del mercato libero che del mercato tutelato (pari, rispettivamente, al 59% e al 22,4%). Come negli anni precedenti, il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (607), in ulteriore diminuzione rispetto al 2020 (-28,5%), soprattutto se si considera il numero complessivo di fatture emesse nell'anno; significative, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (74%).

#### Tavola 4.21 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione

	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di reclami	216.704	194.074	197.928	172.004	156.407
Numero di richieste di informazione	99.300	86.728	107.937	121.054	133.063
Numero di rettifiche di fatturazione	44.217	20.587	19.325	16.487	11.400
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	3.767	3.113	2.256	849	607

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Nel 2021, i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo, sono stati 17.885, in lieve aumento del 5,2% rispetto all'anno precedente; come per il settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti (91,7%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 58,8%. Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 785.000 euro, in lieve crescita rispetto al 2020 (+3,3%). Analogamente al settore elettrico, anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 92% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

Nel settore del gas i principali argomenti oggetti di reclamo di responsabilità delle aziende sono stati, nel 51,28% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 12,46%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); nel 9,84% dei casi, i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione; nel 9,81% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nel 7,04% dei casi, i reclami sono stati relativi alla misura; nel 4,08% alle connessioni, ai lavori e alla qualità tecnica; nel 2,19% alla qualità commerciale; nello 0,76% al bonus sociale e nel 2,41% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,13% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori.

Nel 2021 i **clienti con contratti dual fuel** hanno inviato 27.714 reclami scritti, in diminuzione del 14,2% rispetto all'anno precedente, e 27.511 richieste di informazione scritte, anch'esse in diminuzione del 6,9%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 1.667 (-32,6%) e 69 (-46,1%). Complessivamente, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per

prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 2.204. L'88,3% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore. Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici, la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (89,5%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (7,6%) e le rettifiche di doppia fatturazione (3%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 96.975 euro.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* più frequentemente hanno riguardato: per il 45,3% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 17% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto e applicate; nel 10,9% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi). I reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 10%, mentre quelli relativi alla misura il 7,3%. Nel resto dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, la qualità commerciale, il bonus sociale e ancora altri argomenti residuali, non riconducibili alle categorie precedenti.

#### **4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza**

##### **Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita**

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

##### **Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza**

In riferimento alle attività svolte nel 2021 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2. In aggiunta alle attività comuni all'energia elettrica si segnala che nel 2021 l'Autorità ha chiuso 5 procedimenti sanzionatori con irrogazione di altrettante sanzioni, segnatamente tre sanzioni per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative (per un importo totale pari a 35.000 euro), una sanzione del valore di 1.495.000 euro per avere l'esercente addebitato ai clienti finali corrispettivi di postalizzazione delle fatture cartacee e un'altra di 33.750 euro per violazioni in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale.

### **4.3 Sicurezza delle forniture**

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e competenze riferite a questo paragrafo della Relazione annuale alla CE (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda future e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) in esclusiva al Ministero dello sviluppo economico.

## 5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE

### 5.1.1 Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)

Il sistema di tutele dei consumatori nei settori regolati dall'Autorità è costituito da due macro-aree: la prima riguarda l'informazione e l'assistenza ai clienti (livello base); la seconda riguarda la soluzione delle problematiche e delle controversie eventualmente insorte tra cliente e fornitore del servizio. Le attività relative al livello base, di seguito descritte, sono svolte su scala nazionale da Acquirente Unico, per conto dell'Autorità<sup>187</sup>, mediante lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello). Le attività relative al servizio base sono rappresentate dalle risposte dello Sportello a:

- chiamate al *call center*,
- richieste scritte di informazioni,
- richieste di attivazione di procedure speciali informative,
- reclami di secondo livello.

Un quadro complessivo dei volumi trattati dal sistema di protezione nel 2021 e, in particolare, di quelli in ingresso allo Sportello è illustrato nella Tavola 5.1.

**Tavola 5.1 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello per i settori energetici**

ATTIVITÀ	ANNO 2021
<b>Livello base</b> (informazione e assistenza)	(A)
Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)	605.608
Richieste scritte di informazioni	18.834
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	43.756
Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	2.041
<b>Secondo livello</b> (risoluzione di controversie)	
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	11.298
Domande al Servizio conciliazione Autorità (conciliazione obbligatoria)	16.795
Domande di conciliazione a organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	1.048

(A) Lo Sportello è attivo anche per i settori ambientali regolati dall'Autorità. Nella tavola sono incluse solo le informazioni relative ai settori energetici (energia elettrica e gas naturale).

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, nel 2021, ammontano a 630.083, in forte aumento (+31%) rispetto al 2020; di queste, 563.816 sono state gestite e 66.267 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2020, sono aumentati sia il tempo medio di attesa (229 secondi contro 174), sia il tempo medio di conversazione (241 secondi contro 227), per effetto della pressione sul *call center* esercitata dal forte aumento delle chiamate e della molteplicità di quesiti posti in ciascuna chiamata. Quasi la totalità delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas (605.608, corrispondenti al 96% del totale). I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato i bonus sociali (45%), i diritti e la regolazione (30%), le modalità di risoluzione delle controversie (17%), le

<sup>187</sup> Rinnovato dalla fine del 2019 per il triennio 2020-2022, con la delibera 10 dicembre 2019, 528/2019/E/com.

pratiche presso lo sportello (6%) e nel residuale 2% altri aspetti (Portale offerte, Portale consumi, Gruppi di acquisto, Servizio a tutele graduali). Sono stati 17.175, quasi il doppio dell'anno precedente, i contatti nei quali sono state fornite informazioni sul tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2021 ha ricevuto 18.834 domande per i settori energetici, il 40% in più dell'anno precedente. Quasi tre quarti delle richieste di informazioni è riconducibile a tre soli argomenti: il "bonus sociale" (25%), la "fatturazione" (19%) e il "mercato" (18%). A seguire le domande relative ai temi "contratti" e "morosità e sospensioni", ciascuno dei quali ha interessato, l'11% delle richieste scritte di informazioni. Relativamente all'argomento più richiesto, ossia il bonus sociale, i quesiti hanno riguardato principalmente l'individuazione dei clienti indiretti serviti da forniture condominiali<sup>188</sup> e, più in generale, il nuovo meccanismo di riconoscimento automatico. Relativamente al secondo argomento, ossia la fatturazione, i principali sub-argomenti sono stati i consumi stimati (36%) e i ricalcoli (30%). Relativamente all'argomento "mercato", le richieste hanno riguardato principalmente il cambio venditore (40%) e presunte pratiche commerciali scorrette (22%). Le richieste relative a "contratti" riguardano principalmente la voltura e il subentro (29%) e il recesso (22%), mentre le domande relative a "morosità e sospensioni" riguardano in gran parte (81%) la prima di tali due voci.

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di un'interlocuzione con il personale dello Sportello. Sono operative dal 1° gennaio 2017 solo per alcune specifiche tematiche dei settori energetici. Attraverso informazioni codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) e una regolamentazione della fattispecie "ad applicazione automatica", lo Sportello fornisce ai clienti finali o ai loro delegati gli elementi informativi richiesti. Rispetto all'anno precedente, nel 2021 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 36%, per un totale di 43.756 casi, così ripartiti: il 70% per il settore elettrico, il 20% per quello del gas e il 10% per entrambi i settori; tale ripartizione è quasi uguale all'anno precedente. La maggior parte delle richieste (44%) riguarda l'identificazione del "venditore ignoto" in caso di voltura, seguono quelle volte a conoscere l'attuale venditore e la data di *switching* (36%), mentre la quota rimanente (20%) riguarda le domande per conoscere il venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo di morosità ( $C^{mor}$ ). Rispetto all'anno precedente, le richieste che sono aumentate maggiormente in termini assoluti (+5.483 casi) sono quelle per conoscere il "venditore ignoto", mentre quelle che sono aumentate maggiormente in termini percentuali (+39%) sono quelle per conoscere il venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo di morosità ( $C^{mor}$ ).

Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.234 **reclami di secondo livello**, che sono quelli in cui il primo reclamo, rivolto dal cliente al venditore (o altro tipo di gestore del servizio), non è stato sufficiente a risolvere la problematica; in questi casi lo Sportello informa il cliente in merito alle procedure di conciliazione utilizzabili per risolvere la controversia, che possono essere attivate ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di conciliazione. Anche questa tipologia riguarda quasi interamente (2.041 casi, 91% del totale) i clienti dei settori energetici.

---

<sup>188</sup> Comunicazioni di cui all'art. 14 dell'Allegato B alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

### 5.1.2 Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)

Le attività relative al secondo livello del sistema di protezione riguardano la soluzione delle problematiche e delle controversie insorte nell'ambito del rapporto tra il cliente e il fornitore del servizio regolato. Esse possono trovare composizione attraverso le procedure speciali risolutive dello Sportello o le procedure di conciliazione. Queste ultime possono essere esperite ricorrendo al Servizio Conciliazione dell'Autorità o ai soggetti ADR iscritti nell'elenco apposito dell'Autorità.

#### Procedure speciali risolutive

Analogamente a quanto accade per le procedure speciali informative (relative al livello base del sistema di tutele) anche per quelle risolutive lo Sportello accede a informazioni codificate in banche dati centralizzate. A differenza di quelle informative, le procedure speciali risolutive consentono di determinare l'esito della controversia e implicano un'interlocuzione con il personale dello sportello, nel caso in cui siano necessarie ulteriori informazioni per consultare le banche dati, oppure per verificare il corretto adempimento di quanto prescritto dalla regolazione a seguito della risoluzione della controversia.

Nel 2021 sono pervenute allo Sportello 11.298 richieste di attivazione di procedure risolutive, in netto aumento rispetto al 2020 (+22%). La ripartizione delle richieste non presenta grosse differenze rispetto all'anno precedente. La quota preponderante ha riguardato la procedura speciale in tema di "bonus" (86%); seguono (13%) le richieste sull'applicazione del corrispettivo  $C^{MOR}$  (verifica dei presupposti per il suo annullamento), mentre risultano marginali quelle sulla "doppia fatturazione" (1%), sulla "procedura ripristinatoria volontaria"<sup>189</sup> (17 casi) e quelle per l'attivazione della procedura speciale risolutiva per "mancata erogazione dell'indennizzo automatico" dovuto entro i termini previsti dalla regolazione (10 richieste).

Come nel 2020, il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con il 35% delle richieste (10 punti percentuali in meno dell'anno precedente), seguito dal gas con il 35% (4,5 punti percentuali in meno), mentre la quota restante del 28% riguarda le richieste delle forniture *dual fuel* (ben 14,5 punti in più che nel 2020). Il 92% delle procedure speciali risolutive ha interessato la clientela domestica, mentre l'88% delle richieste è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. La modalità di accesso più utilizzata è il canale e-mail, seguito dal Portale Unico dello Sportello.

#### Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione dell'Autorità è uno strumento per la risoluzione delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per le problematiche insorte con gli operatori energetici (venditori e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente online e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del

---

<sup>189</sup> Procedura regolata dal Testo integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria, TIRV, adottato con delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com.



Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo<sup>190</sup>, il tentativo di conciliazione è diventato condizione di procedibilità dell'azione innanzi alla magistratura per le controversie insorte nei settori regolati dall'Autorità (a eccezione dei profili tributari o fiscali), a meno di provvedimenti giudiziari urgenti e cautelari.

L'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-*sexies* del Codice del consumo, ha previsto specifici obblighi informativi per i venditori di energia, in direzione dei clienti finali.

Nel 2021 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 16.795 domande, 595 in più dell'anno precedente. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2021, simile all'anno precedente, conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 58% delle richieste presentate (9.784 domande); seguono i clienti gas, con il 31% (5.210 domande), i clienti *dual fuel* con il 10% (1.688 domande) e i *prosumer* con l'1% (113 domande).

La principale modalità di presentazione della richiesta è il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (42%), seguita dalla presentazione diretta da parte dei clienti (32%) e dal ricorso alle associazioni dei consumatori iscritte al CNCU<sup>191</sup> (26%); anche questa ripartizione è molto simile all'anno precedente. Il 74% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico, come nei due anni precedenti; si rileva una differenziazione tra l'elettrico, in cui tale percentuale è pari al 60,5%, e il gas, in cui è pari all'89%. Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (53%); seguono, a molta distanza, i contratti (14%) e il risarcimento danni (10%). Scomponendo il dato sulla fatturazione tra i segmenti energetici, si possono individuare percentuali lievemente differenti: nell'elettrico incide per il 51%, nel gas per il 60%, per i clienti *dual fuel* incide per il 50%. Relativamente ai *prosumer*, l'argomento più ricorrente è lo scambio sul posto (39%).

In merito all'esito<sup>192</sup> delle domande pervenute al Servizio, nell'80% dei casi vi è stata l'ammissione alla procedura, mentre le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 70%; tali percentuali sono in linea con l'anno precedente. Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 58 giorni, 5 in meno del 2020, verosimilmente per un minore impatto delle ondate pandemiche.

Su 7.315 questionari compilati al termine della procedura di conciliazione, il 95% degli attivanti (3 punti percentuali in meno del 2020) si è dichiarato soddisfatto del Servizio; in dettaglio il 50% è molto soddisfatto, il 18% soddisfatto e il 27% abbastanza soddisfatto.

## Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo di conciliazione obbligatorio ai fini giudiziali anche ricorrendo ad altri soggetti. L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-

---

<sup>190</sup> Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

<sup>191</sup> Il Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU) è l'organo rappresentativo delle associazioni dei consumatori e degli utenti a livello nazionale. Ha sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico ed è composto dalle associazioni dei consumatori riconosciute secondo i criteri stabiliti dal Codice del Consumo (D.lgs 206/2005, art. 137) e da un rappresentante designato dalla Conferenza unificata Stato - città e autonomie locali (D.lgs 281/1997, art. 8).

<sup>192</sup> I dati esposti nella parte rimanente del paragrafo riguardano anche il settore idrico.

decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito<sup>193</sup> l'Elenco degli organismi deputati a gestire procedure ADR (*Alternative Dispute Resolution*) ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice stesso.

Al 31 dicembre 2021, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 28 organismi ADR. Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese, 1 organismo opera in una sola regione e limitatamente al settore idrico, mentre i 20 restanti sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 19 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia<sup>194</sup>. Tutti gli organismi sono competenti per i settori energetici, eccetto quello di livello regionale.

Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una lieve diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese dalle 1.084 del 2020 alle 1.048 del 2021; tale dato risente anche del fatto che 2 organismi non hanno ricevuto domande per problematiche relative alla pandemia.

Quasi la metà delle domande (44%) è stata presentata dal cliente attraverso una associazione di consumatori. Anche con il canale ADR l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (57%), seguita a grande distanza da morosità e sospensione della fornitura (11%) e dai contratti (11%). La percentuale delle domande accolte si conferma elevata (87%); le relative procedure si sono concluse nel corso del 2021 nel 77% dei casi, in gran parte (70%) con un accordo. Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, si riscontra una differenza a seconda dell'esito: in media, 59 giorni in caso di accordo (55 nel 2020) e 53 giorni in caso di mancato accordo (62 giorni nel 2020).

### 5.1.3 Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica

#### Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: i bonus sociali

Da gennaio 2009 è attivo un meccanismo di protezione per le forniture di energia elettrica e di gas naturale rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un *bonus*, cioè uno sconto sulla fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

Al fine di colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che si è sempre mantenuto su livelli considerevoli<sup>195</sup>, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124<sup>196</sup> ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus devono essere riconosciuti

---

<sup>193</sup> Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

<sup>194</sup> Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

<sup>195</sup> La proposta di prevedere il passaggio da un sistema "a domanda" a un sistema di attribuzione automatica dei bonus agli aventi diritto, basato sullo scambio telematico delle informazioni necessarie contenute nelle banche dati dell'INPS e del Gestore del SII e rispettoso della normativa in materia di protezione di dati personali, era stata avanzata dall'Autorità, da ultimo, con la Segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com.

<sup>196</sup> Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

automaticamente agli aventi diritto<sup>197</sup> e, dunque, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. A tal fine il decreto prevede che l'Autorità, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, definisca: i) le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte dell'Istituto Nazionale della Previdenza Sociale (INPS) al Sistema Informativo Integrato (SII) gestito da Acquirente Unico; ii) le modalità applicative per l'erogazione delle agevolazioni; iii) le modalità di condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra il SII e il sistema SGAt (Sistema di gestione delle agevolazioni), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali.

Nel marzo 2020 l'Autorità ha adottato<sup>198</sup> disposizioni urgenti in materia di bonus elettrico, bonus gas e bonus idrico in relazione alle misure urgenti introdotte nel Paese per l'emergenza epidemiologica da Covid-19. In particolare, è stato disposto il differimento dei termini correlati alla gestione dei bonus<sup>199</sup>.

Nel frattempo, al fine di colmare il divario tra i potenziali beneficiari e i percettori effettivi dei bonus, che si è sempre mantenuto su livelli considerevoli<sup>200</sup>, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124<sup>201</sup> ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus devono essere riconosciuti automaticamente agli aventi diritto<sup>202</sup> e, dunque, senza necessità che questi ultimi presentino apposita domanda ai Comuni e/o ai centri di assistenza fiscale. A tal fine il decreto prevede che l'Autorità, sentito il Garante per la protezione dei dati personali, definisca: i) le modalità di trasmissione delle informazioni utili da parte dell'Istituto Nazionale della Previdenza Sociale (INPS) al Sistema Informativo Integrato (SII) gestito da Acquirente Unico; ii) le modalità applicative per l'erogazione delle agevolazioni; iii) le modalità di condivisione delle informazioni relative agli aventi diritto ai bonus tra il SII e il sistema SGAt (Sistema di gestione delle agevolazioni), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali.

Nel gennaio 2020 l'Autorità ha avviato<sup>203</sup> il procedimento per l'attuazione di quanto previsto dal decreto 124/19 e nel giugno 2020, previo confronto con i soggetti e gli operatori delle filiere interessate, l'Autorità ha delineato<sup>204</sup> i propri orientamenti in merito alle possibili modalità applicative del sistema di riconoscimento automatico dei bonus, con particolare riferimento a: criteri e modalità

---

<sup>197</sup> In particolare, il decreto-legge introduce il riconoscimento automatico delle agevolazioni per i soggetti il cui ISEE in corso di validità sia compreso nei limiti previsti dalla normativa.

<sup>198</sup> Con la delibera 17 marzo 2020, 76/2020/R/com.

<sup>199</sup> Nel dettaglio, sono stati sospesi temporaneamente i flussi di comunicazione funzionali alla gestione dei bonus (invito al rinnovo, ritiro dei bonifici). Per il periodo 1° marzo - 30 aprile 2020 è stata garantita la continuità di erogazione dei bonus ai cittadini che, avendo il bonus in scadenza nel periodo di sospensione, lo avrebbero rinnovato entro i 60 giorni successivi al termine. Nell'aprile 2020, a fronte del permanere della situazione emergenziale, il periodo di sospensione dei termini è stato esteso al 31 maggio 2020 (delibera 28 aprile 2020, 140/2020/R/com).

<sup>200</sup> La proposta di prevedere il passaggio da un sistema "a domanda" a un sistema di attribuzione automatica dei bonus agli aventi diritto, basato sullo scambio telematico delle informazioni necessarie contenute nelle banche dati dell'INPS e del Gestore del SII e rispettoso della normativa in materia di protezione di dati personali, era stata avanzata dall'Autorità, da ultimo, con la segnalazione 25 giugno 2019, 280/2019/I/com.

<sup>201</sup> Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

<sup>202</sup> In particolare, il decreto-legge introduce il riconoscimento automatico delle agevolazioni per i soggetti il cui ISEE in corso di validità sia compreso nei limiti previsti dalla normativa.

<sup>203</sup> Delibera 28 gennaio 2020, 14/2020/R/com.

<sup>204</sup> Documento per la consultazione 9 giugno 2020, 204/2020/R/com.

di riconoscimento delle agevolazioni; ruolo e responsabilità dei diversi soggetti in ciascuna delle fasi in cui si articola il processo di riconoscimento automatico dei bonus; flussi informativi necessari tra i vari soggetti; processi tramite i quali può realizzarsi l'attribuzione automatica delle agevolazioni agli aventi titolo; modalità di gestione della transizione dal precedente sistema "a domanda" al nuovo sistema automatico.

Nel novembre 2020 è stato trasmesso al Garante per la protezione dei dati personali lo schema di implementazione del sistema automatico, unitamente a una nota di approfondimento giuridico e a una nota illustrativa tecnica, ai fini dell'acquisizione del parere previsto dal decreto 124/19. A valle di ulteriori chiarimenti forniti dall'Autorità su richiesta degli Uffici del Garante, quest'ultimo ha rilasciato il parere in data 17 dicembre 2020.

Nel febbraio 2021 sono quindi state approvate<sup>205</sup> le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, interamente sostitutive della regolazione del precedente sistema "a domanda". In tal modo il quadro della nuova disciplina attuativa è stato definito e reso noto ai soggetti coinvolti con adeguato anticipo rispetto alla sua operatività, al fine di consentire loro di avviare la predisposizione delle attività (adeguamento dei sistemi informativi e delle procedure interne) necessarie a rendere tecnicamente operativo il nuovo regime secondo le tempistiche definite nel provvedimento. Non rientra, invece, nell'ambito di applicazione del provvedimento il bonus sociale elettrico per disagio fisico, che rimane "a domanda" e che continua a essere gestito attraverso il sistema SGAtè nell'ambito della specifica Convenzione<sup>206</sup>.

In sintesi, il nuovo meccanismo prevede quanto segue:

- mensilmente il Gestore del SII riceve da INPS i dati personali dei nuclei familiari che risultano in stato di disagio economico in base alle Dichiarazioni Sostitutive Uniche (DSU) attestata dalla stessa INPS nel mese precedente. Per accedere al procedimento di riconoscimento automatico dei bonus, è dunque sufficiente presentare ogni anno la DSU per ottenere l'attestazione dell'ISEE (Indicatore della Situazione Economica Equivalente) del proprio nucleo familiare;
- il SII effettua tutte le verifiche funzionali al riconoscimento dei bonus energetici agli aventi diritto, seguendo i processi definiti nel provvedimento (unicità del bonus per nucleo familiare, ricerca della fornitura da agevolare e verifica dei relativi requisiti di ammissibilità) e trasmette agli operatori competenti tutte le informazioni necessarie per la successiva erogazione dell'agevolazione, che avviene con le stesse modalità previste nel precedente sistema "a domanda" (fatta eccezione per le disposizioni transitorie); l'ammontare annuo del bonus da corrispondere rimane definito dall'Autorità (differenziato in base alla numerosità nucleo familiare e, per il bonus gas, all'uso e alla zona climatica);
- i bonus hanno una durata di 12 mesi e una data di decorrenza del periodo di agevolazione che varia in funzione del "tipo" di agevolazione<sup>207</sup>. Le modalità di applicazione e di erogazione dei bonus sono state mantenute sostanzialmente invariate, a regime, rispetto a quelle in vigore nel

---

<sup>205</sup> Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

<sup>206</sup> Il Sistema di Gestione delle Agevolazioni sulle Tariffe Energetiche (SGAtè) consente ai Comuni italiani di adempire agli obblighi legislativi in tema di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici in condizioni di disagio per la fornitura di energia elettrica, di gas naturale e di acqua. SGAtè agisce in base a una convenzione con l'Autorità adottata con la delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com.

<sup>207</sup> Il provvedimento disciplina anche le modalità di gestione dei bonus nei casi in cui, nel corso del periodo di agevolazione, intervengano variazioni rilevanti nelle condizioni di ammissione o nelle condizioni che concorrono a determinare il valore dell'agevolazione.

precedente sistema "a domanda", così da evitare impatti sulle logiche e sui sistemi di fatturazione esistenti;

- il provvedimento produce effetti, in termini di riconoscimento delle agevolazioni agli aventi diritto, a partire dal 1° gennaio 2021, coerentemente con quanto disposto dal decreto-legge 124/19. Tenuto conto dei tempi richiesti per lo sviluppo dei correlati sistemi informatici, il meccanismo entra in operatività dal 1° giugno 2021 e la delibera definisce le modalità per il riconoscimento agli aventi diritto di eventuali quote di bonus 2021 maturate prima di tale data.

Nel contesto dei forti incrementi dei prezzi delle materie prime energetiche manifestatisi nel 2021, il decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, ha, tra l'altro, previsto il rafforzamento dei bonus sociali elettrico e gas al fine di minimizzare, per i clienti domestici svantaggiati, gli incrementi di spesa per la fornitura previsti per il quarto trimestre 2021, stanziando complessivamente 450 milioni di euro. L'Autorità ha dato immediata attuazione<sup>208</sup> al decreto introducendo, per il periodo dal 1° ottobre al 31 dicembre 2021, compensazioni integrative (c.d. "CCI") alla spesa sostenuta dai nuclei familiari in condizioni di disagio economico per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale, aggiuntive rispetto a quelle già definite per l'anno 2021.

In aggiunta alle misure suddette, nel dicembre 2021 ha dato attuazione<sup>209</sup> all'articolo 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234 (c.d. legge di bilancio 2022), che ha previsto un rafforzamento dei bonus elettrico e gas nel primo trimestre 2022 al fine di minimizzare gli aumenti di spesa previsti per il primo trimestre 2022 per la fornitura di energia elettrica e gas ai clienti domestici economicamente disagiati, fino a concorrenza dell'importo di 912 milioni di euro.

## I bonus in cifre

Nel 2021, che è stato il primo anno con il nuovo meccanismo automatico di riconoscimento dei bonus, il numero di cittadini che hanno ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è triplicato rispetto all'anno precedente, passando da 854.900 a 2.529.566, di cui 2.487.599 (+209%) per disagio economico e 41.967 (+2,2%) per disagio fisico. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore elettrico (per disagio economico e per disagio fisico) è stato pari a circa 488 milioni di euro, con un aumento del 260%.

I beneficiari del bonus sociale elettrico sono localizzati per il 31% al Nord, per il 16% al Centro e per il 53% nel Sud e nelle Isole. Il 46% dei beneficiari sono nuclei familiari fino a 2 componenti, il 40% con 3 o 4 componenti, il 14% con più di 4 componenti.

Nel corso del 2021, l'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti è stata incorporata nel nuovo sistema automatico.

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2021, erano 41.967, con un incremento di 921 unità rispetto all'anno precedente. Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tenere conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla Azienda Sanitaria Locale, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono

---

<sup>208</sup> Delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

<sup>209</sup> Delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com.

poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata<sup>210</sup>. In funzione di tali elementi, il valore del bonus nel 2021 è risultato compreso nell'intervallo tra 203 e 700 euro per beneficiario.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono collocati tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente  $A_{SRIM}$ , ricompresa in bolletta per i clienti finali nella componente tariffaria  $A_{RIM}$ <sup>211</sup>, che è applicata a tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Nel 2021, anche le famiglie beneficiarie del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico sono triplicate, passando da 543.963 a 1.537.884 (+183%). L'ammontare dei bonus erogati per il settore gas nel 2021 è stato pari a circa 209 milioni di euro (+174%); tale importo non comprende gli spettanze delle famiglie servite da forniture condominiali, il cui processo automatico di individuazione è in corso. Relativamente alle famiglie beneficiarie (titolari di forniture dirette), la loro distribuzione per numero di componenti appare simile al settore elettrico, mentre risulta invece diversa la distribuzione territoriale, che vede la prevalenza del Nord (43%), seguito da Sud e Isole (37%) e dal Centro (20%).

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, le componenti GS e GS<sub>T</sub>, poste a carico dei clienti non domestici. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del bilancio dello Stato. Come per il settore elettrico, l'ammontare dei bonus viene definito annualmente, contestualmente all'aggiornamento tariffario.

#### **5.1.4 Garanzie per la tutela effettiva del consumatore gas: conformità con l'art. 41, comma 1, lettera o) della Direttiva 2009/73/CE**

L'articolo art. 41, comma 1, lettera o), della direttiva 2009/73/CE chiede che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure trovano ormai completa e ampia applicazione.

Nel corso del tempo sono stati consolidati alcuni corpi normativi che raccolgono in modo organico l'insieme delle disposizioni su alcune aree tematiche rilevanti in materia, in particolare:

- il Codice di condotta commerciale<sup>212</sup>;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)<sup>213</sup>;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)<sup>214</sup>;

<sup>210</sup> Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale 2013*.

<sup>211</sup> L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento  $A_{SRIM}$  della componente  $A_{RIM}$  venga applicato indistintamente a tutte le utenze, ivi comprese quelle aventi diritto al bonus elettrico. Gli effetti di tale applicazione vengono compensati a favore degli utenti aventi diritto al bonus elettrico maggiorando il medesimo bonus del valore dell'elemento  $A_{SRIM}$  applicato al consumo annuo di riferimento per ogni tipologia di cliente disagiato prevista dal TIBEG. Dal gennaio 2019 questa componente (ex componente  $A_S$ ) rappresenta il 2,61% della spesa media dell'utente tipo.

<sup>212</sup> Ultima versione approvata con la delibera 366/2018/R/com.

<sup>213</sup> Ultima versione approvata con la delibera 413/2016/R/com.

<sup>214</sup> Ultima versione approvata con la delibera 463/2016/R/com.

- Il Testo integrato bonus elettrico e gas (TIBEG)<sup>215</sup>;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)<sup>216</sup>;
- il Testo Integrato Conciliazione (TICO)<sup>217</sup>.

### 5.1.5 Strumenti a disposizione dei clienti finali

#### Azioni informative in vista del superamento delle tutele di prezzo

Fin dal 2017 l'Autorità ha stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Nel corso del 2021 l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2021 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Inoltre, in considerazione dell'entrata in vigore del servizio a tutele gradualistiche<sup>218</sup>, nel primo semestre 2021 gli esercenti la maggior tutela, con riferimento ai soli clienti finali forniti nel servizio a tutele gradualistiche per il periodo di assegnazione provvisoria, hanno trasmesso<sup>219</sup> una specifica informativa in bolletta che ha dato contezza ai clienti interessati della fine del servizio di maggior tutela indirizzandoli, per maggiori informazioni, a una pagina dedicata del sito internet dell'Autorità o al numero verde dello Sportello per il consumatore energia e ambiente.

#### Rafforzamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito dell'avvio di un procedimento<sup>220</sup> per la definizione, tra l'altro, di strumenti regolatori per l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali nei mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas naturale, nell'ottobre 2020 l'Autorità ha approvato<sup>221</sup> interventi di rafforzamento degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuale e contrattuale

---

<sup>215</sup> Ultima versione risultante da delibera 165/2019/R/com.

<sup>216</sup> Ultima versione approvata con la delibera 28/2017/R/com.

<sup>217</sup> Ultima versione approvata con la delibera 355/2018/R/com.

<sup>218</sup> Disciplinato dalla delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel.

<sup>219</sup> Come disposto dalla delibera 22 dicembre 2020, 584/2020/R/eel.

<sup>220</sup> Delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

<sup>221</sup> Delibera 27 ottobre 2020, 426/2020/R/com.

mediante la revisione del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali.

Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo<sup>222</sup> e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni). In particolare, l'intervento dell'Autorità ha perseguito una duplice finalità:

- migliorare la comprensibilità delle informazioni contrattuali, incluse le condizioni economiche delle offerte, per il cliente finale;
- aumentare la confrontabilità delle offerte proposte dai venditori, rafforzando la complementarità tra gli strumenti informativi a disposizione del cliente finale medesimo.

A tale fine, gli interventi hanno interessato tre aree: la fase precontrattuale, la fase contrattuale e l'efficientamento delle disposizioni del Codice di condotta commerciale.

### Aggiornamento della Bolletta 2.0

Dopo la fase di consultazione<sup>223</sup>, nel giugno 2021 l'Autorità ha disposto<sup>224</sup> i primi interventi di aggiornamento della regolazione della Bolletta 2.0, con l'obiettivo di garantirne la coerenza con gli altri interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo, nonché di aggiornare la regolazione in tema di consegna al cliente finale della bolletta sintetica assicurando che sia effettiva. L'Autorità ha anche disposto l'istituzione di un Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici, delle piccole e medie imprese e delle associazioni rappresentative degli operatori per la revisione più organica e omnicomprensiva della regolazione della Bolletta 2.0, la cui prima convocazione è avvenuta in data 26 luglio 2021.

Anche tenendo conto di quanto emerso nell'ambito del Tavolo tecnico, alla fine del 2021 l'Autorità ha posto in consultazione<sup>225</sup> ulteriori orientamenti riguardanti i documenti regolatori "bolletta sintetica" ed "elementi di dettaglio", al fine di rendere, in particolare, la "bolletta sintetica" più coerente con gli altri interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo (quali "Portale Offerte", "Portale Consumi", il nuovo "Codice di condotta commerciale") e maggiormente integrata nel suo contenuto informativo con elementi funzionali ad accrescere la consapevolezza del consumatore, la possibilità di effettuare riscontri e la confrontabilità.

Nel documento sono state delineate le seguenti innovazioni alla bolletta sintetica:

- l'indicazione del Codice offerta, per le offerte nel mercato libero (nei contratti stipulati a partire dal 1° luglio 2021). Esso corrisponde al codice che identifica l'offerta commerciale nel "Portale Offerte" qualora questa sia ivi presente;
- l'inserimento della spesa annua sostenuta, indistintamente per tutti i clienti e le tipologie di contratto (mercato libero e servizi di tutela), dopo un anno di fornitura. Tale elemento informativo

---

<sup>222</sup> Decreto legislativo n. 6 settembre 2005, n. 206.

<sup>223</sup> Documento per la consultazione 13 aprile 2021, 148/2021/R/com.

<sup>224</sup> Delibera 8 giugno 2021, 242/2021/R/com.

<sup>225</sup> Documento per la consultazione 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com.



corrisponde alla sommatoria della spesa riportata nelle ultime 12 mensilità, ricomprendendo solo quanto dovuto per la fornitura propriamente detta di energia elettrica o di gas naturale (scorporando gli importi relativi al "Canone di abbonamento alla televisione per uso privato" e gli importi relativi alle voci "Altre partite", quali eventuali indennizzi e/o importi per servizi o prodotti aggiuntivi a titolo oneroso previsti nell'offerta), ed è aggiornata in ciascuna bolletta;

- la revisione del criterio di determinazione del consumo annuo sostenuto per tutti i clienti finali;
- l'aggiornamento della disciplina delle voci di spesa al fine di migliorare la comprensibilità dei corrispettivi applicati in sede della bolletta sintetica, nonché dare maggiore omogeneità nell'esposizione delle voci di spesa stesse.

Al fine di perseguire la confrontabilità del proprio contratto rispetto ad altre offerte presenti sul mercato, senza tuttavia appesantire il contenuto informativo della bolletta sintetica, è stata altresì prevista l'introduzione, all'interno del documento degli elementi di dettaglio, degli indicatori sintetici di prezzo.

### Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato e costituisce quindi un ambito d'azione fondamentale per raggiungere un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione. In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la loro più ampia partecipazione a un mercato concorrenziale.

In tale ottica nel luglio 2017 l'Autorità ha introdotto<sup>226</sup>, la disciplina delle offerte "a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela" (c.d. offerte PLACET), finalizzata ad aumentare la capacità dei clienti di valutare le offerte commerciali presenti sul mercato libero, attraverso l'individuazione di strutture di offerta facilmente comparabili tra venditori (poiché differenziate solo a livello di prezzo) e separabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero, identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini a uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>).

Alla data del 31 dicembre 2021 risultano presenti nel Portale Offerte 1.952 offerte PLACET (Tavola 5.2).

---

<sup>226</sup> Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

**Tavola 5.2 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2021, distinte per tipologia di cliente finale**

SETTORE	A PREZZO FISSO	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Cliente domestico	186	219	405
Cliente non domestico	184	213	397
<b>TOTALE SETTORE ELETTRICO</b>	-	-	<b>802</b>
Cliente domestico	191	210	401
Cliente non domestico	191	209	400
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m <sup>3</sup>	168	181	349
<b>TOTALE SETTORE GAS</b>	-	-	<b>1.150</b>
<b>TOTALE OFFERTE PLACET</b>	-	-	<b>1.952</b>

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente Unico.

### 5.1.6 Accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. In particolare, la Bolletta 2.0, entrata in vigore l'1 gennaio 2016 (v. *Annual Report 2015*) deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce orarie. Ulteriori elementi sono reperibili nella bolletta di dettaglio, disponibile su sito internet. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

D'altro canto, considerata la vasta diffusione degli *smart meter*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione, tramite display elettronico, il dato di consumo corrente sia in termini di energia che di potenza assorbita, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura.

Il diritto dei clienti finali a disporre dei propri dati storici di consumo è stato comunque esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della direttiva 2012/27/UE. L'Autorità nel 2015<sup>227</sup> e nel 2017<sup>228</sup> ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali, tenendo conto sia delle modifiche normative intervenute sia delle evoluzioni tecnologiche intercorse e, in particolare, dell'avvento del sistema di misurazione 2G nel settore elettrico.

In dettaglio, nel dicembre 2017, l'Autorità ha previsto<sup>229</sup> che i dati di consumo, intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo, debbano essere accessibili attraverso il Sistema informativo integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27. Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale web, predisposto da Acquirente unico (in quanto gestore del SII) e accessibile al cliente finale con autenticazione attraverso il Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio

<sup>227</sup> Documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

<sup>228</sup> Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

<sup>229</sup> Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

2018<sup>230</sup> che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo.

Nel giugno 2019 l'Autorità ha quindi definito<sup>231</sup> le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale dei consumi** presente sul sito internet dell'Autorità<sup>232</sup>. I consumatori possono accedere, con modalità semplice, sicura e gratuita, ai dati relativi ai propri consumi storici, riportati in documenti di sintesi, tabelle numeriche e grafici, nonché le principali informazioni tecniche e contrattuali.

Sono previsti ulteriori sviluppi del Portale, quali l'allungamento da 12 a 36 mesi del periodo a cui si riferiscono i consumi storici, la visualizzazione della potenza prelevata con indicazione del valore massimo e, per i clienti dotati di misuratori 2G, la visualizzazione della programmazione storica delle fasce per i misuratori e la disponibilità dei dati di consumo con dettaglio al quarto d'ora.

Un'ulteriore importante evoluzione è costituita dalla possibilità di accesso ai dati di consumo dei clienti anche alle c.d. terze parti. Questo aspetto, essenziale al fine di diffondere gli strumenti atti alla consapevolezza della propria *energy footprint*, richiede ulteriori approfondimenti, attualmente in corso, al fine di definire i soggetti delegabili, garantire l'adeguata protezione dei dati personali e gestire l'autorizzazione da parte dei clienti finali.

### 5.1.7 Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi

La legge n. 124/2017 ha previsto interventi propedeutici alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi. Tali interventi comprendono, tra l'altro, un rafforzamento delle funzioni dell'Autorità, con specifico riferimento alla pubblicizzazione e alla diffusione delle informazioni in merito alla piena apertura del mercato e alle condizioni di svolgimento dei servizi. Tra tali strumenti figura uno strumento di confronto dei prezzi per i clienti di piccole dimensioni<sup>233</sup>.

In tale quadro, nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato<sup>234</sup> il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato, di un sito web nel quale esporre le offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale, denominato **Portale Offerte**<sup>235</sup>.

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(m<sup>3</sup>)/anno, alle imprese del settore del gas con consumi inferiori a 200.000 S(m<sup>3</sup>)/anno.

---

<sup>230</sup> Legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "Bilancio di previsione per lo Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

<sup>231</sup> Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

<sup>232</sup> <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

<sup>233</sup> Articolo 1 comma 61: "... la realizzazione e la gestione ... di un apposito portale informatico per la raccolta e pubblicazione in modalità open data delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, con particolare riferimento alle utenze domestiche ... alle imprese connesse in bassa tensione...".

<sup>234</sup> Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

<sup>235</sup> <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tal fine, trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante *PC-desktop*, sia attraverso dispositivi mobili.

Nel quarto trimestre 2021 sono state complessivamente visitate 2.630.366 pagine dagli utenti del Portale, di cui 1.132.144 visualizzazioni uniche; la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, browser disponibili mediante dispositivi *desktop*.

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 proprie esigenze. Nel corso del 2021 sono state introdotte ulteriori 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.

Al 31 dicembre 2021 le offerte presenti nel database del Portale Offerte sono risultate complessivamente 3.886, di cui 1.934 di mercato libero e 1.952 offerte PLACET. Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.036 offerte, per il gas naturale 1.814, le offerte *dual fuel* sono 36.

Dal monitoraggio periodico delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale, si evince che nel 2021, per un cliente domestico tipo<sup>236</sup>, la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte a dei primi 10 operatori è risultata inferiore rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte dell'11% per le offerte a prezzo fisso e del 6% per le offerte a prezzo variabile.

Dal monitoraggio periodico delle offerte del gas naturale presenti nel Portale, si evince che nel 2020, per un cliente domestico tipo<sup>237</sup>, la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte dei primi 10 operatori è risultata inferiore rispetto alla spesa nel servizio di tutela al lordo delle imposte del 24% per le offerte a prezzo fisso e del 13% per le offerte a prezzo variabile.

---

<sup>236</sup> 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).

<sup>237</sup> Si considera utente tipo domestico per il gas naturale un cliente domestico con consumo di 1.400 S(m<sup>3</sup>), per uso cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, contatore < G6 e ubicato a Milano (CAP 20132).