



Relazione 344/2021/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 2021

INDICE

1	Prefazione	4
2	Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale.....	5
2.1.1	Valutazione dello sviluppo dei mercati e della regolamentazione	5
2.1.2	Rapporto sull'attuazione del <i>Clean Energy Package</i>	29
3	Il mercato elettrico.....	31
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	31
3.1.1	<i>Unbundling</i>	31
3.1.2	Estensione delle reti e ottimizzazione	31
3.1.3	Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione.....	32
3.1.4	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	39
3.1.5	Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti.....	42
3.1.6	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	44
3.1.7	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione e di stoccaggio sotto il profilo della sicurezza delle forniture.....	44
3.1.8	Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida.....	44
3.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	52
3.2.1	Mercati all'ingrosso	52
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	59
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.....	62
3.2.2	Mercato al dettaglio.....	65
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.....	81
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	90
4	Il mercato del gas naturale.....	95
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	95
4.1.1	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e alle infrastrutture di GNL.....	95
4.1.2	Bilanciamento.....	107
4.1.3	Questioni transfrontaliere.....	110

4.1.4	Attuazione dei Codici di rete e delle linee guida.....	113
4.2	Concorrenza e funzionamento dei mercati	114
4.2.1	Mercati all'ingrosso	114
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	120
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.....	128
4.2.2	Mercato al dettaglio.....	130
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.....	141
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	147
4.3	Sicurezza delle forniture	147
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie.....	148
5.1.1	Il sistema di protezione: la trattazione dei reclami dei clienti finali (livello base)	148
5.1.2	Il sistema di protezione: la risoluzione extragiudiziale delle controversie (secondo livello)	150
5.1.3	Protezione dei consumatori domestici vulnerabili e dalla povertà energetica	153
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	156
5.1.5	Interventi nella determinazione dei prezzi per i clienti vulnerabili	156
5.1.6	Accesso ai dati di consumo.....	159
5.1.7	Disponibilità di strumenti comparativi dei prezzi	160

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 162.

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.

Il sistema energetico è chiamato a gestire le sfide della decarbonizzazione in un contesto di crescente armonizzazione a livello europeo delle politiche energetiche, ove i singoli Piani nazionali integrati energia clima (PNIEC) rappresenteranno un importante strumento per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Le Autorità di regolazione sono chiamate a rafforzare la propria cooperazione per le nuove materie di competenza, che si estendono dai mercati all'ingrosso sino alla distribuzione, e con un particolare riguardo alla tutela dei consumatori finali, in un contesto generale reso ancora più complesso dal COVID-19.

Anche la regolazione delle infrastrutture transfrontaliere (sia realizzate in regime regolato che in esenzione) richiede sempre più la definizione di regimi regolatori sovranazionali, definiti, a seconda dei casi, in accordo con le autorità estere, con ACER e con la Commissione Europea. Con particolare riferimento al settore del gas naturale tale coordinamento potrebbe riguardare anche decisioni relative al decommissioning di alcune infrastrutture di interesse transfrontaliero.

Di seguito sono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati italiani, elettricità e gas, relativamente all'attività regolatoria e allo stato della concorrenza. Il rapporto include inoltre una descrizione sia della recente evoluzione normativa e regolatoria sul mercato energetico, sia dell'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, quest'ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

Milano, 3 agosto 2021

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

Il 2020 è stato caratterizzato da un'intensa **attività legislativa, anche per far fronte all'emergenza epidemiologica da Covid-19**. Di seguito si illustreranno – seguendo l'ordine cronologico – i principali provvedimenti afferenti ai settori di competenza dell'Autorità.

L'anno si è aperto con il **decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162**, recante "Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica", che ha disposto:

- il differimento del previgente termine del 1° luglio 2020 per il superamento del servizio di maggior tutela, inteso come superamento della c.d. tutela di prezzo, rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, diverse dalle micro-imprese, e al 1° gennaio 2022 per le micro-imprese e per i clienti domestici;
- che l'Autorità adotti disposizioni per assicurare un servizio a tutele gradualmente per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica, nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura a tutela di tali clienti. L'Autorità è tenuta, altresì, a stabilire, per le micro-imprese di cui all'art. 2, n. 6), della direttiva 2019/944/UE, e per i clienti domestici, il livello di potenza contrattualmente impegnata quale criterio identificativo in aggiunta a quelli già individuati dalla medesima direttiva;
- che il Ministro dello sviluppo economico, sentite ARERA e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), definisca le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel libero mercato, tenendo altresì conto della necessità di garantire la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte. Lo stesso Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità e sentita l'AGCM, è tenuto a fissare le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (c.d. Elenco venditori di elettricità);
- la proroga per il 2020 degli incentivi previsti dalla legge 30 dicembre 2018, n. 145 (legge di bilancio per l'anno 2019), per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas;
- la possibilità di attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, ovvero la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili, in attesa del completo recepimento della direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili.

Il successivo **decreto-legge 17 marzo 2020, n. 18**, recante "Misure di potenziamento del Servizio sanitario nazionale e di sostegno economico per famiglie, lavoratori e imprese connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19. Proroga dei termini per l'adozione di decreti legislativi" (c.d. **DL Cura Italia**)¹ ha stabilito che l'Autorità sospendesse fino al 30 aprile 2020 i termini di

¹ Convertito, con modificazioni, nella legge 24 aprile 2020, n. 27.

pagamento delle fatture per le forniture di energia elettrica, gas, acqua e gestione dei rifiuti urbani in alcuni comuni² particolarmente colpiti dall'epidemia. Inoltre, ha assegnato all'Autorità il compito di disciplinare le modalità di rateizzazione delle fatture e degli avvisi di pagamento i cui termini di pagamento erano stati sospesi, individuando anche le modalità per la relativa copertura nell'ambito delle componenti tariffarie, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

In seguito, il **decreto legge 8 aprile 2020, n. 23**, recante "Misure urgenti in materia di accesso al credito e di adempimenti fiscali per le imprese, di poteri speciali nei settori strategici, nonché interventi in materia di salute e lavoro, di proroga di termini amministrativi e processuali"³, ha esteso la possibilità di esercizio delle prerogative governative (*golden power*) ad altri settori rispetto a quelli già considerati strategici, tra cui l'energia e l'acqua, nonché agli investimenti in terreni e immobili fondamentali per l'utilizzo di tali infrastrutture. Con l'espressione "*golden power*" si definisce 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 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.

La nuova norma, inoltre, estende l'obbligo di notifica agli acquisti di partecipazioni, da parte di soggetti esteri non appartenenti all'Unione europea che attribuiscono una quota dei diritti di voto o del capitale almeno pari al 25% (soglia superiore rispetto al precedente 10%) per le operazioni che superano un milione di euro, tenuto conto delle azioni o quote già direttamente o indirettamente possedute. L'obbligo di notifica si estende a tutti gli acquisti a qualsiasi titolo di partecipazione da parte di soggetti di uno stato estero – inclusi, in via transitoria fino al 31 dicembre 2020, quelli appartenenti all'UE – di rilevanza tale da determinare l'insediamento stabile dell'acquirente, in ragione dell'assunzione del controllo della società la cui partecipazione è oggetto dell'acquisto.

Il **decreto legge 19 maggio 2020, n. 34**, recante "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19" (**c.d. DL rilancio**)⁴, al fine di fronteggiare i negativi effetti economici e sociali generati dalla pandemia, ha previsto per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020, che l'Autorità disponesse la riduzione della spesa sostenuta dai clienti per la fornitura di energia elettrica in bassa tensione diversa dagli usi domestici, con specifico riferimento alle voci della bolletta identificate come "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", nel limite massimo di 600 milioni di euro per l'anno 2020. All'Autorità è stato assegnato, dunque, il compito di rideterminare le tariffe di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, nonché le componenti a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da prevedere un risparmio parametrato al valore vigente nel primo trimestre dell'anno delle componenti tariffarie fisse applicate per punto di prelievo. Il decreto-legge

² Individuati nell'allegato 1 al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° marzo 2020, che recava ulteriori disposizioni attuative del decreto-legge 23 febbraio 2020, n. 6 (come convertito dalla legge 5 marzo 2020, n. 13), in tema di misure urgenti in materia di contenimento e di gestione dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

³ Convertito, con modificazioni, nella legge 5 giugno 2020, n. 40.

⁴ Convertito nella legge 17 luglio 2020, n. 77.

n. 34/2020 ha introdotto anche alcune misure urgenti a sostegno del meccanismo dei certificati bianchi. In particolare, ha statuito che, nell'individuazione di interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili e di efficienza energetica, si tenga conto, oltre che degli obiettivi nazionali di produzione di energia da fonti rinnovabili, anche degli obiettivi previsti dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli anni 2021-2030. Ancora, il decreto legge ha disposto il riconoscimento automatico dell'efficienza, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici per i consumatori, delle estensioni e dei potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati e delle nuove costruzioni di reti e di impianti nei comuni da metanizzare appartenenti a una determinata zona⁵, nonché nei comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno. Al riguardo, l'Autorità è tenuta ad ammettere a integrale riconoscimento tariffario i relativi investimenti. In proposito, l'Autorità ha evidenziato al Parlamento e al Governo le criticità derivanti dalla disposizione appena illustrata con la segnalazione 27 ottobre 2020, 406/2020/l/gas. Infine, il provvedimento in esame ha introdotto alcuni incentivi in tema di efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica elettriche.

Giova richiamare anche il **decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76**, recante "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale"⁶, che ha definito "infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici" l'insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. La realizzazione di tali infrastrutture può avvenire: i) all'interno di aree ed edifici pubblici e privati; ii) su strade private non aperte all'uso pubblico; iii) lungo le strade pubbliche e private aperte all'uso pubblico; iv) all'interno di aree di sosta, di parcheggio e di servizio, pubbliche e private, aperte all'uso pubblico. Si ribadisce chiaramente che, nel caso di realizzazione all'interno di aree ed edifici pubblici e privati o su strade private non aperte all'uso pubblico, la ricarica del veicolo elettrico è un servizio e non una fornitura di energia elettrica. All'Autorità è assegnato il compito di definire le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli applicabili ai punti di prelievo in ambito privato e agli operatori del servizio di ricarica in ambito pubblico in modo da favorire l'uso di veicoli alimentati a energia elettrica e da assicurare un costo dell'energia non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti. Il provvedimento in analisi ha introdotto alcune disposizioni in merito ai trasferimenti statistici di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da altri stati membri dell'Unione europea verso l'Italia e viceversa (al fine del rispetto degli obiettivi italiani per il 2020 e il 2030 in tema). La copertura dei costi per tali trasferimenti da paesi dell'UE verso l'Italia è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo le modalità fissate dall'Autorità. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri paesi o regioni dell'Unione, il trasferimento avviene a cura del Ministero dello sviluppo economico, mediante valutazione delle manifestazioni di interesse, considerando anche il criterio del migliore vantaggio economico conseguibile; i proventi derivanti da tale trasferimento sono attribuiti direttamente a CSEA e destinati, secondo modalità stabilite dall'Autorità, alla riduzione degli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle fonti rinnovabili e alla ricerca di sistema elettrico, ovvero ad altre finalità connesse agli obiettivi italiani per il 2020 e il 2030 eventualmente concordati con gli stati destinatari del trasferimento. Il decreto-legge 76/2020, infine ha disposto alcune modifiche in merito al meccanismo dello scambio sul posto per i piccoli comuni, e ha semplificato i

⁵ Appartenenti cioè alla zona climatica F prevista dall'art. 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, e classificati come territori montani in base alla legge 3 dicembre 1971, n. 1102.

⁶ Convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120.

procedimenti autorizzativi relativi, rispettivamente, alle infrastrutture delle reti energetiche nazionali, alla rete di distribuzione elettrica e ai procedimenti per l'adeguamento degli impianti di produzione e di accumulo di energia.

È opportuno menzionare anche il **decreto-legge 28 ottobre 2020, n. 137**, recante "Ulteriori misure urgenti in materia di tutela della salute, sostegno ai lavoratori e alle imprese, giustizia e sicurezza, connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19" (**c.d. DL ristori**)⁷, che ha disposto la riduzione degli oneri derivanti dalle bollette elettriche. Nello specifico, ha istituito un Fondo con una dotazione di 180 milioni per ridurre nel 2021 la spesa sostenuta dai titolari delle utenze elettriche per altri usi che, al 25 ottobre 2020, avessero la partita IVA attiva e dichiarassero di svolgere come attività prevalente una di quelle riferite ai codici Ateco riportati negli allegati al provvedimento *de quo*. La riduzione riguarda le voci della bolletta identificate come "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema", affidando all'Autorità il compito di rideterminare, in via transitoria, le tariffe di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, nonché le componenti a copertura degli oneri generali di sistema, definendo il periodo temporale di rideterminazione delle tariffe e delle componenti e le relative modalità attuative.

Il decreto in esame ha prorogato per sei mesi, ossia fino al 30 giugno 2021, l'esercizio di poteri speciali nei settori di rilevanza strategica. 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) sia con riferimento agli attivi strategici nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni, sia con riferimento alle operazioni di acquisto di partecipazioni, incluse quelle che hanno per effetto l'assunzione del controllo da parte di qualunque soggetto estero, anche appartenente all'Unione europea, nonché quelle che attribuiscono una quota dei diritti di voto o del capitale (pari almeno al 10%, 15%, 20%, 25% e 50%) da parte di soggetti esteri non appartenenti all'Unione, a prescindere dall'assunzione del controllo societario.

Della **legge 30 dicembre 2020, n. 178**, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023", si evidenzia che ha disposto alcune modifiche alla disciplina in materia di incentivi per efficienza energetica, sisma bonus, fotovoltaico e colonnine di ricarica di veicoli elettrici contenuta nell'art. 119 del già menzionato decreto-legge n. 34/2020 e ha prorogato l'applicazione della detrazione al 110% (c.d. superbonus) per gli interventi di efficienza energetica e antisismici. Infine, previsto che la parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di gas serra, destinata al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, non vada interamente a finanziare gli interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale, ma venga ripartita come segue: 10 milioni di euro per interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale; una quota di 20 milioni di euro per gli anni dal 2020 al 2024 al Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate le centrali a carbone; la restante parte per le misure finanziarie a favore di settori considerati esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Nel corso del 2020 il Parlamento si è anche dedicato alla consueta analisi del disegno di legge recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019", infine approvato e pubblicato come

⁷ Convertito dalla legge 18 dicembre 2020, n. 176.

legge n. 53/2021 con la modifica finale al titolo in "**Legge di delegazione europea 2019-2020**". Per quanto attiene ai settori di competenza dell'Autorità, il provvedimento ha dettato i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili; ha individuato i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/944/UE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione); infine, ha definito i principi e i criteri direttivi per l'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.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 73.600 km di linee e di circa 900 stazioni di smistamento. L'operatore della Rete di trasmissione nazionale (TSO) è la società Terna controllata al 29,85% da CDP Reti oltre alla quale vi è solo Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, con il 5,122%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato. Nel 2020 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono rimaste le stesse 11 dell'anno precedente. Considerando gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2020 il gruppo Terna possedeva 73.351 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali.

Nel dicembre 2020 l'Autorità ha espresso la propria **valutazione sugli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2019 e 2020**.

In particolare, l'Autorità ha espresso parere favorevole a interventi per i quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell'Autorità su precedenti schemi di Piano, cioè sull'interconnessione 220 kV Italia-Austria; sull'elettrodotto HVDC Centro Sud-Centro Nord (chiedendo che nei prossimi Piani di sviluppo sia anticipata la data di entrata in esercizio, attualmente prevista al 2030) e sull'intervento HVDC Sicilia-Sardegna.

L'Autorità ha anche richiesto che lo sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, così come il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia vengano posti "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Inoltre, l'Autorità ha rilasciato il nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a esclusione dei due progetti sopra indicati e a ulteriori condizioni (poste sull'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, sull'interconnessione Italia-Tunisia e sullo sviluppo HVDC Sicilia-Continente).

Infine, l'Autorità ha espresso valutazione negativa sulla metodologia di calcolo di alcuni indicatori utilizzati nel piano e ha segnalato nuovamente l'importanza della definizione di scenari di sviluppo coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti.

Al 31 dicembre 2020 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 126 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): 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 1.276.000 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'85,3% dell'energia distribuita.

In tema di **qualità della distribuzione**, nel 2020 si registra un deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019; in termini di continuità del servizio, il 2020 presenta delle similitudini, con il 2016, anno in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali non 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 2,06 interruzioni per cliente in bassa tensione su base nazionale.

Relativamente alle **richieste di connessione in alta o altissima tensione**, nell'anno 2020 Terna ed e-distribuzione hanno ricevuto complessivamente 1.655 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 109,1 GW. In relazione alle richieste ricevute, sono stati messi a disposizione 793 preventivi (corrispondenti a una potenza complessiva di 42,5 GW). In corso d'anno sono stati accettati 509 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 26,7 GW, per due di questi, corrispondenti a una potenza di 41 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Per una di queste due richieste la STMD è stata resa disponibile e accettata dal richiedente, ma al 31 dicembre 2020 la corrispondente connessione non era stata ancora realizzata né attivata. Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2020 le imprese distributrici hanno ricevuto poco più di 72.600 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 9,4 GW, in relazione alle quali, nell'anno hanno messo a disposizione poco più di 67.400 preventivi, per una potenza totale di circa 6,6 GW. In relazione alle richieste pervenute nel 2020, sono state realizzate nell'anno poco più di 41.600 connessioni, corrispondenti a poco meno di 0,4 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a: 19 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici e 56 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 8 giorni lavorativi. Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, i dati raccolti mostrano che nel 2020 sono state effettuate 182.600 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 8,1 giorni lavorativi.

Nel giugno 2020 l'Autorità ha illustrato le proposte per il perfezionamento della **disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica**. Tale disciplina ha introdotto, a partire dal 2016, una differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale –perdite che non dipendono da criticità delle reti, bensì da altri fattori quali i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati ecc. – e previsto un processo di contenimento delle medesime perdite, secondo tassi di miglioramento differenziati per macro-zona (Nord, Centro e Sud). In esito al processo di consultazione, nel novembre 2020 sono state definite le modifiche alla disciplina in vigore. Sono stati stabiliti i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite di natura commerciale da applicare all'energia elettrica a fini

perequativi per gli anni 2019-2021, prevedendo una riduzione del livello base di tali fattori 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 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%.

A novembre 2020 l'Autorità ha introdotto 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 in tema di garanzie e di fatturazione del servizio. Il meccanismo è attivabile su istanza presentata dal distributore e riguarda i crediti afferenti all'applicazione di corrispettivi tariffari per i servizi di misura, distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva, le componenti tariffarie a copertura di meccanismi perequativi e di promozione della qualità del servizio, nonché i contributi per prestazioni specifiche. All'ammontare complessivo dei crediti inesigibili per servizi di rete verrà applicata una franchigia pari al 10%; le istanze di partecipazione al meccanismo dovranno essere accompagnate da una relazione di una società di revisione legale, che esprima un giudizio di conformità e di coerenza degli importi dichiarati. Le istanze potranno riguardare i crediti maturati nel quadriennio 2016-2019. Per gli anni successivi al 2019 verrà definita una nuova procedura con applicazione annuale che assicuri pieno coordinamento con le disposizioni varate nel 2018 per i crediti inesigibili relativi agli oneri generali di sistema.

Gli oneri posti in capo al conto A₃ di competenza dell'anno 2020, in relazione all'**incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili**, hanno subito un significativo incremento (+4,7%) rispetto al 2019, passando da 11.426 a 11.964 milioni di euro, in buona parte causato dalla riduzione del PUN registrata nei primi mesi dell'anno in relazione all'emergenza Covid 19. La riduzione del PUN ha, infatti, un effetto di segno opposto sugli oneri in capo al conto A₃ a causa del meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi (per i quali l'onere da sostenere in un anno risente della media del PUN registrata nell'anno precedente).

Nel corso del 2020 l'**implementazione dei codici di mercato** ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti *Forward Capacity Allocation Guideline* e *Electricity Balancing Guideline*; dal lato del *Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* si è, invece, proceduto con il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie già esistenti.

Nel corso del 2020 sono state finalizzate e approvate, inoltre, le principali **metodologie che costituiscono la base del mercato di bilanciamento europeo**, con l'istituzione delle piattaforme per lo scambio, le regole per il *pricing* e il *settlement* dell'energia di bilanciamento. Nei processi relativi alle decisioni paneuropee, l'Autorità ha partecipato attivamente, insieme agli altri regolatori nazionali, ai dibattiti con ACER e con i TSO, per raggiungere il massimo consenso in sede di *Board of Regulators* e favorire la finalizzazione e l'adozione di metodologie in linea con i principi della regolazione europea, tutelando al tempo stesso le peculiarità della disciplina nazionale.

In tema di **regolamenti europei sulla gestione delle reti**, nel 2020 sono state approvate dall'Autorità le metodologie concernenti le azioni per il contenimento delle deviazioni di frequenza e i criteri di dimensionamento della riserva secondaria; inoltre, sono state anche approvate le metodologie regionali per il coordinamento delle analisi di sicurezza della rete per le regioni *Italy North* e *Greece-Italy*, con annessa designazione del relativo *Regional Security Coordinator (RSC)*, segnatamente Coreso e TSCNET a rotazione per la regione *Italy North* e SEleNe CC per la regione *Greece-Italy* (Terna è azionista diretto di Coreso e SEleNe CC).

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna, nel 2020 la **domanda elettrica** (284 TWh) è diminuita del 5,6% a causa della straordinaria situazione pandemica che ha sensibilmente ridotto i consumi del settore industriale e del terziario, parzialmente compensati dall'incremento di quelli del settore domestico (+2%). La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per il 90,2% dalla produzione nazionale netta (in calo del 4,2% rispetto al 2019) e per la parte rimanente dal saldo con l'estero.

La **produzione nazionale** lorda è scesa a 281,5 TWh dai 293,9 TWh del 2019 (-4,2%). La diminuzione ha riguardato in particolare la produzione termoelettrica, che è passata da 176.171 a 163.541 GWh (-7,2%), mentre quella da fonti rinnovabili è risultata complessivamente in lieve aumento, sebbene si sia registrata una contrazione del 7,4% nella produzione da fonte eolica (contro l'aumento del 14% dell'anno precedente) e dello 0,8% nel geotermico. La produzione di energia solare, in particolare, ha avuto un incremento del 5,3% rispetto al 2019, quando la produzione da questa tipologia di fonte era stata dell'8,1% sul totale della produzione lorda. La contribuzione delle due fonti rispetto al totale vede un peso del 58,1% per la produzione termoelettrica e del 41,2% per quella rinnovabile (42% includendo anche l'idroelettrico da pompaggi). La produzione da fonti energetiche rinnovabili (idroelettrica rinnovabile, eolica, fotovoltaica, geotermica e biomasse) ha raggiunto infatti un valore pari a 116.054 GWh (+1,3% rispetto all'anno precedente). La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison), C3, è risultata in lieve flessione (31,7% contro il 33,4% del 2019), come pure quella di A2A, che è il quarto gruppo, mentre la quota di EPH, che è il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, ha registrato un lieve aumento (dal 5,1% al 5,3%). Nel 2020 la potenza netta complessiva si è attestata sui 116,4 GW (dato provvisorio), che si ripartisce tra un 48% di rinnovabile e un 52% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto il 30 luglio, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 55,2 GW (in riduzione del -6,4% rispetto al picco dell'anno precedente. Anche il picco estivo del 2020 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 cinque: Enel (15,6%), Eni (9%), Edison (7,1%), A2A (6%) ed EPH (5,3%); nel 2019 erano gli stessi cinque.

La **quantità di energia elettrica incentivata** è risultata nel 2020 pari a poco più di 62 TWh (dato preconsuntivo), cioè circa 1 TWh in meno della quantità incentivata nel 2019; a consuntivo, si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano complessivamente pari a circa 11,5 miliardi di euro.

Coerentemente alla riduzione del fabbisogno, anche il **saldo estero** ha registrato una diminuzione del 15,6%; le importazioni nette, infatti, sono diminuite da 38,2 TWh nel 2019 a 32,2 TWh. Di conseguenza, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è scesa dall'11,9% al 10,6%, un livello mai così basso negli ultimi vent'anni. La diminuzione del saldo estero è dovuta alla riduzione delle importazioni (-9,5%) e al contemporaneo incremento delle esportazioni (+30%). Il calo delle importazioni è probabilmente dovuto al maggior ricorso alla produzione da fonti di generazione rinnovabile. L'incremento delle esportazioni è stato in parte favorito dall'elevata competitività della produzione italiana di solare termico ed eolico.

Nel contesto di un anno interessato dalla pandemia e dalle misure restrittive adottate per il suo contenimento, nel 2020 si è registrato un netto calo della quantità di **energia elettrica scambiata nel Sistema Italia**, pari a 280,2 TWh (-5,3% rispetto al 2019); in particolare, sono risultate significative le riduzioni dei volumi negoziati nel periodo compreso tra marzo e luglio (con una variabilità compresa tra -7% e -17% rispetto ai mesi corrispondenti del 2019). L'aumento delle

esportazioni ha consentito solo un minimo effetto di contenimento. I volumi offerti sono rimasti invece sostanzialmente stabili sul livello del 2019 (453,3 TWh, -0,9%). La quota dei volumi scambiati direttamente in borsa pari a 209,8 TWh (equivalenti al 75% degli scambi totali su MGP) è risultata in aumento del 2,8% rispetto al 2019; tale maggior liquidità è stata sostenuta in vendita dalle esportazioni (+26%) e in acquisto dagli operatori non istituzionali (+2%); in termini percentuali, sono rimasti stabili i volumi dell'Acquirente Unico, pari al 15% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Si è ridotta, pertanto, la quota dei programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (70,3 TWh, -15%)

Il **prezzo medio nazionale di acquisto dell'energia (PUN)** nel 2020 si è attestato al minimo storico di 38,92 €/MWh, in netto ribasso rispetto al 2019 (-25,6%), seppure in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee. Tale calo riflette principalmente la significativa riduzione della domanda e i minori costi della materia prima gas (10,55 €/MWh; -35%). La dinamica è stata omogenea per tutti i gruppi di ore, con un valore medio annuale che si è attestato a 45,11 €/MWh (-24%) nelle ore di picco, a 37,68 €/MWh (-25%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e a 33,22 €/MWh (-29%) nei giorni festivi.

Sul **Mercato a termine**, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2020 sono stati scambiati un totale di 0,8 TWh, in netto calo rispetto all'anno 2019 (-53%). Le quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), hanno oscillato tra 21 €/MWh (maggio) e 54 €/MWh (dicembre). Tale andamento risulta in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si è presentato nei primi quattro mesi dell'anno, in corrispondenza dei primi mesi di pandemia. I volumi complessivamente scambiati nel 2020 sul **Mercato infragiornaliero** (24,9 TWh) risultano in calo rispetto all'anno precedente (-1,5 TWh, -6%); i prezzi registrati sono rimasti fortemente correlati ai valori osservati nel Mercato del Giorno Prima, sebbene rispetto a quest'ultimo si osserva un progressivo aumento della volatilità all'approssimarsi del tempo reale.

Anche nel mercato europeo si è osservato un netto calo delle quotazioni dell'energia elettrica, che ha portato a una convergenza di prezzo tra i vari paesi, favorita dai meccanismi di *coupling*. L'area composta da Francia, Germania e Italia è risultata allineata nel 29% delle ore (+21% rispetto al 2019) mentre si è distinta l'area scandinava. L'Italia ha registrato un differenziale con il resto del continente europeo di circa +5/7 €/MWh, che rappresenta un valore storicamente contenuto. Il prezzo italiano è inoltre risultato più competitivo lungo le frontiere, rispetto al 2019, in un numero elevato di ore; è infatti risultato più basso di quello francese nel 40% delle ore (15% nel 2019), di quello austriaco nel 38% delle ore (13% nel 2019) e di quello sloveno nel 78% delle ore (56% nel 2019). Tali opportunità di prezzo hanno portato a un netto calo delle importazioni (41,9 TWh, -7%) in favore di un aumento ai massimi storici delle esportazioni (8,6 TWh, +26%), in particolare sulle frontiere settentrionali in *coupling* (Francia: 9%, +6%; Austria: 13%, +9%; Slovenia: 43%, +10%).

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori) mostrano che nel 2020 sono stati **venduti nel mercato retail** 241 TWh a circa 37 milioni di clienti, di cui 29,8 milioni domestici e 7,1 milioni non domestici. Rispetto al 2019 il consumo totale di energia elettrica è diminuito quasi del 6%, mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%. La discesa dei consumi è avvenuta interamente a carico del settore non domestico per la contrazione delle attività del settore industriale e più ancora del terziario causata dalle restrizioni imposte per il contenimento della pandemia, mentre i consumi del settore domestico, complice la forzata permanenza nelle abitazioni e al lavoro in gran parte svolto in modalità remota, hanno registrato una significativa crescita. Lo stesso è avvenuto nei punti di prelievo: quelli del settore domestico sono aumentati, mentre nel non domestico sono diminuiti.

Più precisamente, le famiglie hanno acquistato complessivamente 59,8 TWh contro i 58 TWh del 2019, con un aumento, quindi, del 3,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita dell'8,6% (praticamente la stessa riduzione subita dal PIL, che secondo l'Istat è caduto dell'8,9% rispetto al 2019), essendo scesa a 181 TWh dai precedenti 198 TWh.

Nel 2020 il numero di **clienti domestici** è risultato pari a 29,8 milioni, di cui 13,6 serviti nella maggior tutela e 16,2 nel mercato libero. In un contesto di crescita complessiva (+290.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2019), è avvenuto il pieno sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 54,3% contro il 49,3% del 2019. Se si osservano i volumi, poi, il superamento del mercato libero è ancora più netto: nel 2020, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 57%, mentre nel 2019 superava di poco la metà, con il 51,7%. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.886 kWh/anno, contro 2.109 kWh/anno, ma i valori mostrano comunque che i consumi elettrici delle famiglie italiane sono piuttosto contenuti.

I volumi complessivamente venduti in tutela nel 2020 (pari a 35,5 TWh) comprendono anche quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione, per i quali la possibilità di acquistare l'energia elettrica in questo servizio è terminata dal 1° gennaio 2021. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli effettuati dai punti di prelievo non domestici in bassa tensione, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque molto esigua, solo il 14,7%, dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 43% dei punti di prelievo totali). Con 202,4 TWh venduti, nel 2020 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'84% (56,8% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia si è ulteriormente ristretta all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo).

Nel 2020 lo **switching** dei clienti domestici è rimasto molto vivace, come nel 2019, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi; il 13,1% dei clienti domestici – poco meno di 3,9 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 14,2% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 12,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2019 raggiungevano il 15,2% dell'energia prelevata. L'attività di *switching* dei non domestici in bassa tensione nel 2020 ha rallentato, rimanendo comunque su livelli considerevoli: 15,9% in termini di punti di prelievo e 17,1% in termini di volumi, realizzati nell'anno in cui la pandemia ha fortemente ridotto i consumi di energia elettrica della clientela non domestica. Nel corso del 2020, comunque, anche gli altri clienti non domestici hanno mantenuto un discreto tasso di spostamento (16,2% dei clienti allacciati in media tensione e il 16,1% dei clienti in alta o altissima tensione). Complessivamente, nel 2020 hanno cambiato fornitore all'incirca 1,1 milioni di punti di prelievo non domestici (il 15,9%). In termini di volumi sotesi, circa 31,6 TWh, corrispondono al 16,7% 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 un trend 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 è risultata pari a 17,6 per la clientela domestica e a 25,8 per la clientela non domestica. Delle 17,6 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,5 sono acquistabili solo *online*; il loro successo tra le famiglie resta molto limitato, ma cresce: nel 2020 il

7,4% dei clienti (era il 4,4% nel 2019) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'84% 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 solo il 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo: il 31,9% dei clienti ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 65,1% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e l'1,8% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent. L'1,1% dei clienti, infine, ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate. Circa il 22% 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. Nell'*Indagine annuale* sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi è stata ulteriormente approfondita rispetto all'anno precedente. Dai risultati è emersa nei contratti a prezzo fisso, come in passato, una netta preferenza dei clienti sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (39,4%), sia per la partecipazione a un programma di raccolta punti (31,1%). 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%).

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si evince che nel 2020 il livello di **concentrazione del mercato retail** è rimasto sostanzialmente invariato. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 46,9% delle vendite complessive, mentre era al 46,3% nel 2019. L'indice HHI è sceso a 1.446, da 1.464 registrato nel 2019. Il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% è però salito da 2 a 4: al gruppo Enel (quest'anno con una quota del 35,6% che nel 2019 era pari al 36%) e al gruppo Edison (con una quota del 5,9%) si sono aggiunti anche i gruppi A2A (5,5%) ed Hera (5,1%). 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 mostrano una riduzione in quasi tutti i segmenti di mercato e specialmente in quello dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione.

Nel 2020 il **prezzo medio dell'energia elettrica** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti domestici, è stato pari a 18,99 c€/kWh nel servizio di maggior tutela e a 23,47 c€/kWh nel mercato libero. Il mercato libero è risultato quindi più oneroso mediamente del 23,6%. Rispetto al 2019, vi è stato un aumento generalizzato dei differenziali tra i due mercati, che discende dalla loro diversa evoluzione. Il mercato libero presenta valori quasi uguali all'anno precedente, mentre il servizio di maggior tutela subisce una diminuzione media del 20%, che si articola tra il -6% della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) e il -29% della classe più grande (consumi superiori a 15.000 kWh/anno); tali riduzioni riflettono il forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatesi nel 2020, anche in seguito al diffondersi della pandemia. Per contro, il mercato libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura molto ridotta tali riduzioni ai clienti.

Complessivamente, nel 2020 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 30.004, il 95% dei quali legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. I clienti domestici totalizzano il 64,5% degli indennizzi, rispettivamente il 39,5% nel mercato libero e 25% nel mercato tutelato. Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero: nel 2020, infatti, il 58,4% degli indennizzi totali erogati, pari a quasi 1,3 milioni di euro, aveva come destinatari i clienti del mercato libero.

Nell'ambito delle **misure per la promozione effettiva della concorrenza**, in esito alla consultazione, l'Autorità ha adottato la disciplina del **servizio a tutele gradual**, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato. Ciò in quanto la legge italiana ha stabilito che dalla stessa data queste imprese non possono più rifornirsi nel servizio di maggior tutela. La regolazione del servizio per le restanti micro-imprese e per i clienti domestici sarà invece oggetto di successivi interventi regolatori. Il servizio a tutele gradual viene effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all'organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio, dal 1° gennaio 2021 al 30 giugno 2021, nel quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall'Autorità che prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso. A partire dal 1° luglio 2021, l'erogazione del servizio a tutele gradual avviene a opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. Nel 2020 l'Autorità ha adottato le misure necessarie allo svolgimento di tali gare, individuando nove aree territoriali per l'assegnazione del servizio, la cui durata è pari a tre anni (dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024). Inoltre, l'Autorità ha definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio: ovvero un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, cui si aggiunge l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale.

Ancora nell'ambito delle misure per la promozione effettiva della concorrenza, nel febbraio 2019 l'Autorità ha adottato delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di **gruppi di acquisto** rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese assimilate ai clienti finali domestici, ovvero le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³). I gruppi di acquisto sono soggetti associativi costituiti con la finalità di selezionare uno o più venditori per la somministrazione di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali riuniti nel gruppo. L'Autorità pubblica sul proprio sito istituzionale l'elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati). Al **31 dicembre 2020**, risultavano accreditati **12 gruppi di acquisto** per la promozione di offerte commerciali di energia elettrica e gas per i clienti di piccole dimensioni.

Sviluppi nel mercato del gas

Principali novità nella regolazione

Nel novembre 2019 l'Autorità ha approvato i criteri di *Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL)*. Nel giugno 2020, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese

di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, l'Autorità ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per il 2021.

Relativamente all'**accesso alle infrastrutture di GNL**, a marzo 2020 l'Autorità ha modificato la propria regolazione disponendo l'anticipo del termine con il quale possono essere definiti prodotti pluriennali di capacità per un efficiente utilizzo e accesso ai terminali di rigassificazione. Contestualmente l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali superiori a 15 anni, all'introduzione di un prodotto di capacità di rigassificazione (con opzione di rilascio o diritto di recesso e con le relative modalità di allocazione); alla revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità e, infine, all'aggiornamento del prezzo di riserva per l'offerta di capacità per periodi pluriennali. A maggio l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti al riguardo, e nel dicembre 2020 ha introdotto le **modifiche alle regole di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico**, con particolare riferimento alla durata dei conferimenti e alle disposizioni relative al rilascio della capacità. Contestualmente ha adottato delle disposizioni in materia di **conferimento della quota di capacità non oggetto di esenzione dei terminali di rigassificazione**.

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito anche i criteri di *Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025*. Nel luglio 2020 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2021. Le tariffe, tuttavia, hanno ormai un'applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale che assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva. Oltre il 70% della capacità di stoccaggio, 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 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. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nel marzo 2020 sono stati adottati alcuni **correttivi alle formule con cui le imprese di stoccaggio calcolano i prezzi di riserva delle procedure d'asta per il conferimento delle capacità di stoccaggio**. In particolare, è stato aumentato il peso relativo delle quotazioni a termine dei prodotti quotati al PSV (Punto di scambio virtuale), rispetto a quello dei prodotti quotati al TTF (Title Transfer Facility), in ragione della loro aumentata rappresentatività.

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito anche i criteri di *Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale (RTTG) per il quinto periodo 2020-2023 (5PRT)*. Nel maggio 2020 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2020-2023, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021. Nel successivo mese di dicembre l'Autorità ha modificato la RTTG relativamente ai criteri di determinazione e applicazione dei corrispettivi per il servizio di misura. Nel luglio 2020 l'Autorità ha disposto un parziale riconoscimento dei maggiori **oneri sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'approvvigionamento di gas non contabilizzato (GNC)** per gli anni 2018 e 2019. Contestualmente è stato avviato un procedimento per la revisione dei criteri di riconoscimento del GNC per il periodo 2020-2023, che dopo la relativa consultazione, si è concluso nel dicembre 2020, con l'introduzione di un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di

GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno.

Nel dicembre 2019 è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), in vigore nel triennio 2020-2022. Nel dicembre 2020 sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2021. Contestualmente è stato fissato **l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione** da versare alle amministrazioni locali.

In relazione a tematiche relative al **riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura del gas**, nel corso del 2020 sono state avviate due consultazioni: nell'ottobre 2020 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali relativamente ai criteri di incentivazione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione del gas naturale; nel dicembre 2020 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti riguardo ai criteri di dismissione di misuratori tradizionali di classe fino a G6, sostituiti in attuazione delle direttive europee in materia, anche al fine di omogeneizzare i criteri di dismissione tra i misuratori delle diverse classi dimensionali.

In tema di **infrastrutture del gas**, in Italia sono nove le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale (10.286 km) e regionale (24.817 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 92,8% delle reti. A fine 2020 è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP), che trasporta il gas dell'Azerbaijan in Europa, passando per la Turchia e la Grecia. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km, ha una capacità di circa 10 G(m³) all'anno e trasporta il gas prodotto nel giacimento azero di Shah Deniz II. In Italia il terminale di ricezione si trova, come detto, nella località pugliese di Melendugno, in provincia di Lecce. 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 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(m³)/g e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m³). 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(m³) e di circa 26,4 M(m³)/g. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m³)/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(m³)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m³).

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 2019-2020, che si è concluso il 31 marzo 2020, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 18,05 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. La punta nominale

massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 258,4 milioni di metri cubi standard/giorno.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 265.920 km di rete. Nel 2020 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 194 (tre in meno del 2019), di cui 6 molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 41 con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 500.000 e 147 con 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% e nell'ultimo biennio è salita di due punti. Complessivamente i 194 operatori attivi nel 2020 hanno distribuito 30 G(m³), 1.251 milioni di m³ in meno dell'anno precedente, a 24 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.568 concessioni in 7.249 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 2020 si registra un aumento rispetto al 2019 e comunque una quota di rete ispezionata che ha raggiunto il 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 2020 mostra un valore medio nazionale pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2019. Relativamente al numero di dispersioni localizzate nelle reti a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti (per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità) si riscontra una diminuzione 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 2020 sono state realizzate 101 **connessioni con le reti di trasporto**, di cui 89 con condotte in alta pressione e 12 con quelle in media pressione. Mediamente, è stata registrata un'attesa di 77 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 40,1 giorni per quelle in media pressione. L'allungamento dei tempi non risulta particolarmente elevato, in considerazione dell'emergenza sanitaria che ha richiesto numerosi provvedimenti di restrizione alla circolazione delle persone. Metà delle 101 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 45 sulle 89 in alta pressione e 5 sulle 12 realizzate in media pressione). Nel caso delle **reti di distribuzione locale** si è osservata una **lieve diminuzione nel numero di connessioni realizzate**: 106.996 nel 2020, rispetto alle 117.045 del 2019. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (95,9%) e la restante condotte in media pressione. Si è registrato un leggero allungamento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 7,4 a 8,1 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 17,3 a 18,5 giorni lavorativi).

Nel corso del 2020 sono stati adottati provvedimenti funzionali all'applicazione della nuova **disciplina del settlement** approvata nel 2018 ed entrata in vigore il 1° gennaio 2020. Nel corso del 2020 è stata adottata una serie di provvedimenti funzionali all'applicazione della nuova disciplina. Tra l'altro, nel maggio 2020 l'Autorità, alla luce del grado di funzionamento delle sessioni di bilanciamento, ha previsto alcuni interventi urgenti, programmando al contempo la definizione, con successivo provvedimento, di integrazioni alle disposizioni del *settlement* volte a disciplinare, nell'ambito delle ordinarie attività nella responsabilità del Gestore del Sistema Informativo Integrato, la comunicazione delle anomalie rilevate nei prelievi alle imprese di distribuzione, agli Utenti della Distribuzione (UdD) e agli Utenti del Bilanciamento (UdB) ai fini della loro correzione. Nel settembre 2020 sono state approvate integrazioni alla regolazione dell'accesso al servizio di

trasporto, in tema di corrispettivi di scostamento, con l'obiettivo di prevenirne l'eccessiva onerosità in caso di scostamenti ripetuti, in accoglimento delle segnalazioni pervenute sulle criticità derivanti dall'incremento del valore dei suddetti corrispettivi in applicazione della nuova regolazione delle tariffe di trasporto nonché sulle incertezze di stima delle necessità di capacità di trasporto per varie ragioni, a cominciare dai possibili effetti della pandemia di Covid 19. In particolare, è stato previsto che l'ammontare massimo dei corrispettivi di scostamento applicati a un utente presso un punto di riconsegna, con riferimento all'intero anno termico, non possa essere superiore a 1,1 volte l'ammontare annuale del corrispettivo unitario di capacità nel punto di riconsegna stesso, moltiplicato per il massimo scostamento registrato in quel punto nel corso dell'anno termico. Tale disposizione non è stata sottoposta a consultazione preventiva per ragioni di urgenza, ma è stata comunque riconosciuta a tutti i soggetti interessati la possibilità di presentare osservazioni entro il 25 settembre 2020.

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 di servizio in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi. Nel corso del 2020, 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.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In base ai dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2020 il consumo lordo di gas naturale è diminuito di 3,2 G(m³), attestandosi a 71,3 G(m³) dai 74,5 G(m³) del 2019. In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 4,3%. Coerentemente con il calo delle attività economiche causato dalla pandemia di Covid 19, nel 2020 i consumi provenienti dagli usi produttivi hanno registrato un significativo ripiegamento, così come quelli del settore domestico, che sono stati contenuti da un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti. Più in dettaglio, i consumi del settore industriale sono calati del 2,2% e quelli della generazione termoelettrica del 3,1%. Quello del commercio e servizi è il settore che più ha sofferto delle varie misure di contenimento che sono state adottate per rallentare la diffusione del virus, specialmente i comparti legati al turismo (servizi ricettivi e ristorazione) e ai servizi ricreativi, che per molti mesi dell'anno sono stati di fatto bloccati; non sorprende, quindi, che abbia registrato un vero e proprio crollo del 12,1% rispetto al 2019. Per gli stessi motivi, anche i consumi di gas legati ai trasporti hanno evidenziato un pesante cedimento, pari a -15,7%, mentre la perdita nei consumi del settore domestico è quantificabile in un -2,8%.

A fronte dei minori consumi, le **importazioni nette** hanno coerentemente evidenziato un calo del 6,6%. I volumi di gas importato dall'estero si sono, infatti, ridotti di 4,7 G(m³) rispetto al 2019, attestandosi a 66,4 G(m³); le esportazioni sono diminuite di 9 M(m³). Ancora una forte riduzione si è avuta nella **produzione nazionale** (-15,4%), la più elevata dell'ultimo decennio. In compenso, diversamente da quanto è accaduto negli ultimi due anni, i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,1 G(m³) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il ricorso agli stoccaggi. Il livello di **dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è sceso al 93,2%, dopo che nell'anno precedente aveva toccato il valore record del 95,4%. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo netto nel 2020 è risultato pari a 68,5 G(m³), un valore del 4,2% inferiore a quello del 2019.

La riduzione delle importazioni del 2020 non ha avuto un impatto simile in tutti i paesi da cui l'Italia

acquista il gas; infatti, sono cresciuti i volumi di gas provenienti dall'Algeria, dalla Norvegia e dal Qatar, mentre si sono ridotti quelli provenienti da Russia, Libia, Olanda e dal resto del mondo. Nel 2020, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 42,9% (era al 46% nel 2019), mentre la quota dell'Algeria è risalita al 22,8% dal 18,8%. Il terzo paese per importanza è il Qatar, da cui arriva il 10,5% del gas complessivamente importato in Italia (9,2% nel 2019), seguito dalla Norvegia, la cui quota è al 10,4%, e dalla Libia al 6,7%. Il 5,3% delle importazioni italiane nel 2020 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. I gruppi societari che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel, come nel 2019, a cui si è aggiunto Royal Dutch Shell. Insieme hanno importato 51,2 dei 62,4 G(m³) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i quattro gruppi incidono per l'82,4% di tutto il gas approvvigionato. I quattro 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 (82,3%) sostanzialmente analoga a quella del gas approvvigionato. L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2020 sotto il profilo della **vita residua** mostra che il 56,8% scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 59,1% nel 2019) e il 39,8% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una lieve flessione scendendo al 34,3%, mentre nel 2020 è tornata in lieve aumento.

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 cresciuta del 16,9%, avendo raggiunto 385 G(m³). Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 368,4 G(m³), con un incremento del 17,4% rispetto allo stesso dato del 2019. Il **mercato all'ingrosso** ha movimentato 313,1 G(m³) in aumento del 22,3% rispetto al 2019, 55,3 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un calo del 4,7% rispetto al 2019, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 16,6 G(m³), anche questi ultimi in aumento (6,3%). I gruppi industriali che nel 2020 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5, uno in più rispetto al 2019. Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (21,2%), Engie (13,2%), Alpiq (7,7%), Edison (7,1%) ed Enel (6,9%). In questo insieme nel 2019 non c'era Alpiq. I primi tre gruppi coprono insieme il 42,1% della domanda totale, una quota in calo rispetto a quella dello scorso anno (che era 46,8%). Nel 2020 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è aumentato, anche se il volume di gas venduto è cresciuto in misura più che proporzionale. Infatti, 199 venditori (due in più del 2019) hanno venduto complessivamente 57,1 G(m³) in più del 2019; pertanto il volume medio unitario è passato da 1.300 a 1.574 M(m³) nel complesso del mercato, mettendo a segno un'altra notevole crescita, +21,1%, che segue il già ragguardevole +10,6% ottenuto nel 2019. Nel 2020 il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Eni Trading & Shipping ed Engie Global Markets), infatti, è risultata del 29,8%, oltre quattro punti percentuali al di sotto del 34,3% calcolato nel 2019.

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 2020 il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto, attestandosi a 231 unità contro le 226 del 2019. Il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni è rimasto invariato a 137

come nell'anno precedente, però è cresciuto di 6 unità (15%) il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto), passati da 47 a 53 unità. I volumi *over-the-counter* scambiati presso il PSV hanno registrato un aumento del 7%, passando da circa 98 G(m³) a quasi 105 G(m³). Se a questi volumi aggiungiamo quelli con consegna forzata al PSV, la crescita del gas scambiato nel 2020 rispetto al 2019 è valutabile in un 8,8%, considerando che le quantità annue passano da circa 100 a 108,5 G(m³). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato un notevole incremento, +58%. I volumi scambiati in borsa hanno raggiunto i 22 G(m³) dai 13,9 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, cui si è accompagnata una robusta crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house*. Il *churn rate* si è ulteriormente ampliato e ha raggiunto il valore di 3,7 (dal 3,3 del 2019).

Nell'ambito dei **mercati organizzati e gestiti dal GME** è da segnalare che dal 1° gennaio 2020 è stato attivato un **nuovo comparto dell'M-GAS** funzionale all'approvvigionamento da parte dell'RdB (Responsabile del bilanciamento) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema. 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 sull'M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB. All'attivazione di questo nuovo mercato si deve il significativo aumento (+36%) che i volumi scambiati nei mercati del gas gestiti dal GME hanno evidenziato nel 2020 e che complessivamente hanno raggiunto 114 TWh. La maggiore liquidità si è osservata ancora sull'MI-GAS (mercato infragiornaliero) (46,7 TWh; +14%), grazie soprattutto agli scambi tra operatori diversi dall'RdB. Nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 4,4 TWh, perlopiù riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (57% dei volumi). Sono **cresciuti anche i volumi scambiati sull'MGP-GAS** (mercato del giorno prima) (30,1 TWh; +22%), concentrati nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna. Tale crescita è stata supportata anche dalla presenza del servizio di *market making* e dall'introduzione del prodotto *weekend*. Anche su questo mercato, nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 25,7 TWh, in maggior parte riconducibili ad acquisti di Snam Rete Gas (69% dei volumi). Nel 2020 Snam Rete Gas non ha attivato alcuna sessione sull'**MPL** (mercato dei prodotti *locational*), mentre si sono registrate negoziazioni sulla **Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione** (PAR), per un totale di 173 *slot*, riferiti a più prodotti corrispondenti a 22,0 M(m³) liquefatti. Relativamente ai **prodotti negoziati a termine sull'MT-GAS** (mercato a termine), si è osservata una diminuzione degli scambi con 122 abbinamenti, per un totale di 0,6 TWh con consegna nel 2020. Su base annuale, i **prezzi spot** registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione possono essere approssimati a un valore medio di 10,8 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* sui mercati OTC con consegna al PSV (10,55 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS – rispettivamente 10,41 €/MWh per l'MGP-GAS e 10,57 €/MWh per l'MI-GAS – hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV, confermando dal 2019 un differenziale medio tra quest'ultimo e il *System Average Price* (SAP) di -16 c€/MWh. Nel 2020, rispetto al 2019, risultano più contenute le divergenze dei prezzi del comparto MGS rispetto agli altri mercati, tendenzialmente al rialzo nei mesi estivi e al ribasso in quelli invernali.

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale è emerso che nel 2020 sono stati **venduti nel mercato al dettaglio 55,3 G(m³)**, cui vanno aggiunti 190 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 55,5 G(m³), con un calo di 2,8 G(m³) rispetto al 2019. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di

gas pubblicato (sebbene provvisorio) dal Ministero dello sviluppo economico, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 16,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 72,1 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 68,5 G(m³) 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. Il ridimensionamento dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-2,4%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ampia (-4,2%), è legato a un drastico calo dei settori produttivi. Nel 2020 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente (+20 unità attive). Poiché il gas venduto è diminuito e il numero dei venditori è aumentato, il volume medio unitario di vendita si è ridotto in media di oltre 11 M(m³) rispetto al 2019, scendendo da 129,6 a 118,2 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m³). Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 29 su 468, ha venduto nel 2020 oltre 300 M(m³). Complessivamente, le 29 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) coprono l'82,2% 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 cinque posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel, Hera e Iren. Rispetto al 2019, le quote dei gruppi risultano tutte in minimo aumento, con l'eccezione di quelle di Eni e di Iren. La quota di Eni, infatti, diminuisce di un punto percentuale rispetto al 2019, passando dal 19,4% al 18,4%, perché le vendite del gruppo sono cadute di oltre un miliardo di metri cubi (-9,5%). Anche la quota del gruppo Iren è scesa dal 4,7% al 4,6% a causa di una riduzione importante delle vendite, pari a quasi -220 M(m³) (-7,9%). Le quote dei gruppi Edison, Enel ed Hera, invece, sono lievemente cresciute, grazie a un risultato nelle vendite meno negativo: rispetto al 2019, infatti, le variazioni nei quantitativi collocati nel mercato al dettaglio da questi gruppi sono risultati, rispettivamente, pari a -2,6%, -4,3% e -1,7%. Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono leggermente accorciate rispetto al 2019. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison è scesa al di sotto del 5%. Nel 2020 il livello di concentrazione del mercato *retail* è quindi generalmente diminuito. 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. Ciò nonostante, nel 2020 i primi tre gruppi controllano il 43,7%, mentre nel 2019 la quota era pari al 44,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 787, un poco inferiore quindi a quello del 2019, che era pari a 809. 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 2020 sono stati venduti 71,9 G(m³) – di cui 16,6 destinati all'autoconsumo e 55,3 alla vendita – a 21,9 milioni di punti di riconsegna. La pandemia di Covid 19 ha impresso nell'economia italiana un marcato effetto negativo, specialmente nel settore commerciale e dei servizi, molti dei quali sono rimasti sostanzialmente fermi per quasi tutto il 2020. Anche il settore industriale ha subito un pesante rallentamento nei mesi primaverili del primo *lockdown*, salvo poi riprendersi in autunno in modo altrettanto vigoroso. Inoltre, nel 2020 anche il clima non ha favorito i consumi di gas, viste le temperature miti dei mesi invernali. In base a questi elementi si può comprendere come la riduzione del 2,4% osservata nel consumo di gas si sia manifestata in modo molto differenziato tra i settori. I consumi del settore domestico e dei condomini, infatti, sono rimasti sostanzialmente stabili intorno a 17 G(m³), mostrando, anzi, una lieve crescita dello 0,2% rispetto al 2019. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 48,4 a 47,2 G(m³),

registrando quindi un calo complessivo del 2,4%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico), invece, sono diminuiti dell'8,2%, passando da 8,2 a 7,5 G(m³).

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 11% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 37,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 62,8% acquista nel mercato libero. Considerando solo il **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2020 ha raggiunto il 60,9% per le famiglie e l'84% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2019 i valori erano, rispettivamente, del 56% e dell'81,3%. In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 39,6%; nel 2019 tale quota era risultata pari al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018. Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti mostra che il 98,1% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98,4% per le famiglie che acquistano nel servizio di tutela e al 98% per quelle che acquistano nel mercato libero.

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 10,8 per la clientela domestica, a 6,8 per i condomini con uso domestico e a 15,1 per la clientela non domestica. Delle 10,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,6 sono acquistabili solo *online*; l'interesse delle famiglie verso tali le offerte 2020 è cresciuto, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 7,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto proposto attraverso questa modalità. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 73,9% 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 26,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile, riguardanti quindi poco più di un quarto dei clienti domestici, sono di vario tipo, le due più importanti riguardano il 47,3% dei clienti che ha sottoscritto un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela e il 33,6% che ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF (*Title Transfer Facility*). Quote minime di clienti hanno scelto contratti con altre forme di indicizzazione legate ai prezzi del PSV, all'andamento del Brent o a quello dei mercati gestiti dal GME. Il 4,5% 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. Il 32,9% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto.

Nei questionari dell'*Indagine annuale* sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata razionalizzata e ulteriormente approfondita con l'aggiunta di due nuove voci (altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale; una combinazione di servizi aggiuntivi). È stata, inoltre, eliminata la voce "Servizi telefonici personalizzati" che non aveva sostanzialmente mai riscontrato risposte. Poiché nel questionario era richiesto di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai clienti è stato possibile

riattribuire *pro quota* i punti di prelievo ai singoli servizi aggiuntivi. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo (62%) emerge una netta preferenza (35,2%) per i contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (14%) per quelli che offrono un servizio energetico accessorio. Nei clienti con prezzo variabile, invece, coloro che scelgono un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo sono solo il 24,4%; le opzioni più gradite risultano essere quella relativa ai servizi energetici accessori (13,1%) e la partecipazione a un programma punti (6,1%).

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 2020, è risultata complessivamente pari al 10,2%, ovvero al 20,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Rispetto al 2019 le percentuali sono in aumento per i clienti domestici. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (per quanto la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii). Gli usi non domestici (escluse le attività di servizio pubblico) che hanno modificato il proprio fornitore nel 2020 sono stati complessivamente il 12,5% del totale in termini di punti di riconsegna, nonché il 23,8% in termini di volumi, manifestando una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti.

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 33,9 c€/m³. Tale prezzo nel 2019 era pari a 39,2 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia nell'ultimo anno presenta una diminuzione di 5,3 c€/m³. La diminuzione del 13,5% riflette i forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso in seguito alla pandemia di Covid-19 e coinvolge tutte le classi di consumo e per un ammontare abbastanza simile; ciò fa sì che il differenziale di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi mantenga lo stesso livello riscontrato nel 2019 (41 c€/m³). Tale differenziale discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. I clienti domestici, caratterizzati dalla prevalenza di consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato (57,9 c€/m³), mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi complessivi più bassi (rispettivamente 22,6 e 17,4 c€/m³). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

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, mostra che per quanto riguarda i clienti più piccoli (con consumi fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni del decennio il mercato libero presenta prezzi superiori al servizio di tutela. Nel 2020 il divario si è ampliato sensibilmente rispetto all'anno precedente, salendo al 22%, per effetto della diversa evoluzione dei due mercati: mentre nel servizio di tutela vi è stato un calo di prezzo del 16%, nel mercato libero la diminuzione si è limitata al 5%; ciò è facilmente riconducibile al fatto che il libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura più ridotta sui clienti finali il forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso. È appena il caso di precisare che la classe dei clienti con usi domestici che consumano fino a 5.000 m³/anno è la più

rappresentativa, in quanto assorbe l'85% dei consumi complessivi delle famiglie e dei condomini.

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 14,82 e 27,24 giorni solari, largamente 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 7,79 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 32,1 giorni solari, ma il numero di rettifiche di fatturazione è estremamente contenuto e in diminuzione rispetto agli anni scorsi. Nell'insieme, per il 2020 le imprese di vendita che servono i mercati tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto 172.004 reclami scritti, 121.054 richieste di informazione, 16.487 rettifiche di fatturazione e 849 rettifiche di doppia fatturazione. Nel 2020, 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 17.027; di questi, l'89% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte 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 760.000 euro.

La protezione dei consumatori e l'attività di risoluzione delle controversie nel settore del gas sono comuni, nel senso di regolate in modo unitario, a quelle nel settore dell'energia elettrica. Pertanto, su questo si rimanda a quanto già detto sul sistema di tutele nell'ambito degli sviluppi del settore elettrico.

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 2020, ammontano a 480.475 (valore che include anche le chiamate relative al settore idrico), in leggero calo (-0,5%) rispetto al 2019; di queste, 443.146 sono state gestite e 37.329 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2019, sono aumentati leggermente sia il tempo medio di attesa (174 secondi contro 149) sia il tempo medio di conversazione (227 secondi contro 200). Il 91% delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas. Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2020 ha ricevuto 13.486 domande, oltre la metà delle quali è riconducibile a due soli argomenti: la "fatturazione" (30%), per la quale la maggioranza delle richieste riguarda "consumi stimati errati", e il "mercato" (22%). 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 2020 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 12%, per un totale di 32.271 casi. Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.464 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è

risolta con il primo reclamo), per i quali ha provveduto a informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione dell'Autorità o 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 9.265 richieste di attivazione di procedure risolutive, in lieve aumento rispetto al 2019 (+1%).

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 2020 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 16.270 domande, 1.805 in più dell'anno precedente. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2020 conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 54% delle richieste presentate (10.054 domande, circa 1900 in più del 2019); segue il settore del gas, con il 26% (4.794 domande). In crescita anche il peso percentuale dei clienti *dual fuel* (1.330 domande, 7%), mentre risultano in calo i *prosumer* (95 domande, 0,5%). Relativamente alle procedure concluse con accordo, nel 2020 il valore della controversia è stato dichiarato dall'attivante nel 53% dei casi; di questi, il 54% si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'87% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim*). Al netto delle procedure rinunciate (pari a circa l'1,5% delle domande ammesse), il tasso di accordo su procedure avviate e concluse nel 2020 è pari al 71% del totale, in aumento del 2% rispetto al 2019. Per chiudere una procedura, le parti hanno impiegato in media 62 giorni. Il 72% delle procedure si è concluso con uno o due incontri. Gli accordi sottoscritti dinanzi al Servizio conciliazione, relativi a procedure attivate e concluse nel 2020, hanno prodotto circa 12,9 milioni di euro di compensazioni.

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 2020, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 25 organismi ADR. Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 18 sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità. Le

informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese dalle 1.412 del 2019 alle 1.084 del 2020; tale dato risente anche del fatto che 4 organismi non hanno ricevuto domande, 2 dei quali per problematiche relative alla pandemia, altri 2 perché iscritti da poco all'elenco dell'Autorità. Oltre la metà delle domande 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**. Nel marzo 2020 l'Autorità ha adottato delle 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.

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, il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124 ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus devono essere riconosciuti automaticamente agli aventi diritto (che sono i soggetti il cui ISEE⁸ 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 e nel giugno 2020 ha delineato i propri orientamenti in merito alle possibili modalità applicative del sistema di riconoscimento automatico dei bonus. 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 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 quanto 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 2020 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è stato così ripartito: 854.900 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico, e di queste 805.303 per disagio economico e 41.046 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 135,5 milioni di euro. Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2020 sono risultate in numero sostanzialmente coincidente con quello dell'anno precedente. Gli oneri connessi all'erogazione del

⁸ 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).

bonus elettrico per disagio economico e fisico fanno parte degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite una specifica componente tariffaria pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Al 31 dicembre 2010, le famiglie che usufruivano del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico erano 543.963, con una diminuzione del 2,6% (circa 15.000 nuclei) rispetto al 2019. In totale, i nuclei familiari che hanno beneficiato dell'agevolazione almeno una volta dalla sua entrata in vigore sono stati più di 2 milioni. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore gas nel 2020 è stato pari a circa 76,2 milioni di euro. 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 apposite componenti, 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.

Nel 2020, infine, l'Autorità ha introdotto molteplici interventi mirati ad aumentare l'adeguatezza tecnologica e la fruibilità sia del **Portale Consumi**, nel quale i consumatori possono trovare, con modalità semplice, sicura e gratuita, i dati relativi ai propri consumi storici, riportati in documenti di sintesi, tabelle numeriche e grafici, nonché le principali informazioni tecniche e contrattuali, sia del **Portale Offerte**.

Al 31 dicembre 2020 le offerte presenti nel database del Portale Offerte sono risultate complessivamente 5.015, di cui 2.938 di mercato libero e 2.077 offerte PLACET. Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.696 offerte, per quello del gas naturale 2.245; le offerte *dual fuel* erano 74. Per il settore elettrico, il 62,9% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 55,2%; per il settore del gas naturale si rileva la prevalenza di offerte a prezzo fisso sia per i clienti domestici, pari al 57,5%, sia per i clienti non domestici, con il 50,5%.

2.1.2 Rapporto sull'attuazione del *Clean Energy Package*

Il 29 ottobre 2020 il Senato ha approvato il disegno di legge "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2019", che, al termine dell'iter parlamentare, è stato pubblicato come **legge 22 aprile 2021, n. 53 (Legge di delegazione europea 2019- 2020;** in proposito si veda anche più avanti nel testo). Per quanto riguarda il settore energia, il provvedimento definisce 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).

La scadenza prevista per il recepimento della direttiva rinnovabili è il 30 giugno 2021, quella della direttiva elettrica il 1° gennaio 2021, mentre il regolamento elettrico, le cui norme sono già entrate in vigore dal 1° gennaio 2020, richiede che siano adeguati alcuni aspetti della normativa nazionale.

Il 21 gennaio 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* dello scorso anno (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.

Per raggiungere gli obiettivi del PNIEC e nel contesto del futuro sviluppo del settore dell'idrogeno a livello europeo, il Governo italiano ha presentato a dicembre 2020 le **Linee guida preliminari della Strategia nazionale sull'idrogeno**. Tale strategia ha lo scopo di promuovere la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili, in particolare tramite elettrolizzatori, portando benefici in tutta la filiera ed effetti positivi sulla crescita dell'economia. La prima fase della strategia ha fissato precisi obiettivi al 2030 e si focalizza sui settori in cui è possibile produrre e utilizzare l'idrogeno localmente, a partire dagli impianti esistenti. Inoltre, si prevede anche di facilitare l'impiego dell'idrogeno in nuove applicazioni, in particolare nel trasporto ferroviario, grazie alla sostituzione dei treni diesel nelle tratte non elettrificabili.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 *Unbundling*

L'Autorità ha rinnovato nel 2015⁹ le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tra le novità introdotte dal TIUF, in vigore dall'1 gennaio 2016, vi è l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nell'ottobre 2020 l'Autorità ha intimato¹⁰ a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF a carico delle imprese soggette agli obblighi di separazione funzionale. In dettaglio, l'Autorità ha richiesto alle imprese elencate di trasmettere i dati e le informazioni, relativi al 2019, previsti dalle rilevazioni in materia di separazione funzionale e, in particolare, il "Programma di adempimenti" che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa.

3.1.2 Estensione delle reti e ottimizzazione

In Italia, la **trasmissione elettrica** avviene per mezzo di circa 73.600 km di linee e circuiti elettrici e di circa 900 stazioni di smistamento. 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 Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹, oltre alla quale vi è solo Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, con il 5,122%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

Nel 2020 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono rimaste le stesse 11 dell'anno precedente. Fino al 2018 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, erano presenti nella trasmissione elettrica: Megareti (ex Agsm Distribuzione, che ha incorporato Agsm Trasmissione) del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission, che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige, Arvedi Trasmissione, che opera nella zona di Cremona,

⁹ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com che ha sostituito la previgente delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

¹⁰ Delibera 27 ottobre 2020, 416/2020/E/com.

¹¹ CDP Reti SpA è un veicolo di investimento, costituito nel mese di ottobre 2012, il cui 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.

Seasm del gruppo A2A, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale¹², la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*).

Dal 2019 si sono aggiunte altre due imprese: Terna Crna Gora e Monita Interconnector. Entrambe queste società sono controllate al 100% da Terna e sono state costituite per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro, che è entrato in esercizio il 28 dicembre 2019 e sul quale il Ministero per lo sviluppo economico ha concesso¹³ l'esenzione dell'accesso a terzi su una parte della capacità che è riservata agli energivori in base al meccanismo dell'*interconnector*. Più precisamente, l'esenzione è stata richiesta e concessa per 200 MW a Monita Interconnector.; poi, al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano sarà trasferita a Terna.

Considerando quindi gli *asset* di tutte le società appartenenti al gruppo societario, nel 2020 il gruppo Terna possedeva 73.351 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 903 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Al 31 dicembre 2020 risultavano iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità 126 imprese della **distribuzione elettrica** (una in meno del 2019), 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): 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 1.276.000 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione. Nel 2020 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 3.000 km, divisi equamente tra le reti in bassa tensione e quelle in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono rimaste invariate. La società e-distribuzione (gruppo Enel) è il primo operatore, con la quota dominante dell'85,3% dell'energia distribuita. Seguono, nello stesso ordine del 2019: Unareti (gruppo A2A) con il 3,9%, Areti (gruppo Acea) con il 3,6%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,3%, Edyna (gruppo Alperia) con l'1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

3.1.3 Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Consultazione dello schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2020

Sulla base delle disposizioni vigenti¹⁴, l'Autorità nel periodo maggio-luglio 2020 ha svolto la

¹² Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

¹³ Con il decreto direttoriale 5 settembre 2019, n. 290/ML/7/2019.

¹⁴ Decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel.

consultazione sullo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione¹⁵. Contestualmente all'avvio della consultazione sono stati pubblicati i contenuti del Piano (documento principale di Piano, allegati con schede sull'avanzamento dei progetti dei piani precedenti corredate dalle analisi costi benefici, tabella di sintesi, allegato metodologico, documento di descrizione degli scenari e dati di scenario, informazioni fornite dai promotori di *merchant line*) e il *format* per l'invio delle osservazioni. Considerati i vincoli imposti dalle disposizioni per la limitazione della diffusione del Covid 19, l'Autorità ha cercato di assicurare la massima partecipazione durante il processo di consultazione e di garantire un'opportunità di confronto tra il gestore della rete e i soggetti interessati, richiedendo a Terna di rendere disponibile una presentazione addizionale sui principali contenuti del Piano.

Come di consueto, i soggetti interessati hanno avuto la possibilità di far pervenire a Terna quesiti specifici sullo schema di Piano decennale. Il 15 giugno Terna ha organizzato un *webinar* pubblico sul Piano di sviluppo 2020, in cui ha fornito risposte ai quesiti presentati.

Valutazione degli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2019 e 2020

Nel dicembre 2020 l'Autorità ha espresso¹⁶ la propria valutazione sugli schemi di Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2019 e 2020.

In particolare, l'Autorità ha espresso parere favorevole a interventi per i quali erano stati previsti approfondimenti o espresse riserve nei pareri dell'Autorità su precedenti schemi di Piano:

- intervento di interconnessione 220 kV Italia-Austria (codice 204-P);
- intervento HVDC Centro Sud-Centro Nord (codice 436-P), chiedendo che nei prossimi Piani di sviluppo sia anticipata la data di entrata in esercizio, attualmente prevista al 2030;
- intervento HVDC Sicilia-Sardegna, parte del progetto codice 723-P.

L'Autorità ha anche richiesto che:

- l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P, sia separato dal primo polo e posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale;
- il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I, sia posto "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale.

Inoltre, l'Autorità ha rilasciato il nulla osta all'approvazione degli schemi di Piano 2019 e 2020 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a esclusione dei due progetti sopra indicati e a ulteriore condizione che:

- per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei, che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di

¹⁵ Consultazione avviata con comunicato Autorità del 7 maggio e conclusa il 7 luglio 2020.

¹⁶ Parere 22 dicembre 2020, 574/2020/R/eel.

innovazione per il sistema europeo;

- la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
- l'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P, sia separato dall'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Sardegna e sia oggetto di approfondimenti, a valle di un'analisi da effettuare da parte di Terna entro il 30 aprile 2021, senza pregiudizio per l'avvio o la prosecuzione dei procedimenti autorizzativi previsti, anche in virtù delle semplificazioni introdotte dalla legge 11 settembre 2020, n. 120¹⁷.

Infine, sempre a dicembre 2020, l'Autorità:

- ha espresso valutazione negativa sulla metodologia per il calcolo del beneficio B13 (resilienza), come proposto nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2019, e sulle metodologie per il calcolo dei benefici B20 (anticipo sulla fruizione dei benefici) e B21 (*visual amenity* preservata/restituata), come proposte nell'allegato metodologico allo schema di Piano 2020 e ha stabilito di richiedere a Terna di aggiornare o rimuovere tali categorie di beneficio nei futuri Piani di sviluppo;
- segnalato nuovamente l'importanza della definizione di scenari di sviluppo coerenti e di natura cross-settoriale per i futuri Piani di sviluppo nei settori della trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;
- ha previsto che Snam Rete Gas e Terna rendessero pubblico l'aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari, da applicare nei Piani 2021 di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale e di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, entro il 31 gennaio 2021.

Unificazione e ampliamento della rete di trasmissione nazionale

In relazione a quanto previsto¹⁸ nel dicembre 2019 in materia di premialità per la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale, nel settembre 2020 l'Autorità ha illustrato¹⁹ i propri orientamenti finali in materia di aggiornamento della remunerazione dei costi relativi alle reti dei proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale, al fine di garantirne la piena coerenza con il costo efficiente delle infrastrutture sottostanti. Nella consultazione è stata presentata la proposta metodologica di Terna per l'identificazione dei parametri funzionali al calcolo della remunerazione (aggiornata) dei titolari terzi. Nel dicembre 2020 l'Autorità ha espresso²⁰ al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole in merito all'inclusione nell'ambito della rete della trasmissione nazionale della *merchant line* a 150 kV Tirano (IT) - Campocologno (CH).

¹⁷ Conversione del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76.

¹⁸ Delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

¹⁹ Documento per la consultazione 15 settembre 2020, 336/2020/R/eel.

²⁰ Parere 22 dicembre 2020, 575/2020/R/eel.

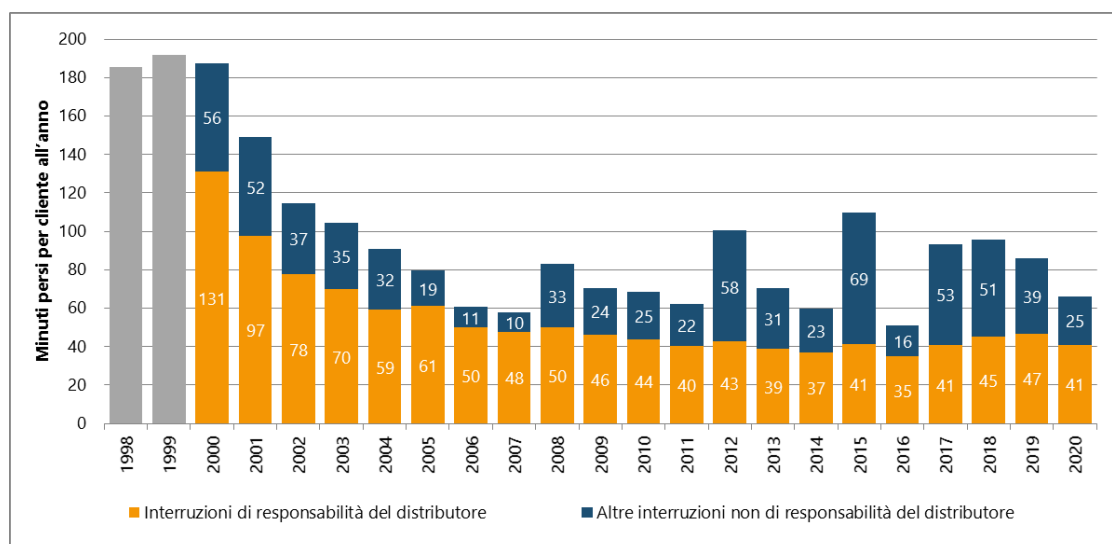
Qualità della distribuzione dell'energia elettrica: durata e numero di interruzioni

Nel 2020 si registra un deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019; in termini di continuità del servizio, il 2020 presenta delle similitudini, con il 2016, anno in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali non ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Analizzando in dettaglio gli indicatori, la durata delle interruzioni senza preavviso 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) si attesta a 2,06 interruzioni per cliente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2). Nel calcolo di tali valori sono escluse:

- le interruzioni che hanno avuto origine sulla Rete di Trasmissione Nazionale e sulla rete in alta tensione;
- le interruzioni eccezionali, avvenute in periodi di condizioni perturbate (identificate in base a un metodo statistico);
- le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

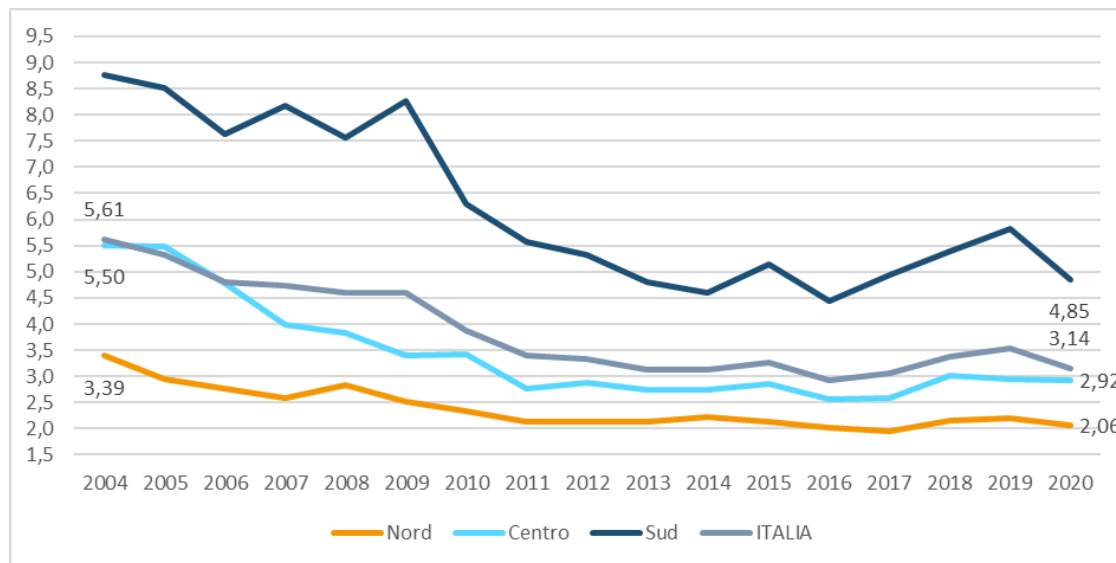
Figura 3.1 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione^(A)



(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). I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Figura 3.2 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici. I valori per l'anno 2020 sono ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE)*²¹ attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, fissa standard specifici per le connessioni con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la disciplina prevede:

- un tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT pari a 20 giorni lavorativi e sulla rete MT pari a 40 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici pari a 15 giorni lavorativi per la rete BT e 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di attivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale pari a 5 giorni lavorativi per la rete BT e 7 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

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 clienti²². I valori relativi alle

²¹ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

²² Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, SET Distribuzione e Unareti) hanno trasmesso all'Autorità le informazioni, con riferimento all'anno 2020, relative alle

connessioni degli utenti passivi, infine, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle richieste di connessione in alta o altissima tensione, nell'anno 2020 Terna ha ricevuto 1.420 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 104,4 GW e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 657 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 39,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 105 giorni lavorativi. In corso d'anno sono stati accettati 426 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 24,6 GW. Per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 28 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), che è stata accettata dal richiedente, ma al 31 dicembre 2020 la corrispondente connessione non era stata ancora realizzata né attivata.

Sempre riguardo alle richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti di alta tensione, lo scorso anno l'unica impresa distributrice che ne ha ricevute è stata e-distribuzione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto un totale di 235 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 4,7 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 136 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 3,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 50 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, nel corso dell'anno ne sono stati accettati 83, corrispondenti a una potenza di poco più di 2,1 GW; per uno solo di questi, corrispondente a una potenza di 13 MW, è stata presentata la richiesta di STMD che, tuttavia, non è stata resa disponibile entro il 31 dicembre 2020. Pertanto, nel 2020 le imprese di distribuzione non hanno effettuato alcuna connessione in alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta di allacciamento nell'anno.

Per quanto concerne le richieste di connessione attive alle reti in media e in bassa tensione, nel 2020 le imprese distributrici²³ hanno ricevuto poco più di 72.600 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 9,4 GW, in relazione alle quali, nell'anno hanno messo a disposizione poco più di 67.400 preventivi, per una potenza totale di circa 6,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 30 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 55 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco più di 62.400 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati in corso d'anno, per una potenza totale di poco inferiore a 3,2 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2020, sono state realizzate nell'anno poco più di 41.600 connessioni, corrispondenti a poco meno di 0,4 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

²³ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

- 19 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²⁴;
- 56 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁵,

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 8 giorni lavorativi.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tavola 3.1), i dati raccolti mostrano che nel 2020 sono state effettuate 182.600 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 8,1 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è stato di 5,6 giorni lavorativi. Un po' più lungo, e pari a 16,3 giorni lavorativi, è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

Tavola 3.1 Connessioni degli utenti passivi con le reti di distribuzione

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)	
	2019	2020	2019	2020
Bassa tensione	231.597	181.423	6,6	5,6
Media tensione	1.409	1.159	12,3	16,3
TOTALE	233.006	182.582	7,9	8,1

(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, com'era logico attendersi, i dati evidenziano un numero di richieste assai minore rispetto al 2019 (allora furono il 21,6% in più) e anche un peggioramento dei tempi di allacciamento nella media tensione: nel 2019 per ottenere una connessione passiva su tale rete erano necessari mediamente 12,37 giorni lavorativi, mentre nel 2020 si è registrato un allungamento di 4 giorni lavorativi, il 32% di tempo in più. Questi andamenti sono in larga misura spiegabili con le vicende legate alla pandemia di Covid 19 che ha ridotto il livello di attività economica e reso gli spostamenti difficili per molti mesi. 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.

Ciascun distributore ha effettuato in media 1.449 connessioni nel corso del 2020. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (44 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.277. Nel 2020 Terna non ha connesso in alta e altissima tensione nessun nuovo cliente passivo.

²⁴ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

²⁵ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

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

Tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha approvato²⁶ la regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per gli anni 2020-2023 (NPR2²⁷). 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 2020 sono state determinate²⁸ le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2021.

Completamento della riforma delle tariffe per i clienti domestici

Nel dicembre 2019 l'Autorità ha constatato²⁹ l'assenza di ulteriori impedimenti a procedere con il completamento della riforma dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici, avviata³⁰ il 1° gennaio 2017, e ha quindi disposto che a partire dal 1° gennaio 2020 venga applicata un'unica aliquota per tutti i livelli di consumo, in relazione a tutti gli elementi delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} ³¹.

Disciplina delle perdite di rete commerciali

Nel giugno 2020 l'Autorità ha illustrato³² le proposte per il perfezionamento della disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica. Tale disciplina³³ ha introdotto, a partire dal 2016, una differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale –perdite che non dipendono da criticità delle reti, bensì da altri fattori quali i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati ecc. – e previsto un processo di contenimento delle medesime perdite, secondo tassi di miglioramento differenziati per macro-zona (Nord, Centro e Sud), stabilendo, al contempo, la possibilità di attenuare, in talune circostanze, tale processo di contenimento.

Partendo da un'analisi dei risultati del quadriennio 2015-2018, che ha evidenziato una progressiva riduzione delle perdite nel corso degli anni, ma anche il permanere di un'apprezzabile variabilità territoriale di tali risultati, l'Autorità ha proposto di:

- rivedere i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali, al fine di tenere conto

²⁶ Delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

²⁷ Viene indicato con NPR2 il periodo di regolazione 1 gennaio 2020 – 31 dicembre 2023.

²⁸ Delibera 22 dicembre 2020, 564/2020/R/eel.

²⁹ Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/com.

³⁰ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/ eel.

³¹ A_{SOS} è la componente tariffaria necessaria a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, A_{RIM} è la componente tariffaria destinata a coprire gli oneri generali rimanenti.

³² Documento per la consultazione 9 giugno 2020, 209/2020/R/eel,

³³ Delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel.

dell'applicazione dei tassi di miglioramento nel triennio 2016-2018;

- confermare anche per il triennio 2019-2021 il processo di contenimento delle perdite commerciali;
- semplificare il meccanismo di attenuazione del suddetto processo di contenimento, prevedendo di riconoscere l'attenuazione nei casi in cui l'applicazione della traiettoria di riduzione delle perdite commerciali fosse risultata, per ragioni estranee alla sfera di azione dell'impresa distributrice, particolarmente penalizzante.

Alla luce della rilevanza del fenomeno dei prelievi fraudolenti in talune aree geografiche, l'Autorità ha anche proposto l'introduzione di un meccanismo per accertare e riconoscere alle imprese distributrici che lo richiedano l'ammontare dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", cioè quei prelievi illeciti per cui risulti materialmente impossibile per l'impresa distributrice individuare i soggetti responsabili e/o procedere all'interruzione della condotta illecita. Tale meccanismo sarebbe, quindi, circoscritto ai prelievi fraudolenti riconducibili alle seguenti fattispecie:

- casi per i quali l'interruzione della fornitura può determinare problemi di ordine pubblico ovvero per l'incolumità delle persone presenti *in loco* ovvero in cui verrebbe messa a rischio la sicurezza degli operatori preposti a eseguire l'intervento di disalimentazione e per i quali sussiste formale denuncia dell'impresa distributrice alle autorità competenti;
- casi di utenze relative a stabili occupati abusivamente per i quali sussistono atti di autorità pubbliche che impediscono l'interruzione della fornitura.

In esito al processo di consultazione, nel novembre 2020 sono state definite³⁴ le modifiche alla disciplina. Il provvedimento stabilisce i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite di natura commerciale da applicare all'energia elettrica a fini perequativi per gli anni 2019-2021, prevedendo una riduzione del livello base di tali fattori 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 standard³⁵ 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%. Contrariamente a quanto prospettato inizialmente, non è stato previsto un ulteriore contenimento delle perdite commerciali riconosciute alle imprese distributrici, in considerazione di quanto emerso in consultazione, nonché delle criticità connesse all'emergenza pandemica da Covid 19; conseguentemente, non è stato necessario introdurre le misure di attenuazione prospettate.

Per contro, la nuova disciplina modifica anche le modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione riconosciuto a ciascuna impresa distributrice ai sensi del Testo integrato vendita (TIV), al fine di sterilizzare alcuni effetti distorsivi emersi nel triennio 2016-2018 e generati dall'articolazione per fasce orarie del prezzo utilizzato per la determinazione di tale ammontare. L'ammontare di perequazione, a partire dal 2019, è pertanto calcolato come il minimo tra:

- la differenza (in kWh) tra le perdite effettive e quelle riconosciute convenzionalmente, valorizzata al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela (differenziato per fascia e per mese) e
- la differenza (tra perdite effettive e riconosciute) valorizzata al prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela.

³⁴ Delibera 10 novembre 2020, 449/2020/R/eel.

³⁵ Tabella 4 del Testo integrato *settlement* (TIS).

Infine, la nuova disciplina conferma la possibilità per le imprese distributrici di ottenere, nell'ambito di procedimenti individuali aventi a oggetto l'intero triennio 2019-2021, un riconoscimento per i prelievi fraudolenti "non recuperabili", ma esclusivamente nel caso che gli stessi si dovessero manifestare con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente nella macrozona o nell'insieme di macro-zone in cui insiste il territorio di competenza dell'impresa distributtrice richiedente.

Reintegro degli oneri per la mancata corresponsione delle tariffe di rete

A novembre 2020 l'Autorità ha introdotto³⁶ 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 tipo³⁷ 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, corrispettivi per prelievi di energia reattiva, componenti tariffarie a copertura di meccanismi perequativi e di promozione della qualità del servizio, nonché di contributi per prestazioni specifiche.

È stato inoltre previsto che:

- sia applicata una franchigia pari al 10% dell'ammontare complessivo dei crediti inesigibili per servizi di rete;
- le istanze di partecipazione al meccanismo siano accompagnate da una relazione di una società di revisione legale, che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società e di coerenza con i dati nei conti annuali separati redatti ai sensi del Testo integrato dell'*unbundling* contabile (TIUC);
- le istanze possano riguardare i crediti maturati nel quadriennio 2016-2019.

Per gli anni successivi al 2019 verrà definita una nuova procedura con applicazione annuale che assicuri pieno coordinamento con le disposizioni³⁸ varate nel 2018 per i crediti inesigibili relativi agli oneri generali di sistema.

Stato dell'incentivazione alle fonti rinnovabili e assimilate

Gli oneri posti in capo al conto A₃ di competenza dell'anno 2020, in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, hanno subito un significativo incremento rispetto a quanto registrato nell'anno precedente, come evidenziato nella Tavola 3.2.

Tale incremento è in buona parte riconducibile agli effetti della significativa riduzione del PUN

³⁶ Delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel.

³⁷ Delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel.

³⁸ Delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel.

registrata nei primi mesi dell'anno in relazione all'emergenza Covid 19 che ha colpito l'Italia. La riduzione del PUN ha, infatti, un effetto di segno opposto sugli oneri in capo al conto A₃ di competenza sia del medesimo anno sia, in prospettiva, per l'anno successivo, relativamente al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi, per i quali l'onere da sostenere in un anno risente della media del PUN registrata nell'anno precedente.

Tavola 3.2 Dettaglio degli oneri in capo al conto A₃

Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2019		2020	
	VALORE	QUOTA	VALORE	QUOTA
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 ^(A)	21	0,18%	0	0,00%
Ritiro certificati verdi	6	0,05%	6	0,05%
Conversione CV in incentivi	2.614	22,88%	2.613	21,84%
Fotovoltaico	5.924	51,85%	6.145	51,36%
Ritiro dedicato	28	0,25%	72	0,61%
Tariffa omnicomprensiva	1.908	16,70%	2.065	17,26%
Scambio sul posto	136	1,19%	164	1,37%
Incentivi amministrati FER	561	4,91%	677	5,65%
Altro	4	0,03%	3	0,03%
TOTALE RINNOVABILI	11.202	98,04%	11.745	98,17%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	168	1,47%	144	1,20%
Oneri CO ₂ assimilate	49	0,43%	75	0,63%
Copertura certificati verdi assimilate	7	0,06%	0	0,00%
Risoluzione CIP6	0	0,00%	0	0,00%
TOTALE ASSIMILATE	224	1,96%	219	1,83%
TOTALE ONERI A₃	11.426	100,00%	11.964	100,00%

(A) È inclusa anche l'energia prodotta dalla quota non biodegradabile dei rifiuti.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

All'aggravamento del fabbisogno degli oneri, si è aggiunto l'effetto di un peggioramento dei flussi di cassa in entrata del conto A₃, per la contrazione dei prelievi di energia elettrica. Per quasi tutto l'anno 2020, pertanto, l'Autorità non ha modificato il livello della componente tariffaria A_{SOS} (e, nel complesso, degli oneri generali di sistema del settore elettrico). Solo nell'aggiornamento tariffario del quarto trimestre del 2020 l'Autorità ha effettuato³⁹ un primo adeguamento al rialzo della componente tariffaria A_{SOS}, controbilanciato, tuttavia, da un'equivalente riduzione dell'elemento A_{4RIM} della componente tariffaria A_{RIM}.

3.1.5 Regolazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Progetti pilota avviati per aprire il mercato del servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica, alla produzione da fonti rinnovabili di unità non abilitate nonché ai sistemi di accumulo

Nelle more della riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, che deve essere

³⁹ Delibera 29 settembre 2020, 349/2020/R/com.

definita in coerenza con la normativa europea, proseguono i progetti pilota avviati⁴⁰ nel 2017 e finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma stessa e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento da fonti rinnovabili generate da unità di produzione non abilitate, fermo restando il principio della neutralità tecnologica.

Tra tali progetti, rientra il progetto pilota UVAM (Unità virtuali abilitate miste), approvato⁴¹ nell'agosto del 2018 e iniziato a novembre dello stesso anno. Esso consente la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) di unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) e/o di consumo precedentemente non abilitate, anche su base aggregata, ai fini della fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e per il bilanciamento. Più in dettaglio, le UVAM devono avere una capacità di modulazione almeno pari a 1 MW e possono essere di due tipi:

- UVAM-A, caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti e/o di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo (purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA), sia di unità di consumo;
- UVAM-B, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate, aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

I servizi resi dalle UVAM sono remunerati, in alternativa:

- tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo (*pay as bid*) offerto dal *Balance Service Provider* (BSP) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire sull'MSD e percepiscono due corrispettivi:
 - un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità giornaliera) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità giornaliera), erogato con riferimento ai giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta;
 - un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* inizialmente definito in 400 €/MWh), riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Nel maggio 2020 l'Autorità ha approvato⁴² le modifiche al regolamento UVAM, predisposte da Terna e funzionali a consentire la partecipazione all'MSD anche a unità di produzione e/o di consumo sottese a punti non trattati su base oraria ai fini del *settlement* (punti con potenza disponibile in immissione e/o in prelievo non superiore a 55 kW per i quali non è ancora stato attivato il trattamento dei dati di misura su base oraria ai fini del *settlement*), purché dotati di un'apparecchiatura di misura che consenta all'impresa distributrice competente di rilevare il dato di misura orario (pur non validato e non utilizzato ai fini del *settlement*).

⁴⁰ Delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

⁴¹ Delibera 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel.

⁴² Delibera 5 maggio 2020, 153/2020/R/eel.

3.1.6 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).

3.1.7 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).

3.1.8 Implementazione dei Codici di Rete e delle linee guida

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

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

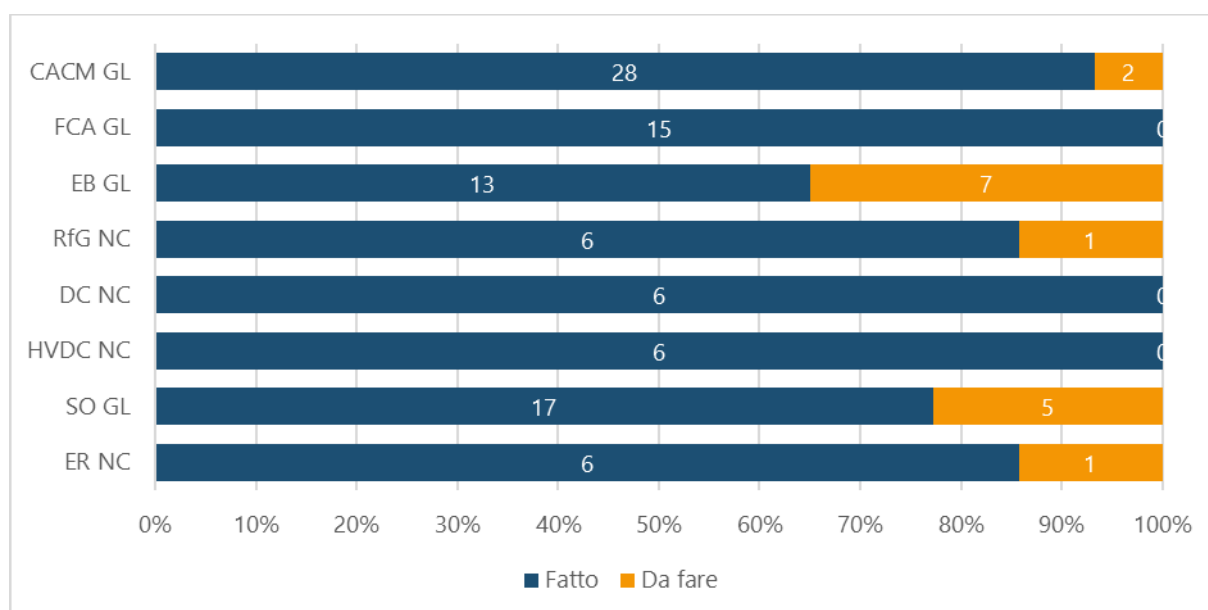
Fonte: ARERA.

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 2020. Risulta evidente come lo stato di implementazione sia sostanzialmente differente per i vari regolamenti. Dal lato del mercato, la maggior parte del lavoro riguarda il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, per il quale a fine 2019 risultavano approvate solo due metodologie e ne restavano pendenti ancora 35, tre delle quali comunque approvate da ACER a inizio 2020. Dal lato della gestione della rete, il percorso del regolamento SO GL è circa a metà del suo iter, mentre il percorso del regolamento ER NC è ormai pressoché concluso. Dal lato dei codici di connessione, l'implementazione è invece praticamente terminata: mancherebbe, infatti, solo la metodologia con i criteri dell'analisi costi/benefici per il *retrofitting* degli impianti esistenti, che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare delle misure in tal senso. Le principali attività ancora da completare riguardano il regolamento di mercato EB GL (con sette metodologie ancora da approvare) e il regolamento di gestione rete SO GL (con cinque metodologie ancora da approvare, di cui una finalizzata a inizio 2021). Per gli altri codici il percorso di implementazione è ormai pressoché concluso: mancano, infatti, due metodologie di mercato relative al regolamento CACM GL, 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 delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia



Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato: alcuni documenti hanno

valenza paneuropea, mentre altri coinvolgono un perimetro ristretto o il solo perimetro nazionale. Le metodologie europee sono approvate direttamente da ACER, previo parere positivo espresso dal BoR (*Board of Regulators*) con maggioranza qualificata dei due terzi: è quindi possibile adottare metodologie anche in presenza di opinioni contrarie di un ristretto gruppo di regolatori.

Le metodologie con valenza regionale sono approvate direttamente dalle competenti autorità di regolazione. A questo proposito, 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 segue inoltre gli 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*. Con riferimento alle CCR di competenza italiana, dal 2017 sono attive piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* – e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum*), nell'ambito delle quali sono assunte le decisioni in merito alle metodologie di competenza di queste regioni. Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che sono quindi valutate nell'ambito dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tale proposito l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*: per questo perimetro non è prevista una piattaforma di cooperazione *ad hoc*, ma di volta in volta si attivano specifiche forme di coordinamento fra le autorità di regolazione. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche, fino a perimetri coincidenti alle aree sincrone. Anche in questo caso la modalità di cooperazione (al netto delle CCR per cui si utilizzano i forum regionali) è definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

A livello regionale è richiesta l'unanimità dei soggetti coinvolti. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO, in una sua modifica diretta a cura delle autorità di regolazione oppure nell'invio ai TSO e ai NEMO di una richiesta di emendamenti. Nei primi due casi ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta (eventualmente con le modifiche concordate a livello regionale con le altre autorità coinvolte), mentre nel terzo caso istruisce conseguentemente i rispettivi TSO e/o NEMO (rispettivamente Terna e GME nel caso italiano). In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER, che adotta una decisione a maggioranza qualificata dei due terzi: ciò consente di superare a livello di Agenzia eventuali blocchi o veti da parte di alcune autorità di regolazione a livello regionale.

In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, il processo complessivo potrebbe richiedere fino a un massimo di sedici mesi (sei mesi per la valutazione iniziale da parte delle autorità di regolazione, due mesi per i TSO e i NEMO per accomodare eventuali emendamenti, due mesi per le autorità per valutare questi emendamenti, sei mesi per l'eventuale decisione di ACER in caso di mancata unanimità), prorogabili di altri sei su richiesta delle autorità di regolazione.

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: codici di mercato

Nel corso del 2020 l'implementazione dei codici di mercato ha visto l'adozione di diverse metodologie nell'ambito dei regolamenti FCA GL e EB GL; dal lato del CACM GL si è, invece, proceduto con il monitoraggio e il miglioramento delle metodologie già esistenti.

Forward capacity allocation (FCA)

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, in esito ad accordi bilaterali, mentre per le zone interne al territorio nazionale l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura a oggi in vigore (CCC e CCP), in coerenza con quanto deciso al riguardo nel corso del 2017. Nell'anno 2020 l'Autorità ha approvato le metodologie regionali per il calcolo della capacità di lungo termine (annuale e mensile) su ciascun confine fra zone di mercato e per la ripartizione di detta capacità fra i prodotti con allocazione annuale e mensile. Per la regione *Greece-Italy* il processo si è concluso⁴³ ad aprile 2020, mentre per la regione *Italy North* la decisione è stata raggiunta a livello regionale a fine dicembre⁴⁴. Infine, il 2020 ha visto l'adozione⁴⁵ da parte di ACER della metodologia per la ripartizione dei costi associati alla remunerazione dei diritti di trasmissione di lungo termine.

Con l'adozione delle sopra citate metodologie il percorso di implementazione del regolamento FCA GL si è concluso: compito dell'Autorità è ora di monitorare l'effettiva applicazione delle metodologie e curarne il loro aggiornamento periodico.

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: a questo proposito, nel dicembre 2020 l'Autorità ha vagliato⁴⁶ positivamente i relativi schemi contrattuali. Per quanto riguarda il SIDC, l'ingresso dell'Italia è previsto nel corso del 2021.

Dal punto di vista dell'approvazione delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il 2020 non ha visto particolari passi significativi: rimangono, infatti, da approvare la metodologia per

⁴³ Delibere 1° aprile 2020, 114/2020/r/eel e 115/2020/R/eel.

⁴⁴ L'Autorità ha ratificato l'adozione delle metodologie a inizio 2021 con le delibere 14 gennaio 2021, 4/2021/R/eel e 5/2021/R/eel.

⁴⁵ Decisione 23 ottobre 2020, n. 25-2020.

⁴⁶ Delibera 1° dicembre 2020, 514/2020/R/eel.

l'armonizzazione del calcolo della capacità (inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata poiché l'implementazione delle metodologie di calcolo regionali sta richiedendo più tempo di quanto originariamente previsto in sede di approvazione del regolamento) e la proposta di ripartizione dei costi delle azioni correttive per la regione *Italy North* (per la quale, a seguito del mancato invio da parte dei TSO, è intervenuta a maggio 2019 la Commissione europea, dando mandato alle autorità di regolazione della regione di farsi parte diligente per trovare una soluzione di compromesso e procedere con l'adozione della metodologia; il processo è in corso e dovrebbe concludersi nel 2021).

L'anno appena trascorso è stato, invece, particolarmente proficuo per chiarire alcuni aspetti inerenti all'attuazione del SIDC, soprattutto con riferimento alle attività di trasferimento delle posizioni nette (*shipping*) tra controparti centrali. Il modello di *shipping* adottato dalle parti del progetto prevede che le controparti centrali che non operano in aree confinanti debbano servirsi dell'intermediazione delle controparti centrali che operano nelle aree di transito, al fine di poter regolare le partite economiche. Poiché le parti del progetto non sono arrivate a un accordo su come disciplinare il servizio svolto dall'intermediario (*transit shipping agent*), nel febbraio 2020 hanno informato i regolatori europei chiedendo loro di prendere una decisione ai sensi dell'art. 68, comma 6 del CACM. Dopo un faticoso processo di convergenza, nel quale l'Autorità ha svolto un ruolo di coordinamento, i regolatori hanno raggiunto un accordo unanime, che l'Autorità ha approvato⁴⁷ nell'ottobre 2020, con il quale è stato chiesto alle parti del progetto SIDC di protrarre temporaneamente l'adozione del meccanismo di *transit shipping* fino a quando non verrà individuata dai regolatori la soluzione a regime, in base a proposta congiunta delle parti del progetto.

Per quanto riguarda lo SDAC, si sono invece registrati passi avanti relativamente ai tasselli necessari per il completamento dell'integrazione a livello europeo: a dicembre 2020, come detto, è stato avviato il *coupling* fra Italia e Grecia, propedeutico all'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria previsto per maggio 2021. Rimane ancora da completare l'accoppiamento fra i progetti 4M MC (comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia) e MRC (comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia), per il quale il 2020 ha visto l'adozione di una nuova *timeline* con *go-live* fissato per il mese di giugno.

Nel 2020 sono state altresì riviste le metodologie per il calcolo della capacità per le regioni *Italy North*⁴⁸ e *Greece-Italy*⁴⁹, per implementare in entrambe le previsioni relative al rispetto del livello minimo di capacità da offrire su ciascun confine (cosiddetta *70% rule*) ai sensi dell'art. 16(8) del regolamento (UE) 243/2019.

Infine, nel 2020 è proseguito il processo di revisione della configurazione zonale a livello europeo lanciato ai sensi dell'art. 14 del regolamento (UE) 243/2019. ACER, con la decisione 26 novembre 2020, n. 29-2020, ha approvato i criteri per la valutazione delle zone di mercato e ha dato mandato ai TSO di condurre delle analisi preliminari sui prezzi nodali propedeutiche alla definizione, sempre a cura dell'Agenzia, delle configurazioni zonali alternative da valutare. 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 concretizzatosi nella configurazione zonale approvata

⁴⁷ Delibera 13 ottobre 2020, 382/2020/R/eel.

⁴⁸ Delibera 4 agosto 2020, 323/2020/R/eel.

⁴⁹ Delibera 22 dicembre 2020, 587/2020/R/eel.

dall’Autorità a marzo 2019 ed entrata in esercizio il 1° gennaio 2021.

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.

Nel corso del 2020 sono state finalizzate e approvate le principali metodologie che costituiscono la base del mercato di bilanciamento europeo, con l’istituzione delle piattaforme per lo scambio, le regole per il *pricing* e il *settlement* dell’energia di bilanciamento. In particolare, nel mese di gennaio ACER ha approvato⁵⁰ le metodologie per i quadri di implementazione per le piattaforme di scambio di energia di bilanciamento, rispettivamente, da *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) e da *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR). L’avvio ufficiale di tali piattaforme di scambio è previsto entro 36 mesi dall’approvazione delle rispettive metodologie, sulla base dei progetti di riferimento PICASSO⁵¹ e MARI⁵², che sono in fase di sviluppo da alcuni anni da parte dei TSO. Nel mese di giugno ACER ha inoltre approvato⁵³ la metodologia per il quadro di attuazione di una piattaforma per il *netting* dello sbilanciamento (*Imbalance Netting*). Tale metodologia completa i quadri di attuazione delle quattro piattaforme per lo scambio di energia di bilanciamento previste dal regolamento *Balancing*.

Nel gennaio 2020 ACER ha inoltre approvato⁵⁴ la metodologia, comune a tutte le piattaforme, che stabilisce i criteri per la determinazione del prezzo dell’energia di bilanciamento scambiata su tali piattaforme, mentre a luglio ha approvato⁵⁵ la metodologia per la classificazione degli scopi di attivazione delle offerte di energia di bilanciamento e la metodologia per il *settlement* degli scambi intenzionali di energia tra TSO.

Sempre con riferimento a metodologie paneuropee, ACER ha inoltre approvato la lista dei prodotti standard per lo scambio di capacità di bilanciamento⁵⁶, la metodologia per l’allocazione co-ottimizzata della capacità di scambio transfrontaliera⁵⁷ e la metodologia per l’armonizzazione dei criteri per la valorizzazione degli sbilanciamenti⁵⁸.

Nei processi relativi alle decisioni paneuropee, l’Autorità ha partecipato attivamente, insieme agli altri regolatori nazionali, ai dibattiti con ACER e con i TSO, per raggiungere il massimo consenso in sede di *Board of Regulators* e favorire la finalizzazione e l’adozione di metodologie in linea con i principi della regolazione europea, tutelando al tempo stesso le peculiarità della disciplina nazionale.

In ambito regionale, l’Autorità ha cooperato con tutti i regolatori dell’area sincrona dell’Europa

⁵⁰ Decisioni 24 gennaio, nn. 2-2020 e 3-2020.

⁵¹ Cfr. il link www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso.

⁵² Cfr. il link www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari.

⁵³ Decisione 24 giugno 2020, n. 13-2020.

⁵⁴ Decisione 24 gennaio 2020, n. 1-2020.

⁵⁵ Decisioni 15 luglio 2020, nn. 16-2020 e 17-2020.

⁵⁶ Decisione 17 giugno, n. 11-2020.

⁵⁷ Decisione 17 giugno, n. 12-2020.

⁵⁸ Decisione 15 luglio, n. 18-2020.

continentale per finalizzare l'approvazione delle metodologie per il *settlement* degli scambi non intenzionali di energia, dei volumi scambiati nel processo di contenimento della frequenza e dei periodi di rampa, di cui agli artt. 50(3) e 51(1) del regolamento *Balancing*⁵⁹, nonché con i regolatori delle CCR *Italy North e Greece-Italy*, relativamente alle metodologie per l'allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione di riserve. Riguardo a queste ultime, l'attività ha previsto la formulazione e l'invio di due richieste di emendamento consecutive, per ciascuna metodologia in discussione. Essendo al vaglio dei regolatori due proposte di metodologia per ciascuna regione, i regolatori hanno formalizzato in totale otto richieste di emendamento (quattro per regione), ratificate a livello italiano attraverso provvedimenti dell'Autorità⁶⁰.

Sul fronte nazionale, l'Autorità ha infine approvato⁶¹ la richiesta di deroga al termine per l'applicazione di un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti, inviata da Terna ai sensi dell'art. 62 del regolamento *Balancing*. Tale deroga sposta il termine per l'applicazione del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti al 1° gennaio 2025.

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 2020 sono state approvate dall'Autorità le metodologie relative all'*LFC block* Italia concernenti le azioni per il contenimento delle deviazioni di frequenza e i criteri di dimensionamento della riserva secondaria⁶², e la proposta di Terna per lo scambio di dati fra utenti della rete, TSO e imprese distributrici⁶³. Sono altresì proseguiti i lavori per l'adozione, a livello dell'area sincrona *Continental Europe*, delle proprietà aggiuntive per la regolazione di frequenza.

Sono state, infine, approvate le metodologie regionali per il coordinamento delle analisi di sicurezza della rete per le regioni *Italy North*⁶⁴ e *Greece-Italy*⁶⁵, con annessa designazione del relativo *Regional Security Coordinator* (RSC), segnatamente Coreso e TSCNET a rotazione per la regione *Italy North* e SEleNe CC per la regione *Greece-Italy* (Terna è azionista diretto di Coreso e SEleNe CC).

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa limitato ricorso a termini, condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, infatti,

⁵⁹ Delibera 9 giugno 2020, 210/2020/R/eel.

⁶⁰ Delibere 7 luglio 2020, 262/2020/R/eel e 263/2020/R/eel; 22 dicembre 2020, 588/2020/R/eel; 26 gennaio 2021, 24/2021/R/eel. Nonostante quest'ultima delibera sia del gennaio 2021, la decisione unanime con i regolatori della regione è avvenuta nel dicembre 2020.

⁶¹ Delibera 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel.

⁶² Delibera 3 giugno 2020, 202/2020/R/eel.

⁶³ Delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel.

⁶⁴ Delibera 4 agosto 2020, 322/2020/R/eel.

⁶⁵ Delibera 14 luglio 2020, 271/2020/R/eel.

circoscritto solamente all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite le modifiche al Codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019. Il 2020 è stato, invece, dedicato a chiarire alcuni aspetti rimasti in sospeso nel Codice di rete: in particolare è stato introdotto⁶⁶ un meccanismo premiale per la promozione dell'adeguamento tempestivo degli impianti di generazione inclusi nel servizio di riaccensione e sono stati definiti⁶⁷ i criteri per la determinazione dei prezzi per il *settlement* del servizio di dispacciamento in condizioni di sospensione delle attività di mercato. A fine 2020 è stato altresì posto in consultazione⁶⁸ un meccanismo premiale per l'adeguamento tempestivo degli impianti di generazione con riferimento all'installazione dei dispositivi PSS (*Power System Stabilizer*) rilevanti per il piano 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, in virtù dei relativi regolamenti che l'Unione europea ha emanato nel 2016.

Affinché i tre regolamenti potessero essere pienamente implementati in Italia è stato però necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione, che rappresentano la tematica essenziale da essi trattata. Alla fine del 2019 l'Autorità ha approvato⁶⁹ le modifiche al Codice di rete proposte da Terna, prevedendo che siano applicabili dal 1° gennaio 2020 agli impianti o alle unità o ai sistemi nuovi, nonché agli impianti o alle unità o ai sistemi esistenti, qualora oggetto di modifiche significative o di rifacimento parziale.

Valutazione della coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario TYNDP

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) nei propri contributi a diverse opinioni di ACER del 2019. Nel 2020 non vi sono stati nuove attività in merito.

⁶⁶ Delibera 4 agosto 2020, 324/2020/R/eel.

⁶⁷ Delibera 3 novembre 2020, 446/2020/R/eel.

⁶⁸ Documento per la consultazione 17 novembre 2020, 475/2020/R/eel.

⁶⁹ Delibera 17 dicembre 2019, 539/2019/R/eel.

3.2 Concorrenza e funzionamento dei mercati

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La Tavola 3.4 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2020 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e per il 2020 sono provvisori.

Tavola 3.4 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI (GWh)	2019	2020 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	293.853	281.487	-4,2%
Servizi ausiliari	9.903	9.377	-5,3%
Produzione netta	283.950	272.110	-4,2%
Ricevuta da fornitori esteri	43.975	39.787	-9,5%
Ceduta a clienti esteri	5.834	7.587	30,1%
Destinata ai pompaggi	2.469	2.557	3,6%
Disponibilità per il consumo	319.622	301.753	-5,6%
Perdite di rete	17.818	17.702	-0,6%
Consumi al netto delle perdite	301.804	284.051	-5,9%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

Nel 2020 la richiesta di energia elettrica è risultata in netta diminuzione (-5,6%) rispetto all'anno precedente, in virtù della contrazione dei consumi dovuta alla straordinaria situazione pandemica verificatasi durante l'anno. La flessione ha interessato tutti i settori di consumo, in particolare il terziario e l'industriale, a eccezione di quello domestico, dove si è invece registrato un aumento dei consumi pari al 2%.

La richiesta nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per il 90,2% dalla produzione nazionale netta (in calo del 4,2% rispetto al 2019), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero; l'energia importata risulta ancora in diminuzione (-9,5%), mentre quella esportata è aumentata anche nel 2020 (30,1%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in diminuzione del 15,6%.

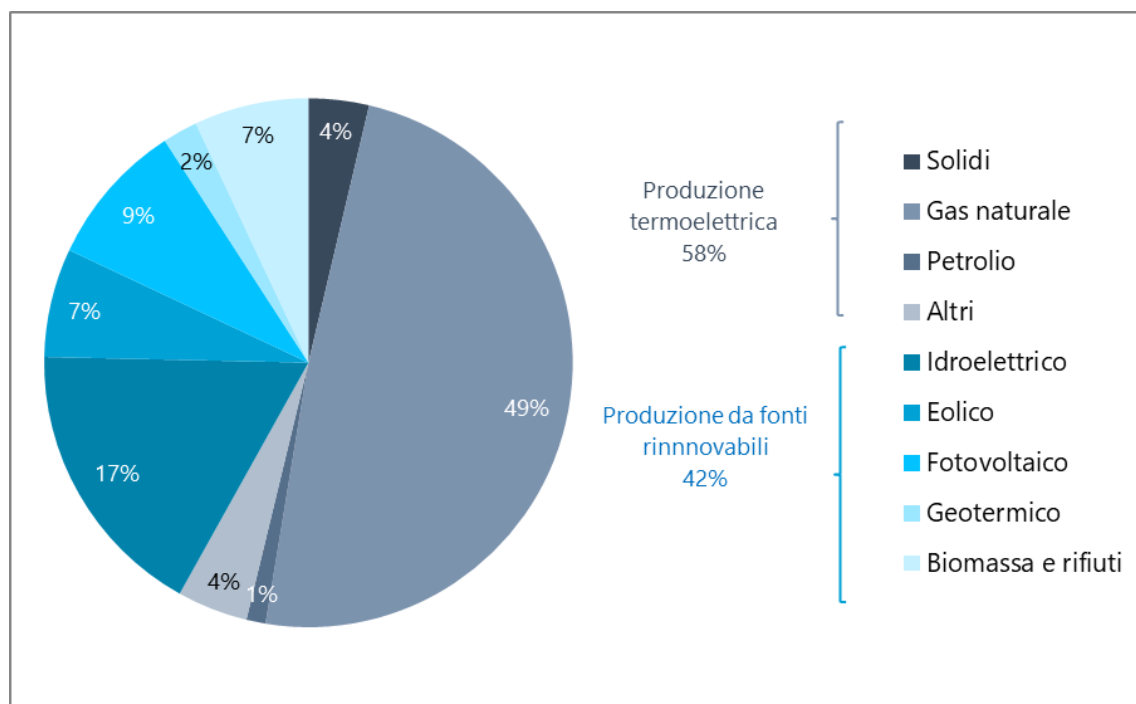
Nel 2020 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è scesa a 281,5 TWh dai 293,9 TWh del 2019. Lo straordinario evento pandemico verificatosi nel 2020 ha fatto registrare una contrazione della produzione pari al 4,2% rispetto all'anno precedente. La diminuzione ha riguardato in particolare la produzione termoelettrica, che è passata da 176.171 a 163.541 GWh (-7,2%), mentre quella da fonti rinnovabili è risultata complessivamente in lieve aumento, sebbene si sia registrata una contrazione del 7,4% nella produzione da fonte eolica (contro l'aumento del 14% dell'anno precedente) e dello 0,8% nel geotermico. La produzione di energia solare, in particolare, ha avuto un incremento del 5,3% rispetto al 2019, quando la produzione da questa tipologia di fonte era stata dell'8,1%.

La contribuzione delle due fonti rispetto al totale vede un peso del 58,1% per la produzione termoelettrica e del 41,2% per quella rinnovabile (idroelettrica rinnovabile, eolica, fotovoltaica, geotermica e biomasse), con un valore pari a 116.054 GWh (+1,3% rispetto all'anno precedente). La quota delle rinnovabili sale al 42% se si include la produzione idroelettrica da pompaggi (Figura 3.4).

La Tavola 3.5 riporta per le fonti termoelettrica, rinnovabile e mista il numero dei produttori, la potenza disponibile e la relativa produzione nel 2020, utilizzando i dati raccolti dall'Indagine

annuale sui settori regolati svolta dall’Autorità, che quest’anno copre il 94% 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 49.543 MW, e rappresentano come di consueto il 2% circa dei produttori di energia (sono 363 su 14.709). Mentre il numero di tali soggetti cresce nel tempo, la loro potenza disponibile cala, sia pure leggermente, e in misura maggiore diminuisce il loro apporto alla produzione complessiva, attualmente pari al 37% circa della generazione lorda (97,6 GWh su 263,4 GWh), contro il 38% circa nel 2019. Interessante è anche osservare che nell’ambito dei produttori misti, più di metà della potenza (51%) è detenuta da 105 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda.

Figura 3.4 Produzione lorda per fonte nel 2020



Fonte: Terna, dati provvisori.

Tavola 3.5 Produttori, impianti e generazione di energia elettrica nel 2020

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	TERMOELETTRICO	RINNOVABILI	MISTO	TOTALE
Numero produttori	470	13.876	363	14.709
Potenza lorda (MW)	19.660	35.777	49.543	104.980
Generazione lorda (TWh)	77,2	88,6	97,6	263,4

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison), C3, è risultata in lieve flessione (31,7% contro il 33,4% del 2019), come pure quella di A2A, che è il quarto gruppo, mentre la quota di EPH, che è il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, ha registrato un lieve aumento (dal 5,1% al 5,3%). Le differenze da un anno all’altro sono comunque marginali, inferiori all’1%, per tutti i gruppi societari con una quota superiore all’1,5% rispetto al totale Terna. Nel complesso le variazioni si compensano, risultando riconducibili a una lieve redistribuzione delle quote di mercato. Infatti, gli indici di concentrazione nella generazione

elettrica lorda risultano in diminuzione: il C5 passa da 44,8% a 43,1%, così come l'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) nel 2020 è sceso a 493 dal valore 538 evidenziato nel 2019.

Tavola 3.6 Sviluppo del mercato all'ingrosso

ANNO	RICHIESTA ^(A) (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 ^(B)	300,2	55,2	116,4	5	31,7

(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 2020 la potenza netta complessiva si è attestata sui 116,4 GW (Tavola 3.6; dato provvisorio), che si ripartisce tra un 48% di rinnovabile e un 52% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto il 30 luglio, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 55,2 GW (in riduzione del - 6,4% rispetto al picco dell'anno precedente, pari a 58,8 GW registrato il 25 luglio 2019). Anche il picco estivo del 2020 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 cinque: Enel (15,6%), Eni (9%), Edison (7,1%), A2A (6%) ed EPH (5,3%); nel 2019 erano gli stessi cinque. La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 31,7%, inferiore al 33,3% del 2019. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia anch'esso una riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2020 è pari 490, mentre era uguale a 530 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*⁷⁰) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁷¹. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso nel 2020 l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a poco più di 62 TWh (dato preconsuntivo), cioè circa 1 TWh in meno della quantità incentivata nel 2019. Nel 2019 il 33% dei 63,2 TWh di energia rinnovabile incentivata è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 26% dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica. Secondo i dati preconsuntivi, queste quote sono sostanzialmente mutate nel 2020: il 34% proviene dal solare, il 25% dall'eolico e il 26% da biomasse, il 13% dalla fonte idrica e il 3% dal geotermico.

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} . Complessivamente per l'anno 2020, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 11,5 miliardi di euro. La componente tariffaria A_{SOS} , oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione ai sensi del provvedimento Cip 6/92 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi)⁷².

Coerentemente con la riduzione del fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2020, anche il saldo estero ha registrato una diminuzione del 15,6%; le importazioni nette, infatti, sono diminuite da 38,2 TWh nel 2019 a 32,2 TWh. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è scesa dall'11,9% al 10,6%, un livello mai così basso negli ultimi vent'anni. La diminuzione del saldo estero è dovuta alla riduzione delle importazioni (-9,5%) e al contemporaneo incremento delle esportazioni (+30%). Il minore ricorso alle importazioni è probabilmente dovuto alla minore domanda di elettricità proveniente dal settore termoelettrico e al maggiore ricorso alla produzione da fonti di generazione rinnovabile non programmabile. Tra le ragioni dell'incremento delle esportazioni di energia elettrica sono da menzionare l'elevata competitività delle produzioni italiane di solare termico ed eolico. Come sempre è la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (53%) del nostro saldo estero. Un altro 39% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e l'11% dalla Slovenia. Verso Slovenia, Francia e Austria è da tempo operativo il *market coupling*.

La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Infine, il GME

⁷⁰ *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.

⁷¹ *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.

⁷² Più precisamente, A_{SOS} è la componente tariffaria pagata dai clienti dell'energia elettrica necessaria a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, mentre la componente tariffaria A_{RIM} è quella destinata a coprire gli oneri generali rimanenti.

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 zonal 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. A partire dal 1° gennaio 2019 è stata semplificata la mappa delle zone geografiche di scambio. Inoltre, a partire dal 28 dicembre 2019, è entrata in esercizio la nuova interconnessione tra Italia e Montenegro con allocazione esplicita della capacità di trasporto.

Anche il mercato infragiornaliero (MI) è un mercato zonale, articolato in sette sessioni discrete (cioè non in negoziazione continua), due delle quali sono gestite in coordinamento con le due corrispondenti sessioni di Mercato infragiornaliero della Slovenia, nell'ambito del progetto *intraday market coupling*, che ha consentito di efficientare l'allocazione della capacità transfrontaliera sul confine sloveno. Nell'aprile 2019 è entrato in operatività un meccanismo analogo per lo svolgimento coordinato di altre due sessioni con le corrispondenti sessioni del mercato infragiornaliero svizzero.

A febbraio 2015, infatti, è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando l'allocazione della capacità e la vendita di energia, facilitando in tal modo sia l'integrazione dei vari mercati, grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity - NTC*), sia l'annullamento di flussi antieconomici⁷³.

In seguito all'integrazione dei mercati *spot* (MGP e MI) nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana. In considerazione dell'esigenza segnalata da numerosi operatori di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri, mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, nel 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*). Su questo mercato 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, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni tra le zone, 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.

⁷³ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito per 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 (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). 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"⁷⁴.

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 operativa la PCE (piattaforma conti energia) 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).

Nel mese di luglio 2019, infine, l'Autorità ha espresso parere favorevole⁷⁵ alle proposte di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina MGAS, predisposte dal GME, ritenendole funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

A oggi gli operatori ammessi al mercato elettrico sono 286.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel contesto di un anno interessato dalla pandemia e dalle misure restrittive adottate per il suo contenimento, nel 2020 si è registrato un netto calo della quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 280,2 TWh (-5,3% rispetto al 2019) (Tavola 3.7); in particolare, sono risultate significative le riduzioni dei volumi negoziati nel periodo compreso tra marzo e luglio (con una variabilità compresa tra -7% e -17% rispetto ai mesi corrispondenti del 2019). Riduzioni di tale portata si sono registrate esclusivamente nel 2009, cioè nell'anno della precedente crisi economica. Il calo è ascrivibile ai minori acquisti in tutte le zone nazionali (271,6 TWh, -6,0%) e, in particolare, nelle zone Nord (150,8 TWh, -7,0%) e Centro-Nord (28,9 TWh, -6,6%). L'aumento delle esportazioni (8,6 TWh, +26,6%) ha consentito solo un minimo effetto di contenimento. I volumi offerti sono rimasti invece sostanzialmente stabili sul livello del 2019 (453,3 TWh, -0,9%), registrando un calo nella zona Centro-Sud (-12%) e un aumento nella zona Nord (+3%).

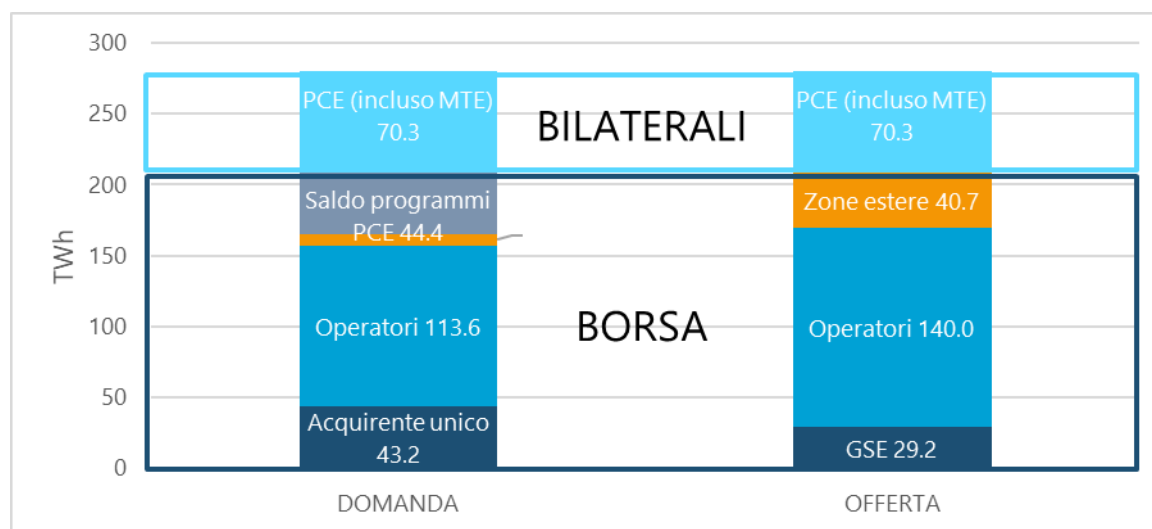
⁷⁴ Procedura tramite la quale i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

⁷⁵ Con delibera 16 luglio 2019, 309/2019/I/com.

Tavola 3.7 Mercato dell'energia elettrica

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP (TWh)		
	Complessive	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

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.5 Composizione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nel 2020

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Tavola 3.8 Contratti bilaterali acquistati

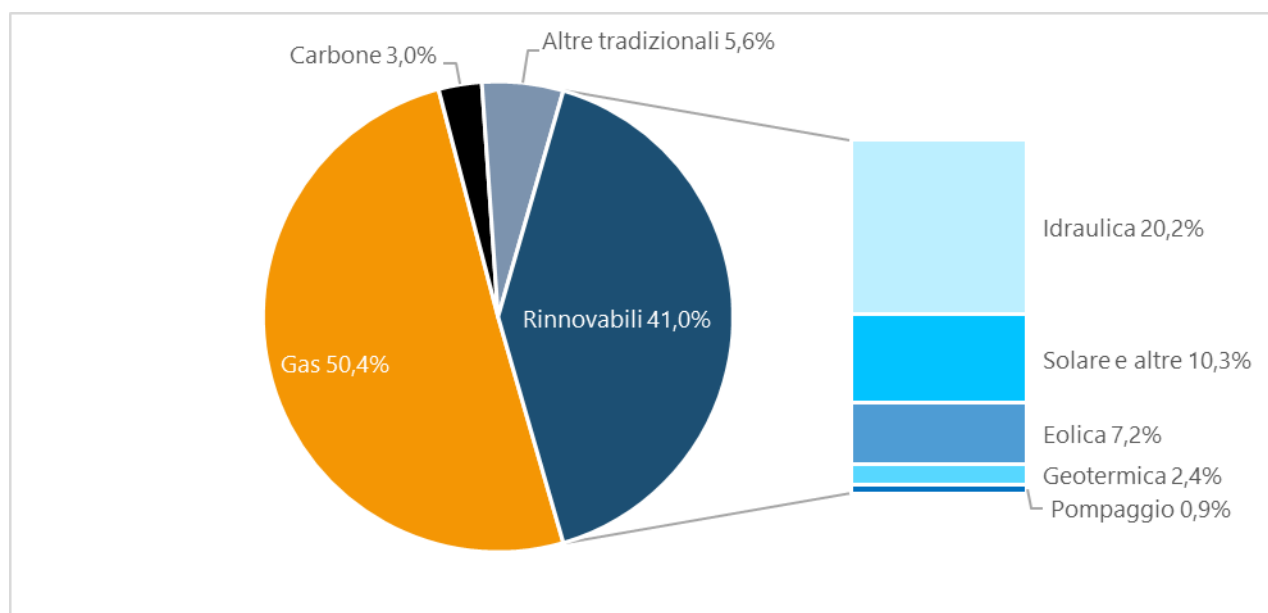
CONTRATTI (GWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nazionali	143.510	134.862	125.750	136.867	129.368	114.745
di cui Acquirente unico	29.092	17.594	3.714	2.459	-	-
di cui altri operatori	114.418	117.267	122.037	134.408	129.368	114.745
Esteri	89	34	69	0	-	4
Saldo programmi PCE	-51.062	-48.019	-44.540	-54.233	-46.804	-44.403
Contratti bilaterali	92.537	86.876	81.279	82.635	82.564	70.346

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

La quota dei volumi scambiati direttamente in borsa pari a 209,8 TWh (equivalenti al 75% degli scambi totali su MGP) è risultata in aumento del 2,8% rispetto all'anno 2019 (Tavola 3.7 e Figura 3.5); tale maggior liquidità è stata sostenuta in vendita dalle esportazioni (+26%) e in acquisto dagli operatori non istituzionali (+2%); in termini percentuali, sono rimasti stabili i volumi dell'Acquirente Unico, pari al 15% del totale degli acquisti e interamente approvvigionati in borsa. Si è ridotta, pertanto, la quota dei programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (70,3 TWh, -15%) (Tavola 3.8).

Per quanto riguarda la composizione degli scambi per tecnologia (Figura 3.6), la riduzione degli acquisti non si è riflessa in modo omogeneo tra le fonti del parco tecnologico. Per gli impianti termici, che annoverano il 60% circa delle vendite (-2% rispetto all'anno 2019), si sono registrati cali che variano da -51% per gli impianti a carbone (5,1 TWh; 3,7% delle vendite termiche) a -32% per quelli a olio combustibile (2,2 TWh; 1,6% delle vendite termiche), fino a -5% per quelli alimentati a gas naturale (118,5 TWh; 84,4% delle vendite termiche). È aumentata invece la quota percentuale venduta da impianti rinnovabili (40%, +2% rispetto all'anno 2019), evidenziando riduzioni in tutte le zone, particolarmente in Sicilia (-12% rispetto al 2019), a fronte però di un aumento significativo nella zona Nord (+7%).

Figura 3.6 Vendite di energia elettrica nell'MGP nel 2020 per fonte



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

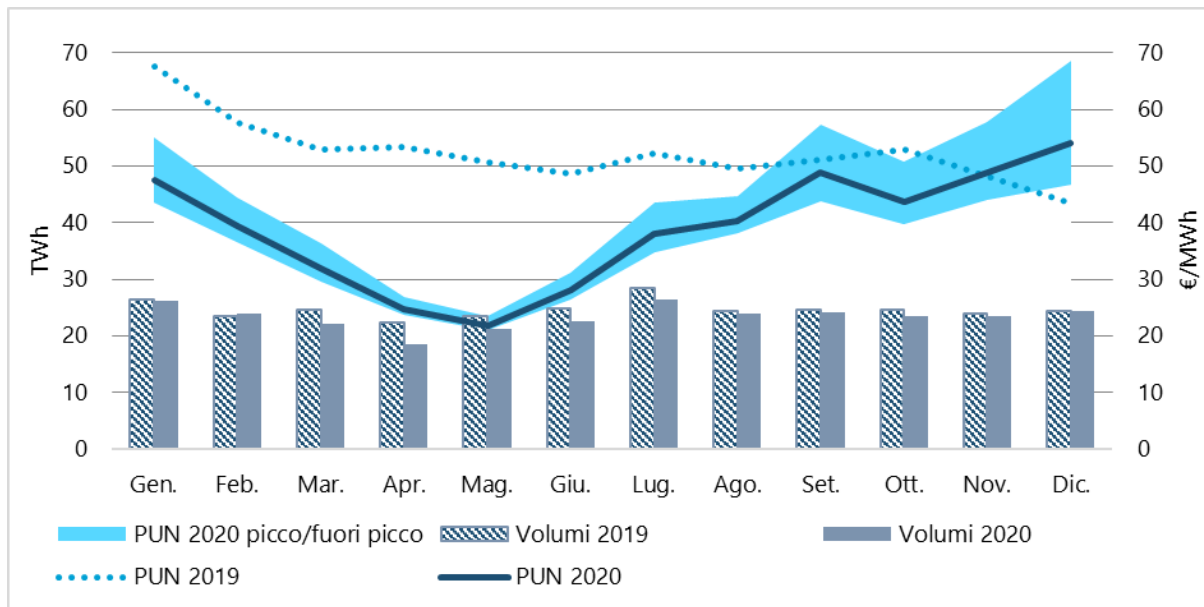
3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

Il prezzo medio nazionale di acquisto dell'energia (PUN) nel 2020 (Figura 3.7) si è attestato al minimo storico di 38,92 €/MWh, in netto ribasso rispetto al 2019 (-25,6%), seppure in linea con le quotazioni delle principali borse elettriche europee. Tale calo riflette principalmente la significativa riduzione della domanda e i minori costi della materia prima gas (10,55 €/MWh; -35%). La dinamica è stata omogenea per tutti i gruppi di ore, con un valore medio annuale che si è attestato a 45,11 €/MWh (-24%) nelle ore di picco, a 37,68 €/MWh (-25%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e

a 33,22 €/MWh (-29%) nei giorni festivi. Osservando il profilo giornaliero, è risultato in lieve aumento il rapporto tra le ore di picco e fuori picco (1,27; +6%), sostenuto da un aumento del differenziale nelle ore centrali (+0,8%) e da un aumento del differenziale nelle ore serali (+1,5%) solo parzialmente compensato da una riduzione del differenziale nelle ore del mattino (-2%).

Figura 3.7 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema



Italia

Fonte: GME.

Nel suo quarto anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ha registrato 1.138 transazioni (+9% rispetto al 2019), per un totale di 722 GWh scambiati (+3%), unicamente di profilo *baseload*. Gli scambi si sono concentrati nel secondo e quarto trimestre dell'anno. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri è aumentato a 0,24 €/MWh (+14 c€/MWh), senza particolari variazioni infra-annuali.

Mercato a termine dell'energia

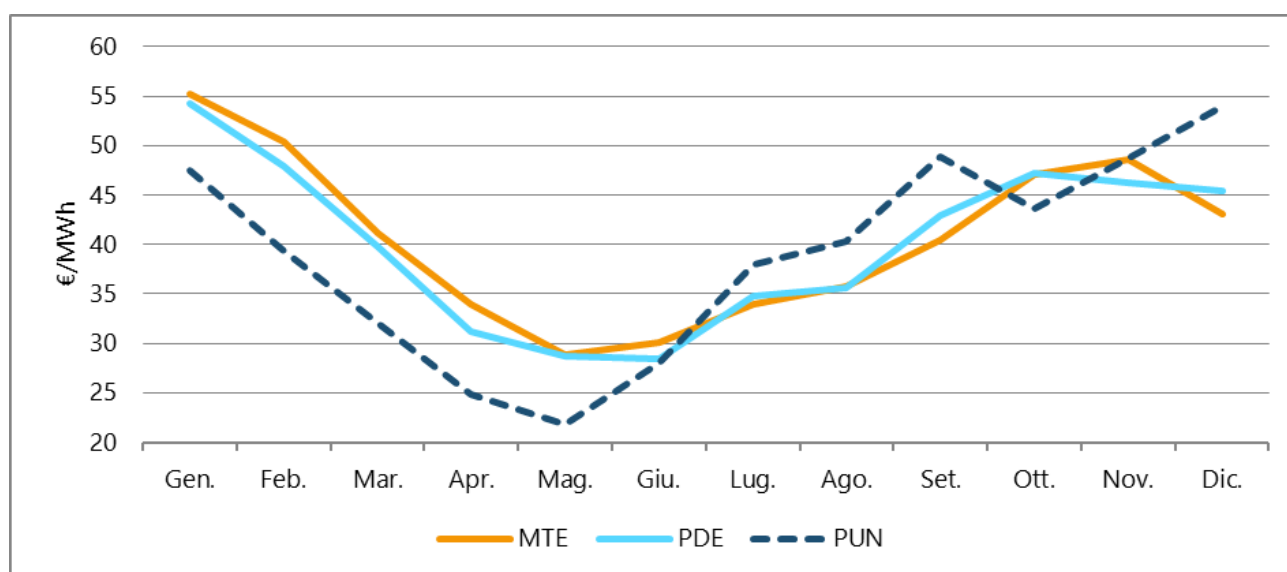
Sul mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2020 sono stati scambiati un totale di 0,8 TWh, in netto calo rispetto all'anno 2019 (-53%) (Tavola 3.9). Considerando la tipologia dei prodotti scambiati, si è confermata una preferenza per il profilo *baseload* (95%; +1%) mentre la durata dei contratti si è distribuita quasi equamente tra le scadenze mensili (35%), trimestrali (30%) e annuali (35%). Mediamente si sono registrati cinque abbinamenti al mese, che sono risultati maggiormente concentrati nei primi due mesi dell'anno. Per il sesto anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per il 2020 prezzi compresi tra 21 €/MWh (maggio) e 54 €/MWh (dicembre). Tale andamento risulta in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si è presentato nei primi quattro mesi dell'anno, in corrispondenza dei primi mesi di pandemia (Figura 3.8).

Tavola 3.9 Volumi scambiati sull'MTE

DURATA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	VARIAZIONE 2020/2019	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.171	2.944	1.004	411	518	391	596	213	-64%	100%
Baseload	679	2.829	899	323	449	357	561	174	-69%	82%
Peakload	1.492	115	105	88	69	34	35	39	11%	18%
VOLUMI (GWh)	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	1.191	1.641	771	-53%	100%
Baseload	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	1.155	1.602	730	-54%	95%
Peakload	4.379	46	79	67	21	36	38	41	8%	5%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.8 Prezzi medi nel 2020 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo

Fonte: Elaborazione ARERA su dati di diverse fonti.

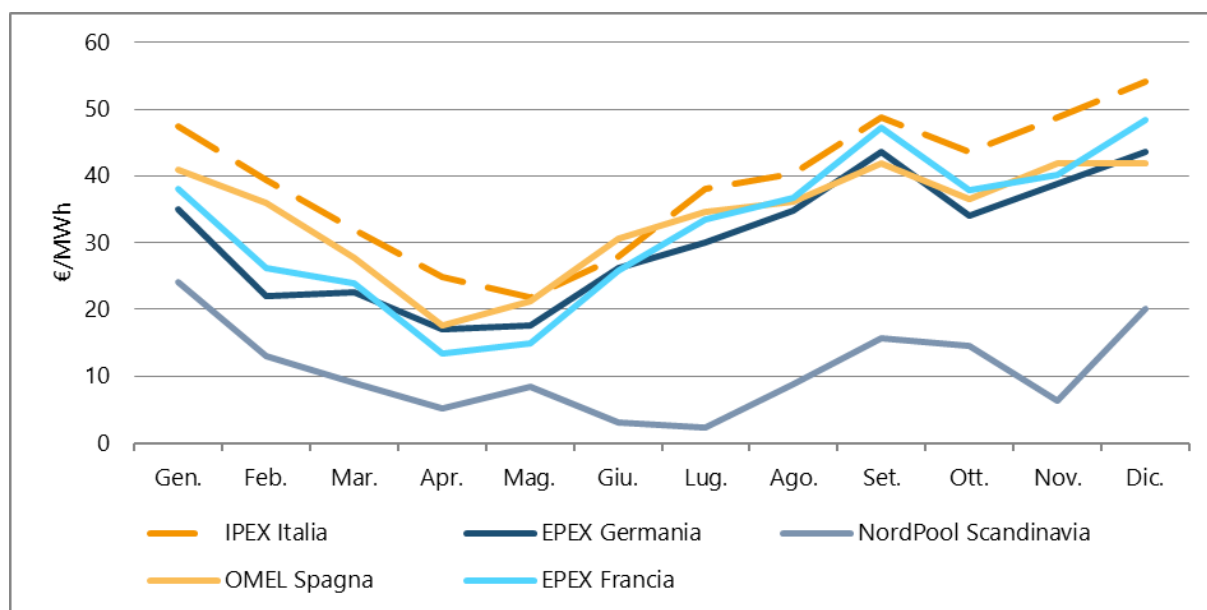
Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2020 sul Mercato Infragiornaliero (24,9 TWh) sono risultati in calo rispetto all'anno precedente (-1,5 TWh, -6%). Tale calo si è verificato principalmente nelle prime due sessioni di mercato (16 TWh, -1,2 TWh) piuttosto che nelle sessioni successive (8,3 TWh, -0,3 TWh), confermando la preferenza degli operatori, già riscontrata nell'anno 2019, a effettuare scambi a ridosso del tempo reale. I prezzi registrati sono rimasti fortemente correlati ai valori osservati nel Mercato del Giorno Prima, sebbene rispetto a quest'ultimo si osserva un progressivo aumento della volatilità all'approssimarsi del tempo reale. Si è ridotto, tuttavia, il differenziale tra le varie sessioni: i prezzi medi delle prime 3 sessioni sono risultati tra loro distaccati mediamente meno del 4%, mentre le sessioni MI6 e MI7 hanno registrato differenziali medi fino al 18%, con picchi fino al 59% nel mese di aprile. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili hanno mostrato progressivi ribassi fino a un minimo di 24,2 €/MWh a maggio, per poi risalire a 56,9 €/MWh a dicembre. Anche su base zonale i prezzi hanno riflesso le dinamiche dell'MGP, registrando il valore medio più basso nella zona Nord (39,3 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (52,2 €/MWh).

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

Anche nel mercato europeo si è osservato un netto calo delle quotazioni dell'energia elettrica, che ha portato a una convergenza di prezzo tra i vari paesi, favorita dai meccanismi di *coupling*. L'area composta da Francia, Germania e Italia è risultata allineata nel 29% delle ore (+21% rispetto al 2019) mentre si è distinta l'area scandinava, la cui quotazione media è scesa a 11 €/MWh, allineandosi a Francia e Germania solo nel 2% delle ore (-9% rispetto al 2019).

Figura 3.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2020



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

L'Italia ha registrato un differenziale con il resto del continente europeo di circa +5/7 €/MWh, che rappresenta un valore storicamente contenuto. Il prezzo italiano è inoltre risultato più competitivo lungo le frontiere, rispetto al 2019, in un numero elevato di ore; è infatti risultato più basso di quello francese nel 40% delle ore (15% nel 2019), di quello austriaco nel 38% delle ore (13% nel 2019) e di quello sloveno nel 78% delle ore (56% nel 2019). Tali opportunità di prezzo hanno portato a un netto calo delle importazioni (41,9 TWh, -7%) in favore di un aumento ai massimi storici delle esportazioni (8,6 TWh, +26%), in particolare sulle frontiere settentrionali in *coupling* (Francia: 9%, +6%; Austria: 13%, +9%; Slovenia: 43%, +10%).

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 dotata⁷⁶, 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 stata riconosciuta anche a livello europeo: oltre alle direttive sui mercati energetici e 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*), infatti, hanno 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).

Nell'anno 2020 sono proseguite le analisi sui dati storici in input all'algoritmo di risoluzione della fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD *ex ante*), con particolare riferimento alla definizione dei vincoli a rete integra e non integra, finalizzati ad assicurare le risorse per soddisfare il fabbisogno di riserva di potenza reattiva per la regolazione di tensione. Gli esiti delle analisi sono illustrati nel *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*⁷⁷.

Nel sistema elettrico nazionale, l'approvvigionamento di una parte delle risorse per la regolazione di tensione avviene all'interno dell'MSD *ex ante*⁷⁸. I recenti sviluppi della normativa europea e, in particolare, il regolamento (UE) 943/2019, in vigore dal 1° gennaio 2020, consentono tuttavia di derogare al criterio di mercato (applicando in sua vece una regolazione a costo) laddove non vi sia una concorrenza effettiva. Il *Rapporto* menzionato rappresenta uno strumento di verifica circa la struttura e l'assetto concorrenziale di questo segmento di mercato ed è pertanto funzionale all'eventuale applicazione dell'esenzione appena menzionata. Il rapporto studia l'esistenza di potere di mercato attraverso opportuni test di pivotalità e ne analizza l'entità e la frequenza, evidenziando anche la simmetria tecnologica e dimensionale che caratterizza alcuni gruppi di utenti del dispacciamento e che, a parità di altri fattori, ne favorisce la cooperazione nell'ambito dell'MSD *ex ante*. L'analisi copre un periodo di nove anni: dal 2011 al 2019.

Analizzando l'evoluzione nel tempo della pivotalità, è emerso come l'assetto concorrenziale nell'approvvigionamento di potenza reattiva per la regolazione di tensione risulti strutturalmente critico in alcune aree del Mezzogiorno, almeno dal 2011. Inoltre, in alcune aree è stata individuata una crescita tendenziale del fabbisogno implicito di potenza reattiva. In assenza di opportune contromisure, quindi, le criticità strutturali evidenziate sembrerebbero destinate a peggiorare nel tempo. Al riguardo, occorre ricordare però che la regolazione di tensione può essere fornita anche

⁷⁶ Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 e s.m.i.

⁷⁷ Si tratta del Rapporto allegato alla delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel (<https://www.arera.it/allegati/docs/20/282-20all.pdf>); Sul sito dell'Autorità è disponibile anche un [Executive Summary](#) in lingua inglese.

⁷⁸ Le altre risorse sono assicurate dai dispositivi e dalle funzionalità direttamente nella disponibilità di Terna.

da dispositivi di rete di Terna (reattori, condensatori, compensatori sincroni ecc.). Tramite i propri dispositivi di rete, quindi, Terna può sostituire i generatori e limitare o azzerare la pivotalità degli utenti del dispacciamento o dei gruppi di utenti del dispacciamento nell'offerta di potenza reattiva. Pertanto, è fondamentale che il fabbisogno lordo di potenza reattiva sia sempre "approvvigionato" al minor costo, con procedure di pianificazione trasparenti e su orizzonti temporali appropriati per le decisioni di *make or buy*. Gli interventi finora realizzati su tale fronte non parrebbero aver mitigato in maniera significativa le criticità evidenziate, con riferimento alla struttura di mercato, sull'orizzonte temporale dei test di pivotalità (2011-2019).

Le analisi di monitoraggio hanno anche evidenziato come la gestione operativa dei vincoli di tensione da parte di Terna non si traduca sempre in una rappresentazione trasparente, tracciabile e replicabile e come tale profilo si riverberi sulla fruibilità dei dati di esercizio del mercato ai fini dello svolgimento delle stesse attività di monitoraggio da parte dell'Autorità. Pertanto, l'Autorità ha disposto⁷⁹ che Terna si attivi tempestivamente per apportare al sistema di mercato tutte le modifiche procedurali atte a garantire trasparenza, tracciabilità e replicabilità del processo di definizione e gestione dei vincoli di tensione.

La stessa delibera ha, infine, disposto l'avvio di approfondimenti sul comportamento degli utenti del dispacciamento che sono titolari di unità di produzione idonee ai servizi di riserva reattiva e localizzate nelle aree del Mezzogiorno su cui insistono vincoli di tensione. Tale disposizione ha anche l'obiettivo di individuare eventuali violazioni del REMIT.

Attuazione del REMIT

Come di consueto, nel 2020 è proseguito il coordinamento con l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) nelle attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento REMIT.

In particolare, sono state condotte le attività preistruttorie derivanti da segnalazioni di ordini e/o transazioni anomale nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive. In un caso, al termine della fase investigativa, sono stati avviati i primi due procedimenti sanzionatori per l'esistenza dei presupposti ai sensi dell'art. 2, paragrafo 2, del REMIT, che definisce la "manipolazione del mercato". Più in dettaglio, ai due operatori è stata contestata la violazione del divieto di manipolazione del mercato 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 dei prodotti energetici all'ingrosso. I due *trader* hanno presentato proposte di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia nell'ambito dell'ACER, sia nell'ambito del Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del REMIT, contribuendo:

- all'aggiornamento della *Guidance* generale di ACER sull'applicazione del REMIT, con particolare riferimento alla nozione di "informazione privilegiata", nonché alla ristrutturazione dell'intero documento;
- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso,

⁷⁹ Con la medesima delibera 282/2020/E/eel.

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 2020, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 284 TWh, in diminuzione del 5,9% rispetto a quelli del 2019. La flessione ha interessato tutti i settori di consumo, in particolare il terziario e l'industriale, a eccezione di quello domestico, dove si è invece registrato un aumento dei consumi pari al 2% (Tavola 3.10).

Tavola 3.10 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

SETTORE PRODUTTIVO (TWh)	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ^(A)	Variazione 2019/20
Domestico	66,2	64,3	65,5	65,1	65,6	67,1	2,3%
Agricoltura	5,7	5,6	6,0	5,8	6,1	5,9	-2,0%
Industria	122,4	122,7	125,5	126,4	128,9	119,9	-7,0%
Terziario	102,9	102,9	104,9	106,0	101,2	91,1	-10,0%
TOTALE	297,2	295,5	301,9	303,4	301,8	284,1	-5,9%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2020 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 119 soggetti nel mercato di maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 739 nel mercato libero.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono 577 (cioè il 78% di quelle presenti nel mercato), 58 delle quali hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto del fatto che 47 soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, nonché del fatto che le tre imprese che svolgono il servizio di salvaguardia 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 649 (cioè 707 rispondenti a cui vanno sottratte le 58 imprese inattive).

Nel 2019 i venditori erano pari a 123 nella maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 723 nel mercato libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di quattro unità rispetto al 2019, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Al contrario – e come di consueto – il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è 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 3.11 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti⁸⁰ per tipologia di mercato,

⁸⁰ 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).

determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 92%⁸¹ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2020) mostrano come la crisi epidemiologica causata dalla diffusione del Covid 19 abbia pesantemente influito sui consumi di energia elettrica: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 241 TWh a circa 37 milioni di clienti. Rispetto al 2019 il consumo totale di energia elettrica è diminuito quasi del 6%, mentre i consumatori sono aumentati dello 0,4%.

La discesa dei consumi è avvenuta interamente a carico del settore non domestico per la contrazione delle attività del settore industriale e più ancora del terziario causata dalle restrizioni imposte per il contenimento della pandemia, mentre i consumi del settore domestico, complice la forzata permanenza nelle abitazioni e al lavoro in gran parte svolto in modalità remota, hanno registrato una significativa crescita. Lo stesso è avvenuto nei punti di prelievo: quelli del settore domestico sono aumentati, mentre nel non domestico sono diminuiti.

Tavola 3.11 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	40.648	35.459	-12,8%	17.607	15.923	-9,6%
Domestico	27.982	25.684	-8,2%	14.969	13.622	-9,0%
Non domestico	12.666	9.774	-22,8%	2.638	2.300	-12,8%
Servizio di salvaguardia	3.643	3.065	-15,9%	76	70	-8,0%
Mercato libero	211.838	202.436	-4,4%	19.183	21.020	9,6%
Domestico	29.984	34.107	13,7%	14.536	16.173	11,3%
Non domestico	181.854	168.329	-7,4%	4.646	4.846	4,3%
MERCATO FINALE	256.129	240.960	-5,9%	36.865	37.012	0,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 59,8 TWh contro i 58 TWh del 2019, con un aumento, quindi, del 3,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita dell'8,6% (praticamente la stessa riduzione subita dal PIL, che secondo l'Istat è caduto dell'8,9% rispetto al 2019), essendo scesa a 181 TWh dai precedenti 198 TWh.

Nel 2020 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,8 milioni, di cui 13,6 serviti nella maggior tutela e 16,2 nel mercato libero. In un contesto di crescita complessiva (+290.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2019), è avvenuto il pieno sorpasso del mercato libero sul servizio di maggior tutela. I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 54,3% contro il 49,3% del 2019. Se si osservano i volumi, poi, il superamento del mercato libero è ancora più netto: nel 2020, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 57%, mentre nel 2019 superava di poco la metà, con il 51,7%.

⁸¹ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella Tavola 3.11 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi e le perdite di rete.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.886 kWh/anno, contro 2.109 kWh/anno. Questo differenziale si va tendenzialmente 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 2020, tuttavia, tale divario è lievemente risalito a 223 kWh dai 193 kWh dell'anno precedente, a causa di un incremento del consumo medio unitario dei punti in tutela (0,9%) inferiore a quello emerso per i punti nel libero (2,2%).

I volumi complessivamente venduti in tutela nel 2020 (35,5 TWh) comprendono anche quelli destinati ai clienti non domestici in bassa tensione, per i quali la possibilità di acquistare l'energia elettrica in questo servizio è terminata dal 1° gennaio 2021. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche quelli effettuati dai punti di prelievo non domestici in bassa tensione, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque molto esigua, solo il 14,7%, dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 43% dei punti di prelievo totali).

Con 202,4 TWh venduti, nel 2020 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'84% (56,8% dei punti di prelievo), anche perché la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia si è ulteriormente ristretta all'1,3% (0,2% dei punti di prelievo). In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 15,2 TWh rispetto al 2019, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 5,2 TWh (-12,8%), il mercato libero ha perso 9,4 TWh rispetto all'anno precedente (-4,4%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate del 15,9% (-0,6 TWh).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2020 di 147.000 unità, portandosi a 37,1 milioni: la maggior tutela ha perso circa 1,7 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia si sono ridotti di oltre 6.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 1,8 milioni rispetto al 2019.

Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale e – per la seconda volta – dei dati provenienti dal SII⁸², si osserva come nel 2020 lo *switching* delle famiglie è rimasto molto vivace, come nel 2019⁸³, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia che lo si calcoli in termini di volumi (Tavola 3.12).

Il 13,1% dei clienti domestici – poco meno di 3,9 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 14,2% circa del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi

⁸² Sistema Informativo Integrato (SII): si tratta di un sistema informativo, istituito presso l'Acquirente Unico dalla legge del 13 agosto 2010, n. 129/10, 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 che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei relativi processi denominata Registro Centrale Ufficiale.

⁸³ I dati relativi al 2019 sono rivisti rispetto a quelli pubblicati nella *Rapporto annuale 2020*, a seguito di ulteriori approfondimenti e di una migliore specificazione dei passaggi di fornitore considerati nei calcoli dello scorso anno. Per confronto, il valore dello *switching* dei clienti domestici indicato lo scorso anno era di circa un punto percentuale superiore a quello indicato nella Tavola 3.12.

corrispondenti al 12,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2019 raggiungevano il 15,2% dell'energia prelevata. Nel 2019 l'incremento dell'attività di *switching* delle famiglie, rispetto a un *trend* più modesto evidenziato negli anni precedenti, può essere stato stimolato dalle aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo che, fino a dicembre 2019, era attesa per il 1° luglio 2020, ma è poi stata rinviata al 1° gennaio 2023 per i clienti domestici. Nel 2020 lo *switching* dei clienti domestici è rimasto comunque su livelli elevati. Non v'è dubbio che, negli anni più recenti, gli annunci e i rinvii sul fronte della fine del servizio di tutela si sono susseguiti numerosi, ma è probabile che ciò abbia generato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero, anche da parte dei clienti domestici, non strettamente obbligati a uscire dal servizio di tutela.

Tavola 3.12 Tassi di *switching* dei clienti dell'energia elettrica

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2019		2020	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	15,2%	12,9%	14,2%	13,1%
Non domestico	25,7%	20,0%	16,7%	15,9%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	29,6%	20,0%	17,1%	15,9%
- media tensione	27,5%	22,3%	18,6%	16,2%
- alta e altissima tensione	14,2%	20,1%	11,1%	16,1%
TOTALE	23,4%	14,3%	16,1%	13,7%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'esclusione dal servizio di maggior tutela è in effetti avvenuta dal 1° gennaio 2021 per i clienti non domestici di piccola dimensione allacciati in bassa tensione. Da questa data le piccole imprese⁸⁴ e alcune micro-imprese⁸⁵ devono rifornirsi di energia elettrica nel mercato libero. Per garantire la continuità della fornitura e lasciare il tempo necessario a scegliere l'offerta più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto per i clienti predetti il Servizio a tutele graduali (descritto in dettaglio nel paragrafo 3.2.2.2). Così, anche lo *switching* dei non domestici in bassa tensione ha evidenziato nel 2019 un ritmo piuttosto elevato (20% in termini di clienti e quasi il 30% in termini di volumi). Nel 2020, però, l'attività di *switching* ha rallentato, rimanendo comunque su livelli considerevoli: 15,9% in termini di punti di prelievo e 17,1% in termini di volumi, realizzati nell'anno in cui la pandemia ha fortemente ridotto i consumi di energia elettrica della clientela non domestica.

Nel corso del 2020, comunque, anche gli altri clienti non domestici hanno mantenuto un discreto tasso di spostamento: ha cambiato fornitore, infatti, il 16,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia consumata pari al 18,6%) e il 16,1% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca dell'11%. Complessivamente, nel 2020 hanno cambiato fornitore all'incirca 1,1 milioni di punti di prelievo non domestici (il 15,9%). In termini di volumi sottesi, circa 31,6 TWh, corrispondono al 16,7% dei volumi acquistati dai non domestici.

⁸⁴ Imprese allacciate in bassa tensione con un numero di dipendenti compreso tra 10 e 50 e/o un fatturato annuo compreso tra 2 e 10 milioni di euro.

⁸⁵ Imprese con meno di 10 dipendenti, un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro e titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

Servizio di maggior tutela

Nel 2020 le famiglie e le piccole imprese⁸⁶ connesse in bassa tensione che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del **mercato a condizioni standard** o **servizio di maggior tutela**. Il servizio 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.

Più precisamente, 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.

Come si è appena detto, tuttavia, il servizio di maggior tutela è terminato dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e per alcune micro-imprese, come sopra definite. Dal 2021 questi clienti devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura e lasciare a questi clienti il tempo necessario a scegliere l'offerta più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il Servizio a tutele gradualità⁸⁷. In base a quanto stabilito dalla legge⁸⁸, il servizio di maggior tutela terminerà per tutti i clienti, anche domestici, dal 1° gennaio 2023.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2020 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 35,5 TWh a circa 15,9 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2019, i consumi sono scesi di 5,1 TWh (-12,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-9,6%).

Mentre per i clienti domestici vi sono riduzioni simili nel numero di punti serviti (-9%) e nei consumi (-8,2%), per i non domestici la diminuzione delle quantità vendute (23%) è molto più accentuata di quella dei punti serviti (13%): tale dato evidenzia una netta riduzione dei consumi *pro capite* legata alla contrazione dell'attività economica a seguito dell'insorgere della pandemia. Presenta variazioni più contenute l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione dell'1,4% nel numero di punti serviti e del 13,8% nell'energia venduta, ma occorre considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Per quanto sopra illustrato, sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2019, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 72,4% dei volumi (25,7 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era il 68,8% nel 2019), la quale, in

⁸⁶ 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 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.

⁸⁷ Il Servizio a tutele gradualità è partito dal 1° luglio 2021. Si veda oltre (paragrafo 3.2.2.2).

⁸⁸ Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124.

termini di numerosità (13,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'85,6% del totale.

Nell'ambito dei **clienti domestici** (Tavola 3.13), i residenti rappresentano il 78,3% dei punti di prelievo e l'89,3% dei consumi. Il 91,2% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

Nel 2020 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.886 kWh/anno, lievemente superiore ai 1.869 kWh registrati nel 2019. Pur rimanendo la potenza fino a 3 kW la tipologia contrattuale più diffusa tra i clienti domestici residenti (71,4%), si rileva una lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (71,9%), riconducibile a un maggiore fabbisogno di potenza in presenza di nuovi utilizzi domestici, almeno in parte legati ai periodi di *lockdown*; a ulteriore riprova, il consumo medio di questa categoria di clienti è salito a 1.979 kWh/anno, superiore di 14 kWh rispetto a quello osservato nel 2019. Nettamente più elevato, pari a 3.908 kWh, e ancora più in crescita è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che l'anno precedente era pari a 3.850 kWh, così come risulta in aumento la quota di questa categoria, pari al 6,9% dei punti di prelievo domestici (era il 6,5%). È rimasta sostanzialmente identica la quota dei non residenti, mentre risulta in controtendenza il loro consumo unitario medio, che è sceso dai 950 kWh del 2019 ai 930 kWh del 2020. a quasi totalità (88,2%) delle famiglie servite a condizioni standard, comunque, consuma meno di 3.500 kWh all'anno.

Tavola 3.13 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2020

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	1.734	6,8%	4.207	30,9%	412
1.000-1.800 kWh	4.433	17,3%	3.168	23,3%	1.399
1.800-2.500 kWh	5.246	20,4%	2.466	18,1%	2.128
2.500-3.500 kWh	6.353	24,7%	2.169	15,9%	2.929
3.500-5.000 kWh	4.681	18,2%	1.151	8,5%	4.066
5.000-15.000 kWh	2.933	11,4%	448	3,3%	6.541
> 15.000 kWh	304	1,2%	12	0,1%	25.203
TOTALE DOMESTICI	25.684	100,0%	13.622	100,0%	1.886
DI CUI:					
Domestici residenti fino a 3 kW	19.253	75,0%	9.729	71,4%	1.979
Domestici residenti oltre 3 kW	3.686	14,4%	943	6,9%	3.908
Domestici non residenti	2.745	10,7%	2.950	21,7%	930

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,5% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (97,4%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,7% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 0,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

La Tavola 3.14 evidenzia la consistenza per classe di consumo dei punti di prelievo (2,3 milioni) e dei volumi (9,8 TWh) relativi agli **usi non domestici** serviti a condizioni standard, per classe di consumo. Come nel 2019, poco più di un quinto (22%) dell'energia è stato venduto ai clienti della

prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'82,6% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,1% dei punti di prelievo e assorbe il 13,3% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 90,6% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica nel servizio di maggior tutela ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW costituiscono il 92% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 51% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW, pur rappresentando solo il 7% di tali consumatori, assorbono il 46% delle vendite, in quanto sono caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei loro punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh. I punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica, infine, rappresentano lo 0,8% dei clienti e consumano 309 GWh, il 3,2% dell'elettricità acquistata dai non domestici a condizioni standard.

Anche tra i consumatori non domestici (altri usi) la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,5% dei punti di prelievo e al 98,7% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,3% dei punti di prelievo e l'1,1% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Tavola 3.14 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2020

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	2.153	22,0%	1.900	82,6%	1.134
5 - 10 MWh	1.303	13,3%	186	8,1%	7.018
10 - 15 MWh	897	9,2%	73	3,2%	12.228
15 - 20 MWh	709	7,3%	41	1,8%	17.276
20 - 50 MWh	2.259	23,1%	75	3,3%	30.212
50 - 100 MWh	1.300	13,3%	19	0,8%	67.419
100 - 500 MWh	1.060	10,8%	7	0,3%	157.745
500 - 2.000 MWh	83	0,8%	0	0,0%	704.974
2.000 - 20.000 MWh	10	0,1%	0	0,0%	3.160.444
20.000 - 50.000 MWh	0,5	0,0%	0	0,0%	25.064.950
TOTALE NON DOMESTICI	9.774	100,0%	2.300	100,0%	4.249
DI CUI:					
Illuminazione pubblica	309	3,2%	18	0,8%	17.300
Non domestici altri usi fino a 16,5 kW	4.974	50,9%	2.119	92,1%	2.347
Non domestici altri usi oltre 16,5 kW	4.491	45,9%	164	7,1%	27.459

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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'asta⁸⁹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020 si è conclusa alla fine del 2018 con l'aggiudicazione del servizio a tre venditori: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm, gli stessi che nel novembre 2020 si sono aggiudicati il servizio anche per il biennio 2021-2022.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti la salvaguardia, nel 2020, e per il terzo anno consecutivo, il servizio si è ulteriormente ristretto. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 69.914 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro i 75.988 punti del 2019 (erano 80.457 nel 2018 e ben 91.345 nel 2017). Complessivamente sono stati prelevati 3.065 GWh, contro i 3.643 del 2019. Pertanto, il mercato della salvaguardia si è ridotto dell'8% in termini di punti di prelievo e quasi del 16% in termini di energia consumata rispetto al 2019 (Tavola 3.15).

Tavola 3.15 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	454	377	-16,8%	17,4	15,1	-13,3%
Altri usi	3.190	2.688	-15,7%	58,6	54,8	-6,4%
TOTALE SALVAGUARDIA	454	377	-15,9%	76,0	69,9	-8,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente, i punti di prelievo con uso di illuminazione pubblica serviti in salvaguardia sono diminuiti di circa 2.300 unità, mentre quelli relativi agli altri usi sono diminuiti di circa 3.700 unità. I consumi dell'illuminazione pubblica si sono ridotti del 16,8%, così come una riduzione del 15,7%, cioè da 3.190 a 2.688 GWh, si è avuta nei consumi degli altri usi.

La quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia (che nel 2019 era drasticamente diminuita, poiché la società si era aggiudicata l'asta per il servizio sei regioni in meno rispetto al 2018) è rimasta invariata al 22,1%, quella di Hera Comm è lievemente diminuita dal 72,1% al 71,3%, mentre quella di A2A Energia è salita dal 5,8% al 6,6%.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2020 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 202,4 TWh, 9,4 TWh in meno del 2019, a poco più di 21 milioni di clienti, cresciuti del 9,6% rispetto al 2019.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento. In termini di energia venduta, il mercato libero ha conosciuto negli stessi anni una notevole un'espansione: dai 182 TWh iniziali, il mercato è oggi più ampio dell'11%, benché tale espansione non sia avvenuta a un ritmo serrato e, anzi, nell'arco dei tredici anni di esistenza abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto. Il 2020, anno nel quale la pandemia ha portato a

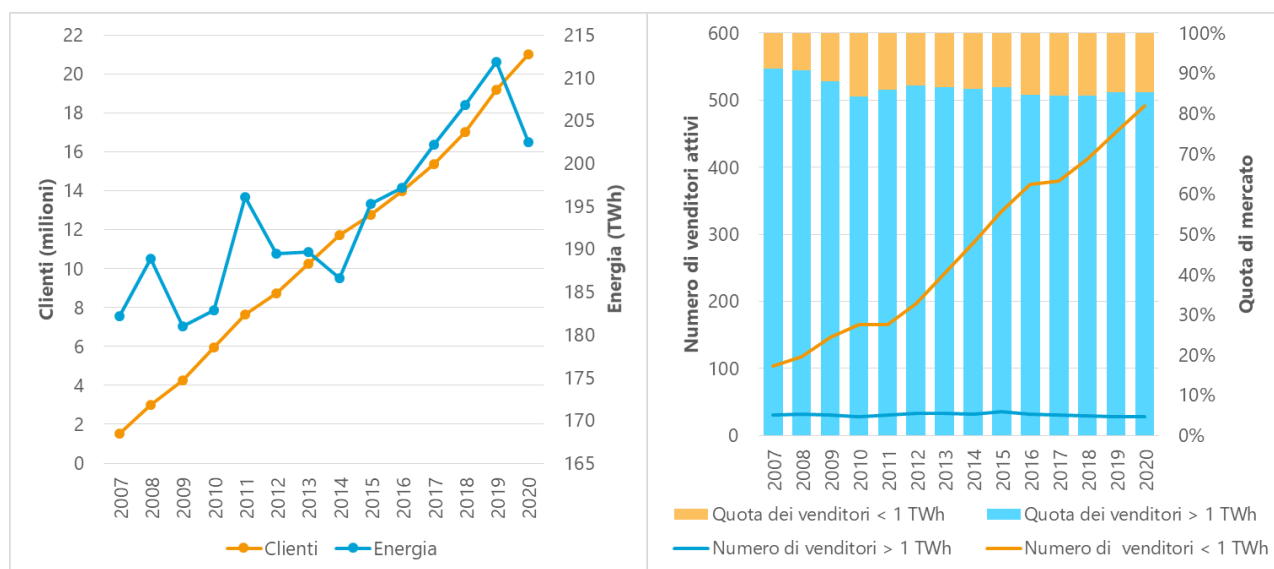
⁸⁹ Organizzata dall'Acquirente unico secondo le direttive stabilite dall'Autorità, come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

una crisi produttiva senza precedenti, è proprio un caso in cui, a fronte di una considerevole caduta delle vendite di energia elettrica, il numero dei clienti serviti ha registrato una significativa crescita, grazie soprattutto allo spostamento dei clienti dal servizio di tutela.

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). Anche nel 2020, infatti, la crescita del numero di operatori si è dimostrata vivace: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 38 nuove imprese attive (+7,9%) (Tav. 2.42). Poiché nel frattempo il mercato si è ridotto, in misura peraltro non lieve, si è quindi registrato un nuovo abbassamento del volume medio unitario di vendita per le imprese che vi operano, fenomeno anch'esso costante nel tempo.

Nel 2020 il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 390 GWh, cioè dell'11,4% inferiore ai 440 GWh del 2019, e ha quindi raggiunto un nuovo punto di minimo 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, 3,5 volte inferiore.

Figura 3.10 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 4,7% delle quote di capitale complessivamente detenuto da soggetti di origine straniera. Solo 30 società (sulle 510 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano (nel 2019 erano però 21 su 455). I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società tedesche, spagnole, cinesi o lussemburghesi, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Austria, Belgio, Irlanda, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Romania, Slovenia, Stati Uniti d'America e Svizzera).

Il 30% dei 519 venditori attivi nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 175 imprese, pari al 34%, hanno venduto energia elettrica in quasi tutto il territorio nazionale, cioè in almeno 18 regioni; le restanti 190

società (37%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.16 mostra un aumento di oltre 1,8 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 1.637.000 unità, ovvero dell'11,3% rispetto al 2019; 150.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+3,5%), mentre i punti in media tensione sono cresciuti di 43.000 unità (+42,1%). Anche i punti di prelievo in alta e altissima tensione hanno registrato un incremento (3,7%) che li ha portati a superare le 1.000 unità.

Nonostante la crescita nel numero di punti serviti, le vendite di energia hanno subito un pesante ridimensionamento, anche se concentrato quasi unicamente negli "altri usi". Infatti, le vendite ai clienti domestici sono salite del 13,7% rispetto al 2019, in parte grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela, e in parte per la spinta dovuta alla pandemia e ai provvedimenti che hanno limitato la mobilità delle persone. L'espansione dei consumi domestici ha limitato la perdita nel comparto della bassa tensione, nel quale gli acquisti delle altre tipologie di clienti (illuminazione pubblica e altri usi) hanno, invece, registrato significative riduzioni, rispettivamente del 4,1% e del 9,4%.

Tavola 3.16 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Bassa tensione	88.960	87.752	-1,4%	19.079,00	20.873,00	9,4%
Domestico	29.984	34.107	13,7%	14.536,00	16.173,00	11,3%
Illuminazione pubblica	3.904	3.745	-4,1%	229,00	236,00	3,1%
Altri usi	55.072	49.900	-9,4%	4.314,00	4.463,00	3,5%
Media tensione	96.492	90.075	-6,7%	102,00	146,00	42,1%
Illuminazione pubblica	255	257	1,1%	0,76	0,81	6,2%
Altri usi	96.238	89.818	-6,7%	102,00	145,00	42,4%
Alta e altissima tensione	26.385	24.609	-6,7%	1,00	1,04	3,7%
Altri usi	26.385	24.609	-6,7%	1,00	1,04	3,7%
TOTALE	211.838	202.436	-4,4%	19.183,00	21.020,00	9,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come sempre, tra i **clienti domestici**, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, poco meno di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. Se si osservano i volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 25% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,1% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tavola 3.17).

Nel 2020 poco più di un milione di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*⁹⁰. Il numero di clienti con questo tipo di contratto è nettamente diminuito, considerando che nel

⁹⁰ 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.

2019 era circa il doppio (1.950.000 punti); la rispettiva quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi scesa al 6,5% dal 13,4%, dopo aver mantenuto un *trend* abbastanza costante nel tempo. Il consumo complessivo dei clienti con un contratto di fornitura per elettricità e gas è pari a 2,5 TWh, il 6,9% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 6% circa) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

Tavola 3.17 Mercato libero domestico nel 2020 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	1.793	6,0%	3.536	24,2%	507
1.000-1.800 kWh	5.156	17,1%	3.664	25,1%	1.407
1.800-2.500 kWh	6.259	20,8%	2.930	20,1%	2.136
2.500-3.500 kWh	7.561	25,1%	2.576	17,7%	2.935
3.500-5.000 kWh	5.442	18,1%	1.335	9,2%	4.076
5.000-15.000 kWh	3.515	11,7%	532	3,6%	6.605
> 15.000 kWh	375	1,2%	15	0,1%	24.455
TOTALE DOMESTICI	30.102	100,0%	14.590	100,0%	2.063
<i>di cui con contratto dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	212	5,3%	411	21,0%	517
1.000-1.800 kWh	745	18,7%	528	27,1%	1.410
1.800-2.500 kWh	920	23,1%	431	22,1%	2.135
2.500-3.500 kWh	1.057	26,5%	361	18,5%	2.930
3.500-5.000 kWh	670	16,8%	165	8,5%	4.059
5.000-15.000 kWh	349	8,8%	54	2,7%	6.517
> 15.000 kWh	34	0,8%	1	0,1%	24.194
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.987	100,0%	1.950	100,0%	2.044

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 è stato scelto dal 62,1% dell'intera clientela (equivalente al 60,7% dei volumi). Il 29,5% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo l'8,4% quella multioraria, quest'ultima in riduzione rispetto al 9,2% del 2019. 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 57,9% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 64,5% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero si è attestato nel 2020 sui 34.733 kWh, l'11,3% in meno rispetto a quanto era emerso nei dati del 2019 (39.139 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 68.000 sui circa 4,8 milioni totali (1,4%) e sono pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,3% del totale.

Le offerte disponibili 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, da qualche anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela). Ogni venditore del mercato libero è obbligato, infatti, a inserire nel proprio menù di offerte commerciali, a beneficio dei clienti di piccole dimensioni⁹¹, 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 2020 includono anche le offerte PLACET, senza tuttavia mantenerle distinte⁹².

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. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 17,6 per la clientela domestica e a 25,8 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 leggermente aumentato rispetto al 2019, quando era risultato pari a 24,2: in un anno di forte riduzione dei consumi degli usi produttivi, il lieve aumento delle offerte proposte potrebbe essere il segno di uno sforzo, da parte dei venditori, di andare maggiormente incontro alle richieste della clientela nel tentativo di contenere le perdite. Il numero delle offerte per i clienti domestici, che – come si è visto nelle pagine precedenti – nel 2020 ha registrato una discreta espansione, è invece rimasto sostanzialmente invariato (era 17,4). In effetti, la porzione dei venditori che presentano un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a tre) è salita dal 49% del 2019 al 56%. Rispetto al 2019, sono diminuiti anche i venditori che propongono da 4 a 8 offerte, mentre è un po' aumentata la quota di quelli che offrono 9-10 tipi di contratti differenti.

⁹¹ 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 m³. 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.

⁹² Per un approfondimento sulla diffusione delle offerte PLACET si veda il Rapporto di monitoraggio del mercato *retail* pubblicato sul sito web dell'Autorità (www.arera.it/it/operatori/Monitoraggio_retail2.htm).

Delle 17,6 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,5 sono acquistabili solo *online* (erano 5,1 nel 2019 e 5,9 nel 2018), cioè soltanto attraverso internet, risultato abbastanza controintuitivo in un anno in cui gran parte di attività ha dovuto svolgersi in modalità remota a causa delle limitazioni alla circolazione. La quota di venditori che ha almeno un'offerta *online* è, tuttavia, cresciuta dal 20,8% al 22,4%. Nel 23,1% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 76,1% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali. Il successo delle offerte *online* tra le famiglie resta limitato, ma cresce: nel 2020 il 7,4% dei clienti (corrispondenti al 7,8% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è superiore a quello del 2019, quando aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet il 4,4% delle famiglie.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'84% 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 solo il 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le cifre sono abbastanza simili a quelle registrate nel 2019, tuttavia la preferenza verso il prezzo variabile è lievemente aumentata, in quanto l'anno precedente risultava scelto dal 15,2% dei clienti domestici. Inoltre, il 3,2% 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 12,6% dei clienti, mentre è dell'1,3% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 31,9% dei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela (erano il 32,5% nel 2019); il 65,1% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e l'1,8% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent (l'anno precedente i valori erano: 57,7% per i contratti indicizzati al PUN e 6,4% per quelli indicizzati al Brent). L'1,1% dei clienti, infine, ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (nel 2019 la percentuale era pari al 3,4%).

Circa il 22% 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.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 18% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 42% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è rimasta stabile rispetto al 2019, quando era risultata del 21%.

Nell'*Indagine annuale* sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi è stata ulteriormente approfondita rispetto all'anno precedente. In particolare, alle consuete tipologie di servizi aggiuntivi proposte negli anni scorsi⁹³ si sono aggiunte le seguenti:

⁹³ I servizi aggiuntivi che storicamente erano stati proposti nei questionari degli anni scorsi erano i seguenti:

- garanzia di energia prodotta in Italia;
- altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità (per esempio, internet, abbonamento telefonico, abbonamento televisivo, prodotto assicurativo/finanziario ecc.);
- una combinazione di servizi aggiuntivi (dove occorre specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli già elencati oppure altri).

L'introduzione nel questionario dell'opzione che consentiva di indicare una combinazione di servizi aggiuntivi può aver reso le risposte meno omogenee rispetto a quelle raccolte negli anni precedenti, quando l'assenza di tale opzione potrebbe aver indotto i venditori a includere i contratti con più servizi aggiuntivi sotto un'unica voce: quella del servizio inteso come più rilevante.

Le nuove opzioni per la rilevazione dei servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dai clienti domestici hanno avuto un discreto impatto tanto sulle risposte relative ai contratti a prezzo fisso, dove la presenza di un servizio aggiuntivo è "storicamente" elevata (Tavola 3.18), quest'anno pari a poco meno dell'80%, quanto nelle risposte relative ai contratti a prezzo variabile, sebbene in questo caso la presenza dei servizi aggiuntivi riguardi circa la metà dei contratti sottoscritti. In particolare, relativamente ai clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, i venditori hanno indicato l'opzione "una combinazione di servizi aggiuntivi" con un'incidenza in termini di punti di prelievo dell'8%. Il questionario, tuttavia, chiedeva di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, è stato possibile riattribuire *pro quota* i punti di prelievo ai singoli servizi aggiuntivi.

Dai risultati è emersa, come in passato, una netta preferenza dei clienti sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (39,4%), sia per la partecipazione a un programma di raccolta punti (31,1%). 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%). A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (0,9%) e l'ottenimento di un omaggio. Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale del 2,1%.

Nel 2020 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 ulteriormente salita al 53,2%. Tra questi clienti, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi riguarda l'8,8% dei clienti, che sono stati anche in questo caso riattribuiti *pro quota*.

Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla 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%). I programmi di raccolta punti, l'ottenimento di omaggi o *gadget* e la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi raccolgono quote minori di preferenze,

-
- garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale);
 - programma di raccolta punti (proprio o altrui);
 - 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.);
 - omaggio o gadget;
 - vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio, sconti sulla benzina, abbonamenti a riviste ecc.);
 - altro non compreso tra le voci riportate sopra.

rispettivamente pari al 2,8%, all'1,8% e all'1,5%. La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze tra i clienti a prezzo variabile

Tavola 3.18 Contratti per la fornitura di elettricità per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019	2020
A prezzo bloccato	84,6%	83,9%	85,9%	84,7%	84,0%
A prezzo variabile	15,4%	16,1%	14,1%	15,3%	16,0%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo bloccato					
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	12,2%	12,4%	20,4%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	49,6%	45,7%	39,1%	44,3%	39,4%
Garanzia di energia prodotta in Italia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,3%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	42,2%	45,0%	36,0%	38,2%	31,1%
Servizi energetici accessori	3,9%	5,7%	7,4%	2,6%	3,3%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	1,4%	0,2%	0,4%	0,4%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,6%	0,5%	0,3%	0,7%	0,9%
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,02%
Altro	1,8%	1,7%	4,7%	1,5%	2,1%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile					
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	53,0%	52,3%	53,2%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	60,9%	48,9%	27,5%	28,0%	25,7%
Garanzia di energia prodotta in Italia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	5,8%	6,9%	2,5%	3,4%	2,8%
Servizi energetici accessori	22,0%	16,1%	8,5%	10,5%	12,2%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	23,1%	3,1%	1,3%	1,5%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	4,1%	3,6%	1,4%	2,4%	1,8%
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1,3%
Altro	7,2%	1,4%	4,1%	2,1%	1,5%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2020 (Tavola 3.19) per l'avvicendamento dei venditori dalla terza posizione in avanti.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota in lieve riduzione da qualche anno: nel 2020 è scesa al 35,6% (era al 36% nel 2019), a causa di una riduzione complessiva delle vendite (in totale del 7,1%), particolarmente rilevante nel caso dei clienti non domestici in bassa tensione (-14%) e nella media tensione (-6,5%), mentre nel segmento domestico la perdita è stata del 2,7%. Il gruppo Enel rimane, comunque, ben distanziato dal gruppo Edison, anch'esso saldamente in seconda posizione da anni. Al secondo posto della classifica, in effetti, si trova il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,9%, in aumento rispetto al 5,4% del 2019, grazie a una discreta crescita delle vendite in tutti i segmenti (in totale del 2,9%), tranne che in quello dei clienti non domestici in bassa tensione, dove anche le vendite di Edison sono scese del 4,9% rispetto al 2019.

Tavola 3.19 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2020

GRUPPO	VENDITE (GWh)				POSIZIONE NEL 2019	
	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI BT	MT	AT/AAT		TOTALE
Enel	37.886	23.736	19.482	4.619	85.723	1°
Edison	1.181	2.230	6.886	3.868	14.165	2°
A2A	1.911	3.372	7.079	848	13.211	4°
Hera	1.961	3.544	6.398	399	12.302	3°
Axpo Group	117	1.723	5.731	3.415	10.984	5°
Eni	4.322	992	4.123	825	10.263	6°
Acea	1.970	1.705	2.423	502	6.599	10°
E.ON	573	2.218	3.418	315	6.524	8°
Duferco	108	791	1.238	3.039	5.176	11°
Alperia	350	1.009	3.413	260	5.031	12°
Engie	413	147	1.822	2.500	4.883	16°
Iren	1.494	1.199	1.648	240	4.581	9°
Green Network	305	1.071	2.244	876	4.495	7°
Egea	119	1.170	2.972	204	4.465	13°
RepowerAG	0	1.874	1.798	51	3.723	15°
Dolomiti Energia	704	1.318	1.422	35	3.478	17°
Sorgenia	374	1.174	1.095	33	2.676	18°
Nova AEG - Nova Coop	23	647	1.561	33	2.263	20°
CVA	124	768	1.248	6	2.146	14°
Agsm Verona	323	811	917	93	2.144	19°
Altri operatori	5.535	13.057	14.890	2.649	36.130	-
TOTALE OPERATORI	59.791	64.556	91.806	24.807	240.960	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Si sono avvicinati al terzo e al quarto posto della classifica, invece, il gruppo Hera e A2A. Le vendite di A2A sono notevolmente cresciute nel 2020 (+16,1%), specialmente quelle verso la clientela domestica (+23,5%) e verso i clienti non domestici in media tensione (+23,1%), ma il gruppo ha registrato un risultato in aumento in tutti i segmenti del mercato elettrico. Viceversa, le vendite del gruppo Hera, che nel 2019 erano state pari a 12,6 TWh, nel 2020 sono risultate pari a 12,3 TWh, in calo, quindi, del 2%. La perdita è avvenuta tra i clienti non domestici in bassa tensione (-6,1%) e quelli in media tensione (-4,7%), ma è stata parzialmente compensata dalla crescita dei quantitativi distribuiti ai clienti domestici, che sono saliti di 197 GWh (+11,2%).

Sono rimasti in quinta e sesta posizione i gruppi Axpo ed Eni, sebbene il calo di quest'ultimo (-1,9%) sia stato leggermente più elevato di quello di Axpo (-0,7%). Anche nel caso di entrambi questi gruppi la riduzione delle vendite è stata attutita dall'incremento dell'energia venduta ai clienti domestici, dove la quota di Eni è salita al 7,2% (dal 6,4% del 2019), mentre il gruppo Axpo ha raddoppiato le vendite (da 72 a 117 GWh).

Hanno guadagnato posizioni, inoltre, i gruppi Acea, Duferco, Alperia ed Engie, mentre risultano in discesa Iren (dalla nona alla dodicesima posizione), Green Network (dal settimo al tredicesimo posto) e CVA (dal quattordicesimo al diciannovesimo posto).

La Tavola 3.20 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.

Tavola 3.20 Misure di concentrazione nel mercato *retail* di energia elettrica

Misure calcolate sui gruppi societari

LIVELLO DI TENSIONE	2019			2020		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	76,9%	4.599	2	73,9%	4.115
Clienti non domestici	5	39,1%	955	5	39,8%	937
Bassa tensione	2	47,5%	1.559	3	47,5%	1.492
Media tensione	5	34,7%	717	5	36,4%	756
Alta e altissima tensione	6	46,8%	1.093	5	48,0%	1.092
MERCATO TOTALE	2	46,3%	1.464	4	46,9%	1.446
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
Clienti domestici	2	77,6%	4.761	2	75,2%	4.325
Clienti non domestici	1	62,5%	3.130	1	61,0%	2.929
Bassa tensione	1	62,9%	3.173	1	61,3%	2.976
Media tensione	2	42,7%	1.063	3	43,6%	1.033
Alta e altissima tensione	4	40,9%	761	5	37,4%	668
MERCATO TOTALE	2	74,1%	4.402	2	72,0%	4.028

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Utilizzando le misure di concentrazione calcolate sull'energia venduta, si evince che nel 2020 il livello di concentrazione del mercato totale è rimasto sostanzialmente invariato. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 46,9% delle vendite complessive, mentre era al 46,3% nel 2019. L'indice HHI è sceso a 1.446, da 1.464 registrato nel 2019, restando al di sotto della 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 però salito da 2 a 4: al gruppo Enel (quest'anno con una quota del 35,6% che nel 2019 era pari al 36%) e al gruppo Edison (con una quota del 5,9%) si sono aggiunti anche i gruppi A2A (5,5%) ed Hera (5,1%). 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 2019 i dati mostrano una riduzione della concentrazione in quasi tutti i segmenti di mercato e specialmente in quello dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione.

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 fatturati⁹⁴ 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)⁹⁵, 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. Questi obblighi sono stati modificati nel 2016, con l'adozione del *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*. L'Autorità ha quindi rinnovato⁹⁶ i propri sistemi di rilevazione dei prezzi praticati dai venditori di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali per adeguarli alle richieste del nuovo Regolamento europeo. Poiché l'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952, tali nuovi sistemi di rilevazione dei prezzi sono stati applicati a partire dalla comunicazione dei prezzi riferiti al primo semestre 2019. 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 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 un'elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Come si vede nella Tavola 3.21, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra i 136 €/MWh, riscontrabili per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), e i 554 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh).

Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Ciò è riconducibile all'attuazione della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi,

⁹⁴ 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.

⁹⁵ Approvato con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

⁹⁶ Proprio con la delibera 168/2018/R/com che ha anche abrogato la precedente delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, inerente alla medesima raccolta di prezzi.

passando dai 191 €/MWh della classe più piccola ai 78 di quella più grande. Nel confronto con l'anno precedente, si riscontrano delle diminuzioni, pari a circa il 6% per il complesso dei clienti domestici (sia nel prezzo totale sia nella componente approvvigionamento), ma pure in questo caso i risultati sono legati alla dimensione dei consumi: mentre per i clienti della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) si registrano valori sostanzialmente identici all'anno precedente, per quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) si riscontrano diminuzioni dell'11% nella componente relativa all'approvvigionamento.

Tavola 3.21 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2020

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	3.620	8.065	553,6	192,4
1.000-1.800 kWh	10.047	7.137	242,9	119,2
1.800-2.500 kWh	12.101	5.665	203,8	107,5
2.500-3.500 kWh	14.890	5.071	185,7	101,2
3.500-5.000 kWh	11.100	2.727	172,9	95,9
5.000-15.000 kWh	7.207	1.100	162,8	90,4
> 15.000 kWh	827	31	136,4	78,0
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59.791	29.795	215,4	108,4

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.22 è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela: il valore della componente relativa ai costi di approvvigionamento presenta in tutte le classi valori più bassi nel servizio di maggior tutela rispetto al mercato libero, che risulta mediamente più oneroso del 57%. In termini di prezzo medio finale (al netto delle imposte) la differenza scende al 23,6%.

Rispetto all'anno precedente, vi è stato un aumento generalizzato dei differenziali tra i due mercati, che discende dalla diversa evoluzione degli stessi. Il mercato libero presenta valori quasi uguali all'anno precedente (solo le classi estreme registrano delle variazioni significative, peraltro di poco superiori al 5% e di segno opposto tra loro), mentre il servizio di maggior tutela subisce una diminuzione media del 20%, che si articola tra il -6% della classe più piccola (fino a 1.000 kWh/anno) e il -29% della classe più grande (consumi superiori a 15.000 kWh/anno); tali riduzioni riflettono il forte calo delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatesi nel 2020, anche in seguito al diffondersi della pandemia. Per contro, il mercato libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura molto ridotta tali riduzioni ai clienti. Risultati analoghi a quelli descritti in precedenza emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), salvo una minore incidenza percentuale dei differenziali, mediamente pari al 24%, nonché il comportamento in controtendenza della prima classe di consumo, per la quale il mercato libero presenta un livello di prezzo leggermente inferiore, che può essere ricondotto a una diversa incidenza dei clienti residenti, i quali sono gravati in minor misura dagli oneri di sistema. Per analizzare i differenziali sopra citati, oltre a quanto esposto in merito all'ampia diffusione di contratti a prezzo bloccato, occorre anche considerare quanto già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, in particolare sulla 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.).

Tavola 3.22 Prezzi medi ai clienti domestici nel 2020 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)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA
< 1.000 kWh	559,5	548,2	-2,0%	175,0	208,4	19,1%
1.000-1.800 kWh	210,2	268,7	27,9%	90,8	141,7	56,0%
1.800-2.500 kWh	171,9	228,2	32,7%	78,8	129,4	64,2%
2.500-3.500 kWh	154,1	209,2	35,7%	72,4	122,7	69,3%
3.500-5.000 kWh	142,3	195,3	37,2%	67,8	116,4	71,8%
5.000-15.000 kWh	133,5	183,0	37,1%	63,2	109,0	72,4%
> 15.000 kWh	120,9	145,4	20,3%	56,9	90,4	58,9%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	189,9	234,7	23,6%	81,7	128,5	57,2%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella Tavola 3.23 sono riportati i dati relativi alle quantità e ai 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.

Tavola 3.23 Costi di approvvigionamento per i clienti non domestici nel 2020

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Bassa tensione	64.556	7.065	91,5
Media tensione	91.806	150	69,7
Alta e altissima tensione	24.807	1	57,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	181.169	7.217	75,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 3.24 è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Diversamente dagli anni scorsi, il corrispettivo più basso è riscontrabile nel servizio di maggior tutela, mentre il mercato libero, ormai quasi totalizzante in termini di energia venduta, presenta il corrispettivo più elevato. Su tale evidenza può valere quanto sottolineato in precedenza per i clienti domestici, in particolare sugli effetti delle formule contrattuali a prezzo fisso in periodi di forti variazioni nei prezzi all'ingrosso.

Tavola 3.24 Costi di approvvigionamento per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2020, per tipo di mercato

TIPO DI MERCATO	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Maggior tutela	9.774	2.300	83,7
Salvaguardia	1.136	65	89,0
Mercato libero	53.645	4.700	93,0
CLIENTI NON DOMESTICI IN BASSA TENSIONE	64.556	7.065	91,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.25 Costi di approvvigionamento nel 2020 per tipo di tariffazione oraria

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Monoraria	20.919	10.159	133,8
Bioraria	35.857	18.272	93,2
Multioraria	3.016	1.364	113,4
Clienti domestici	59.791	29.795	108,4
Monoraria	27.915	1.474	80,0
Bioraria	43.179	966	75,8
Multioraria	107.009	4.707	74,5
Clienti non domestici^(A)	178.103	7.147	75,7

(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 3.26 Costi di approvvigionamento nel mercato libero per i clienti con contratto *dual fuel* nel 2020

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO (€/MWh)
Clienti domestici			
< 1.000 kWh	105	172	199,0
1.000-1.800 kWh	402	279	136,7
1.800-2.500 kWh	523	241	122,0
2.500-3.500 kWh	639	216	113,5
3.500-5.000 kWh	432	106	106,3
5.000-15.000 kWh	227	36	98,5
> 15.000 kWh	25	1	83,2
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	2.353	1051	120,1
Bassa tensione	1.054	68	86,7
Media tensione	1.152	1	75,8
Alta e altissima tensione	17	0	56,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	2.222	69	80,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Tavola 3.25 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. Le stesse tavole consentono tuttavia di notare la consistenza decisamente ridotta del numero di tali clienti e dell'energia da essi acquistata.

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

Il **sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio** è finalizzato a consentire

all’Autorità l’osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione. Il decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l’Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il *Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell’energia elettrica e del gas naturale* (TIMR), come si è detto nel paragrafo precedente. 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.

All’inizio del 2021 è stato pubblicato il Rapporto che illustra i principali esiti dell’attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all’anno 2019⁹⁷ (Rapporto 2019), che illustra i principali esiti dell’attività di monitoraggio, descrivendo – ove possibile – l’evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal 2012 (primo anno di monitoraggio). Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2019 analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell’offerta e delle dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto con il fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall’analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

Rispetto ai precedenti Rapporti, molti dati afferenti ai punti serviti e ai passaggi dei clienti, che in precedenza erano trasmessi dagli operatori, sono stati trasmessi dal Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII). Sempre con riferimento agli indicatori relativi al 2019, le problematiche legate alla pandemia di Covid-19 hanno rallentato le operazioni di raccolta e rettifica dei dati presso gli operatori.

I risultati dell’attività di monitoraggio *retail* per l’anno 2019, in primo luogo, confermano l’assenza di specifiche criticità rilevanti nel settore elettrico per i clienti altri usi allacciati in media tensione. In particolare, l’aumento della concentrazione è limitato e la dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, anche per l’anno in analisi, 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 ma, dall’altro, anche aspetti che richiedono ulteriori verifiche. Nonostante la vendita nel mercato a tali clienti sia più concentrata di quanto rilevato per i clienti allacciati in media tensione, gli indici di concentrazione non sono tali da evidenziare criticità. Piuttosto, è la tendenza ad assestarsi su livelli di concentrazione più elevati a rappresentare l’elemento di attenzione, da monitorare con scrupolo nei prossimi anni per valutarne gli eventuali impatti sullo sviluppo della concorrenza.

Per i clienti domestici del settore elettrico, si consolidano alcuni segnali di miglioramento

⁹⁷ [Rapporto 23 febbraio 2021, 71/2021/I/com.](#)

evidenziati negli ultimi anni. Tuttavia, permangono aspetti di potenziale criticità da affrontare con decisione, anche in vista del superamento delle tutele di prezzo. Se, da un lato, il grado di concentrazione del mercato libero tende a diminuire e la dinamicità dei clienti tende ad aumentare, infatti, dall'altro lato il livello dei relativi indicatori è comunque più critico di quello dei clienti altri usi. 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. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire sono gli impatti:

- sulla formazione dei prezzi delle offerte disponibili nel mercato libero dei singoli servizi aggiuntivi e degli altri elementi di differenziazione, anche al fine di migliorare la comparabilità delle offerte stesse e la loro analisi;
- delle differenti dinamiche concorrenziali tra i vari segmenti di mercato sui margini che gli esercenti la vendita riescono a ottenere in ciascun segmento di clientela e nella vendita ai clienti del mercato libero;
- del potere di mercato detenuto da una parte degli operatori sui segmenti di clientela basso consumanti, e in particolar modo per i clienti domestici, sull'eventuale sostenibilità ed efficacia di strategie di prezzo aggressive sui segmenti di clientela alto consumante.

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 2020 si è avviata la graduale pubblicazione delle analisi periodiche del monitoraggio *retail* sull'apposita pagina web del sito dell'Autorità⁹⁸ in formato *open data*.

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*.

⁹⁸ Cfr. il link www.arera.it/it/operatori/monitoraggio_retail.htm.

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)⁹⁹, 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. 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. Nel caso in cui il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, 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.

Per il 2020 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 462 imprese, che servono 33,3 milioni di clienti elettrici. I dati comunicati dai venditori ai sensi dell'art. 36 del TIQV includono il tempo effettivo medio di risposta a una richiesta di rettifica di doppia fatturazione, calcolato sulla base dei tempi effettivi sia nei casi in cui sia stato rispettato lo standard specifico o generale di qualità, sia nei casi in cui tale standard non sia stato rispettato per le cause imputabili al venditore. Dal 1° gennaio 2019 lo standard è sceso a 60 giorni solari.

Tavola 3.27 Standard per il servizio di vendita di elettricità e tempi medi effettivi nel 2020

In giorni solari e valori percentuali

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI (%)	TEMPI MEDI EFFETTIVI (giorni solari e %)
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	15,63
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	26,52
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	24, 53
Risposte a richieste scritte di informazioni inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	7,47%

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

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

⁹⁹ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

In base ai dati disponibili, i tempi medi effettivi di risposta per i venditori elettrici, nel caso di reclami e rettifiche di fatturazione, si attestano lievemente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, pari a 30 giorni solari sia per i reclami sia per le richieste di informazione. I tempi medi di risposta dei reclami, delle richieste di informazione e delle rettifiche di fatturazione registrati nel 2020 risultano inferiori allo standard, con l'eccezione delle rettifiche di doppia fatturazione (Tavola 3.27).

Tavola 3.28 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione ricevute dai venditori di energia elettrica

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

Fonte: ARERA elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Nel complesso (Tavola 3.28), le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 297.341 reclami scritti, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (-2,2%); il 65% dei reclami proviene dai clienti domestici, il restante 35% dai clienti non domestici; inoltre, il 64% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 29% da clienti del mercato tutelato. Le richieste di informazione, 193.960 in totale, sono risultate in diminuzione del 6,5% rispetto all'anno precedente e sono giunte per lo più (68%) dai clienti domestici, specie quelli del mercato libero. Le 8.053 rettifiche di fatturazione, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il mercato libero (80%) e i clienti domestici. Infine, 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 sia dal venditore entrante) nel 2020 risultano solo 967, e hanno interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero.

Nel 2020, l'85,5% dei casi di mancato rispetto degli standard specifici è stato attribuito a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre l'1,5% a cause di terzi (cliente, altre aziende) e il 12,9% a cause di forza maggiore. Gli argomenti dei reclami di responsabilità delle aziende hanno riguardato: per il 45,5% circa 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 15,5%, le vicende del contratto, quali recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); per il 10,1%, 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 in contratto e applicate. Il 10% degli argomenti dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, il 7,7% connessioni, lavori e problematiche sulla qualità tecnica, il 4,3% la misura, il 2,6% la qualità commerciale, lo 0,6% il bonus sociale e il 3,7% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti.

Nel settore elettrico il maggior numero di indennizzi automatici da erogare risulta legato principalmente al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti che raggiungono, infatti, il 95% del totale. Una situazione del tutto simile si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati in termini di importi, anch'essi più concentrati nel mercato libero.

Complessivamente, nel 2020 i casi di mancato rispetto degli standard, che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita, sono

stati 30.004, il 95% dei quali legato al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti. I clienti domestici totalizzano il 64,5% degli indennizzi, rispettivamente il 39,5% nel mercato libero e 25% nel mercato tutelato. Una situazione del tutto simile a quella relativa agli indennizzi maturati si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati, più concentrati nel mercato libero: nel 2020, infatti, il 58,4% degli indennizzi totali erogati, pari a quasi 1,3 milioni di euro, aveva come destinatari i clienti del mercato libero.

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

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

Nel 2020 l'attività di controllo è stata svolta attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta erogazione degli incentivi alle imprese energivore e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- indagini conoscitive e ricognizioni: in particolare, nel periodo di riferimento è stata eseguita una ricognizione sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas;
- 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 in tariffa.

Alla fine del 2019 è stata avviata dall'Autorità¹⁰⁰ una **ricognizione di tipo documentale sulle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas**, che è stata svolta nel 2020 in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, anche tramite la consultazione delle banche dati alle quali la Guardia di Finanza ha accesso. L'attività è nata dall'esigenza di acquisire elementi informativi che consentano di approfondire le dinamiche in atto nel segmento della vendita ai clienti finali, in particolare alla luce del gran numero di operatori

¹⁰⁰ Con la delibera 26 settembre 2019, 386/2019/E/com.

presenti nel mercato e del loro continuo incremento numerico.

La ricognizione è stata condotta mediante l'analisi dei principali dati economico-patrimoniali dei soggetti individuati a partire dall'Anagrafica operatori dell'Autorità (circa 900 imprese di vendita presenti a gennaio 2020), utilizzando informazioni sia già in possesso dell'Autorità, sia derivanti dai bilanci civilistici disponibili presso le Camere di commercio. Alcune informazioni sono state inoltre attinte presso l'Anagrafe tributaria.

Sulla base delle elaborazioni svolte è stato poi definito a fini interni un insieme di indicatori sintetici, inclusi indicatori di carattere economico-patrimoniale, utilizzabili ai fini di ulteriori approfondimenti e analisi e come base per la definizione di prossimi interventi di *enforcement* nello specifico settore.

Nel mese di gennaio 2020 è stata svolta¹⁰¹ una **verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di vendita in materia di fatturazione**. Il programma approvato con la citata delibera prevedeva tre verifiche da svolgere entro il 31 marzo 2020; le prime due sono state effettuate nel 2019.

I controlli previsti avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione delle disposizioni del TIF¹⁰² da parte di imprese titolari di contratti di vendita al dettaglio di energia elettrica e/o gas naturale, con particolare riferimento a:

- emissione e frequenza delle fatture di periodo;
- utilizzo dei dati di misura e criteri per la determinazione dei consumi contabilizzati nelle fatture di periodo;
- gestione delle autoletture;
- emissione delle fatture di chiusura;
- determinazione ed erogazione degli indennizzi automatici a favore dei clienti finali.

La verifica svolta ha interessato una grande impresa di vendita e ha consentito di accertare il rispetto delle disposizioni del TIF da parte della società. Nel corso del controllo sono stati riscontrati alcuni problemi di coordinamento tra l'impresa e il proprio utente del dispacciamento nell'individuazione e nel corretto trasferimento degli indennizzi automatici versati dalle imprese distributrici di energia elettrica, per la mancata messa a disposizione dei dati di misura effettivi ai fini della fatturazione periodica e di chiusura. Pertanto, è stato raccomandato alla società di attivarsi al fine di verificare tempestivamente la presenza di indennizzi provenienti dai distributori, in modo tale da poterli trasferire ai clienti finali nei tempi previsti.

Inoltre, nel periodo febbraio-dicembre 2020 sono state svolte due verifiche ispettive nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore di energia elettrica e di gas in materia di **adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema informativo integrato** (SII). Le verifiche ispettive avevano lo scopo di verificare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII. In esito alla prima verifica, compiuta nei confronti di una media impresa di distribuzione elettrica, sono state riscontrate criticità nell'applicazione degli obblighi informativi verso il SII, inerenti principalmente alla messa a disposizione dei dati di misura raccolti presso le utenze; pertanto è stato successivamente avviato un provvedimento sanzionatorio nei confronti dell'impresa sottoposta a controllo, che si è concluso con l'adesione del distributore alla procedura semplificata,

¹⁰¹ Ai sensi della delibera 28 maggio 2019, 200/2019/E/com.

¹⁰² Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale (o, più semplicemente, Testo integrato sulla fatturazione), allegato A alla delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 32.000 euro. In esito alla seconda verifica ispettiva, eseguita nei confronti di un'impresa di vendita di grande dimensione, sono stati riscontrati ritardi e omissioni nell'addebito in bolletta del canone Rai per numerosi utenti finali, a causa di disallineamenti tra i dati risultanti nei sistemi dell'impresa e quelli risultanti nel Registro centrale ufficiale del SII. Sarà valutato l'eventuale avvio di un procedimento di carattere sanzionatorio.

Servizio a tutele graduali

Il termine per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto nel tempo di successivi rinvii. La legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. legge concorrenza) prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e attribuiva all'Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all'indomani del venire meno della maggior tutela.

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

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/2017, l'Autorità, a seguito della consultazione¹⁰³, ha disciplinato il servizio a tutele gradualis¹⁰⁴, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e che, a partire dal 1° gennaio 2021, non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato. La regolazione del servizio per le restanti micro-imprese e per i clienti domestici sarà invece oggetto di successivi interventi regolatori.

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

- individuato nove aree territoriali per l'assegnazione del servizio;
- identificato i dati da mettere a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a

¹⁰³ Documento per la consultazione 16 giugno 2020, 220/2020/R/eel.

¹⁰⁴ Delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel.

disposizione;

- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie che devono essere corrisposte;
- stabilito le cause di decadenza dall'incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele gradualmente in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio. Con riguardo a tali condizioni, oltre alla previsione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, a cui si aggiunge l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale¹⁰⁵; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;
- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

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

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: gruppi di acquisto

All'inizio del 2019 l'Autorità ha adottato¹⁰⁶ delle Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese assimilate ai clienti finali domestici, ovvero le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³), in attuazione dell'art. 1, comma

¹⁰⁵ Maggiori dettagli sul prezzo del servizio a tutele gradualmente sono disponibili sul sito dell'Autorità, a questo indirizzo: <https://www.arera.it/it/consumatori/STG.htm>.

¹⁰⁶ Con la delibera 19 febbraio 2019, 59/2019/R/com.

65, della legge n. 124/2017.

I gruppi di acquisto cui sono rivolte le Linee guida (c.d. gruppi di acquisto energia) sono soggetti associativi costituiti con la finalità di selezionare uno o più venditori per la somministrazione di energia elettrica e/o gas naturale ai clienti finali riuniti nel gruppo. L'organizzatore del gruppo gestisce tipicamente il processo di adesione dei clienti al gruppo, negozia le condizioni di approvvigionamento con i fornitori selezionati e assiste i clienti nella fase di eventuale sottoscrizione dell'offerta da parte del cliente, senza divenire controparte del contratto di somministrazione di energia.

I potenziali vantaggi della partecipazione ai gruppi di acquisto sono riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, specialmente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente ai piccoli utenti di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore, così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. In secondo luogo, i gruppi di acquisto possono stimolare l'interesse dei clienti finali alla comprensione e alla valutazione delle offerte di mercato grazie alle opportunità di risparmio che queste ultime offrono, anche grazie alle informazioni sulle offerte che gli organizzatori dei gruppi mettono a disposizione dei clienti.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, con le Linee guida citate, ha inteso stabilire delle norme comportamentali uniformi cui i gruppi di acquisto energia che decidano di aderirvi devono conformarsi, per assicurare ai propri membri la necessaria trasparenza sulle campagne di acquisto collettivo, la correttezza nell'utilizzo delle diverse forme di comunicazione al cliente fin dalla fase promozionale delle iniziative in questione, la completezza delle informazioni rese sulle modalità di adesione al gruppo, sulle offerte commerciali proposte così come sui criteri di scelta delle stesse, nonché un'adeguata assistenza informativa al cliente, soprattutto nella fase di adesione al gruppo e all'offerta suggerita. L'adesione alle Linee guida comporta il rispetto integrale, da parte dei gruppi di acquisto accreditati, degli obblighi di assistenza al cliente e informativi stabiliti per un periodo di almeno 24 mesi.

L'Autorità pubblica sul proprio sito istituzionale l'elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle Linee guida (c.d. gruppi di acquisto accreditati). Al **31 dicembre 2020**, risultavano accreditati **12 gruppi di acquisto** per la promozione di offerte commerciali di energia elettrica e gas per i clienti di piccole dimensioni.

Altre misure per la promozione effettiva della concorrenza concernono le offerte PLACET, la messa a disposizione dei dati di consumo ai clienti e le regole sulla standardizzazione e confrontabilità delle bollette. Tutte queste misure e altre sono descritte nel successivo paragrafo dedicato alla protezione dei consumatori.

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 approvato¹⁰⁷ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (RTRG) per il periodo di regolazione 2020-2023 (5PR GNL). Con tale provvedimento, l'Autorità, in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* per i costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* per i costi di capitale, ha previsto l'introduzione delle seguenti principali novità:

- il superamento dei criteri di incentivazione di natura *input-based*, facendo salvo il riconoscimento della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- l'introduzione, in aggiunta al coefficiente Q_{CP} a copertura degli autoconsumi e delle perdite della catena di rigassificazione, di ulteriori corrispettivi a copertura di costi variabili, quali il corrispettivo C_{CP} a copertura dei costi monetari associati ai consumi della catena di rigassificazione e il corrispettivo C_{ETS} a copertura dei costi relativi al sistema di *emission trading*;
- l'introduzione della possibilità, anche per i terminali che beneficiano del meccanismo di copertura, di trattenere una quota parte (40%) dei ricavi derivanti dall'offerta dei servizi di flessibilità;
- la previsione che una quota pari a un terzo della voce di ricavo a copertura degli incentivi *input-based* (relativi agli investimenti sostenuti nei precedenti periodi di regolazione) sia considerata nell'ambito dei ricavi soggetti a copertura in funzione della capacità di rigassificazione allocata tramite procedure concorsuali;
- il completamento del quadro regolatorio in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di GNL ed erogazione di servizi *small scale* LNG (SSLNG), stabilendo in particolare:
 - con riferimento al meccanismo di copertura dei ricavi per i depositi di GNL dotati di impianti funzionali al servizio di rigassificazione, una durata dell'applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni;
 - con riferimento allo *sharing* dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG per la copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione, l'introduzione di un criterio di *sharing* forfetario che prevede la restituzione al sistema del 50% dei ricavi derivanti dall'offerta di servizi LNG, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

Nel giugno 2020, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, l'Autorità ha approvato¹⁰⁸ i ricavi di riferimento e

¹⁰⁷ Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

¹⁰⁸ Delibera 23 giugno 2020, 229/2020/R/gas.

determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per il 2021.

Relativamente all'accesso alle infrastrutture, a marzo 2020 l'Autorità ha modificato¹⁰⁹ l'art. 5 del Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (TIRG¹¹⁰) disponendo l'anticipo del termine con il quale possono essere definiti prodotti pluriennali di capacità per un efficiente utilizzo e accesso ai terminali di rigassificazione. Contestualmente l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato:

- all'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali superiori a 15 anni;
- all'introduzione di un prodotto di capacità di rigassificazione con opzione di rilascio o diritto di recesso, con le relative modalità di allocazione;
- alla revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, alla luce della possibilità di completa allocazione delle capacità di trasporto per periodi pluriennali;
- all'aggiornamento del prezzo di riserva per l'offerta di capacità per periodi pluriennali.

A maggio l'Autorità ha esposto¹¹¹ gli orientamenti al riguardo, prospettando:

- l'estensione del periodo di offerta delle capacità per periodi pluriennali fino al venticinquesimo anno;
- per la revisione delle disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di cui all'art. 14 del TIRG, l'introduzione di un meccanismo a soglie che preveda un incremento dell'anticipo con il quale l'utente procede al rilascio dello *slot* di scarica in funzione del numero di *slot* già precedentemente rilasciati;
- la possibilità, per i gestori dei terminali di rigassificazione, di offrire prodotti di capacità che consentono all'utente di decidere in un momento successivo al conferimento se utilizzare la capacità o meno, a fronte del pagamento di un premio (prodotto di capacità con opzione).

Tali orientamenti sono alla base delle modifiche al TIRG che nel dicembre 2020 l'Autorità ha definito¹¹² in materia di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico, con particolare riferimento alla durata dei conferimenti e alle disposizioni relative al rilascio della capacità. Contestualmente sono state adottate le disposizioni per l'applicazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'8 luglio 2020 in materia di conferimento della quota di capacità non oggetto di esenzione dei terminali di rigassificazione.

In merito ad altri aspetti, nel maggio 2020 l'Autorità ha disposto¹¹³ un aggiornamento dei criteri di determinazione dei prezzi di riserva delle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, tenendo conto dei costi del servizio di rigassificazione presso i terminali europei e della stima di costo per l'accesso a capacità di rigassificazione di nuova realizzazione, coerentemente con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema e di promozione della liquidità del mercato del gas.

Inoltre, nel giugno 2020 l'Autorità ha approvato¹¹⁴ una proposta di modifica del Regolamento della

¹⁰⁹ Delibera 24 marzo 2020, 85/2020/R/gas.

¹¹⁰ Delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas.

¹¹¹ Documento per la consultazione 19 maggio 2020, 170/2020/R/gas.

¹¹² Delibera 22 dicembre 2020, 576/2020/R/gas.

¹¹³ Delibera 5 maggio 2020, 157/2020/R/gas.

¹¹⁴ Delibera 30 giugno 2020, 246/2020/R/gas.

piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), relativamente alle modalità con cui i soggetti aggiudicatari di capacità, in esito alle procedure di conferimento presso il comparto di OLT Offshore LNG Toscana (OLT) della PAR stessa, effettuano la programmazione post sessione delle date di scarica degli *slot*.

Infine, nel novembre 2020 l'Autorità ha approvato¹¹⁵ la proposta della società Terminale GNL Adriatico per la determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità, in linea con quanto definito per il precedente anno termico e con le disposizioni in materia di cui all'art. 12 del TIRG.

Tariffe e accesso al servizio di stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito¹¹⁶ i criteri di Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale (RTSG) per il quinto periodo di regolazione (5PRS) 2020-2025. La regolazione prevede, in particolare:

- la sostanziale continuità dei criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale;
- l'estensione della durata del periodo regolatorio a 6 anni, con revisione infra-periodo del livello dei recuperi di efficienza;
- l'introduzione di un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, finalizzato a garantire coerenza tra il livello di servizio reso agli utenti e il livello di remunerazione riconosciuta;
- il superamento degli incentivi tariffari alla realizzazione di capacità addizionale, a fronte di un rafforzamento dei meccanismi volti a promuovere la disponibilità e la flessibilità delle prestazioni di stoccaggio;
- l'introduzione di un meccanismo facoltativo di riduzione dei ricavi riconosciuti soggetti a fattore di copertura, a fronte di un rafforzamento degli incentivi di tipo *output-based* di cui alla Regolazione in materia di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale (RAST).

Nel luglio 2020 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 2020-2025, ha approvato¹¹⁷ i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2021.

Occorre evidenziare che le tariffe hanno ormai un'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 dalla produzione nazionale.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e

¹¹⁵ Delibera 3 novembre 2020, 438/2020/R/gas.

¹¹⁶ Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

¹¹⁷ Delibera 21 luglio 2020, 275/2020/R/gas.

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 definita¹¹⁸ 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. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre.

Nel marzo 2020 sono stati adottati¹¹⁹ alcuni correttivi alle formule con cui le imprese di stoccaggio calcolano i prezzi di riserva delle procedure d'asta per il conferimento delle capacità di stoccaggio. In particolare, è stato aumentato il peso relativo delle quotazioni a termine dei prodotti quotati al PSV (Punto di scambio virtuale), rispetto a quello dei prodotti quotati al TTF (Title Transfer Facility), in ragione della loro aumentata rappresentatività.

Sempre in tema di offerta di capacità, ma di breve termine, nel giugno 2020 sono state implementate¹²⁰ le disposizioni della RTSG che prevedono la possibilità che le imprese di stoccaggio rinuncino a una quota di ricavi garantiti beneficiando di un meccanismo incentivante potenziato rispetto a quello "ordinario". A tale fine è stato stabilito che siano soggetti a percentuali di incentivazione potenziata i ricavi relativi alla vendita dei servizi di stoccaggio di breve termine. Tale disposizione ha l'obiettivo di favorire i servizi che consentano una maggiore flessibilizzazione delle prestazioni. I proventi derivanti dall'allocazione di tali capacità/servizi sono ripartiti pressoché equamente tra l'impresa e il sistema, garantendo la sostenibilità del meccanismo.

Infine, nell'ottobre del 2020 sono state attuate¹²¹ le disposizioni in materia di semplificazioni previste dal decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76/122. Nello specifico, l'Autorità ha stabilito che gli oneri relativi alla disponibilità di stoccaggio strategico siano coperti da una componente addizionale della tariffa di trasporto, evitando le complessità legate alla necessità di sottoscrivere un apposito contratto tra le imprese di stoccaggio e quelle di vendita per la sola gestione degli importi relativi al servizio di stoccaggio strategico.

Tariffe e accesso al servizio di trasporto del gas

Nel marzo 2019 l'Autorità ha definito¹²³ 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), è stato pubblicato in esito a un ampio processo di consultazione pubblica avviato nel 2017 e concluso nel 2018¹²⁴, e tiene conto di

¹¹⁸ Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

¹¹⁹ Delibera 3 marzo 2020, 58/2020/R/gas.

¹²⁰ Delibera 23 giugno 2020, 232/2020/R/gas.

¹²¹ Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas,

¹²² Convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120.

¹²³ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

¹²⁴ Il procedimento è stato avviato con la delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas e ha visto la pubblicazione dei seguenti documenti per la consultazione:

- in data 29 marzo 2018, il documento 182/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi;
- in data 21 giugno 2018, il documento 347/2018/R/gas, contenente gli orientamenti iniziali in materia di criteri per la

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 2018¹²⁵.

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

- in un quadro di sostanziale continuità rispetto ai criteri di determinazione del costo riconosciuto, che prevedono schemi di regolazione incentivante di tipo *price cap* limitatamente ai costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* applicati sui costi di capitale, l'introduzione di strumenti propedeutici alle logiche basate sul riconoscimento della spesa totale (totex) e di maggiore orientamento agli output, quali un maggiore coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto, il monitoraggio degli investimenti e la previsione di incentivazione all'efficientamento delle spese di investimento, secondo un approccio di gradualità;
- con riferimento alle misure di incentivazione degli investimenti, il superamento graduale degli incentivi *input-based* (basati sulla remunerazione addizionale degli investimenti);
- 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.

Nel maggio 2020 l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2020-2023, ha approvato¹²⁶ i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2021. Nel successivo mese di dicembre l'Autorità ha modificato la RTTG relativamente ai criteri di determinazione e applicazione dei corrispettivi per il servizio di misura.

Nel luglio 2020 l'Autorità ha disposto¹²⁷ un parziale riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto per l'approvvigionamento di gas non contabilizzato (GNC) per gli anni 2018 e 2019, nei limiti in cui l'incremento del GNC riscontrato è derivato da interventi volti a migliorare la qualità e l'affidabilità della misura del gas in alcuni punti di entrata. Contestualmente è stato avviato un procedimento per la revisione dei criteri di riconoscimento del GNC per il periodo 2020-2023, che dopo la relativa consultazione¹²⁸, si è concluso¹²⁹ nel dicembre

determinazione dei ricavi riconosciuti;

- in data 16 ottobre 2018, il documento 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.

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

¹²⁶ Delibera 26 maggio 2020, 180/2020/R/gas.

¹²⁷ Delibera 28 luglio 2020, 291/2020/R/gas,

¹²⁸ Documento per la consultazione 3 novembre 2020, 437/2020/R/gas.

2020, con l'introduzione di un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno.

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 approvata¹³⁰ la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione (RTDG), con le seguenti caratteristiche:

- periodo regolatorio della durata di sei anni (2020-2025), suddiviso in due semiperiodi di tre anni ciascuno;
- 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, tenendo conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari a supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;
- in relazione al tasso di remunerazione del capitale investito: dare seguito all'ipotesi di allineamento del coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura, in quanto il quadro regolatorio previsto per i due servizi risulta omogeneo; non modificare il livello del coefficiente β per il servizio di distribuzione, in considerazione del fatto che il quadro regolatorio rispetto al periodo precedente è sostanzialmente immutato e che pertanto, come peraltro già deciso per altri servizi regolati del settore del gas, appare ragionevole dare continuità al livello di tale coefficiente;
- sostanziale continuità ai criteri di 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* (legata alla diversa densità della clientela servita);
- ai fini della determinazione del costo operativo riconosciuto, applicare uguale peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento, sia nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti, sia nel caso in cui i costi effettivi siano superiori;
- determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati trasmessi all'Autorità, che riflettano costi di natura ricorrente, escludendo i costi la cui copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (per esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione ai quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio;
- prevedere che, in occasione della revisione infra-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;
- con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale:

¹²⁹ Delibera 22 dicembre 2020, 569/2020/R/gas

¹³⁰ Delibera 27 dicembre 2016, 570/2019/R/gas.

- confermare le posizioni espresse in consultazione, con riferimento al fatto (chiarito dall'Autorità fin dal dicembre 2000¹³¹) che il servizio del gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altri vettori energetici, anche con impatto ambientale comparabile, con la conseguenza che non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese;
- in relazione alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna, prevedere che sia effettuato uno studio indipendente, finalizzato a una più ampia valutazione, in una logica di analisi costi/benefici, delle opzioni disponibili in merito all'adeguamento del sistema energetico della Regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) e delle loro eventuali interdipendenze, al fine di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;
- confermare l'istituzione di uno specifico ambito tariffario per la Sardegna, stabilendo, peraltro, che, al fine di tenere comunque conto delle esigenze di garantire forme di compensazione parziale e transitoria, sia introdotta transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, una specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/PdR, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, e prevedere che il minor gettito venga compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria;
- prevedere che, nelle more dello svolgimento dello studio indipendente di cui sopra, i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio possano presentare istanza per l'applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, anche in assenza di un progetto di interconnessione autorizzato, comunque per un periodo non superiore a cinque anni;
- prevedere che in ogni caso, al termine del periodo di cinque anni, qualora non sia realizzata l'interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti e che limitino il rischio sopportato dai clienti finali;
- in relazione all'impostazione del sistema tariffario, di prevedere: i) una tariffa di riferimento che determini il ricavo ammesso dell'impresa; ii) una tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali, che determini il ricavo effettivo; iii) un meccanismo di perequazione tra ricavo ammesso e ricavo effettivo;
- avviare un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare nel secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, valutando: i) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento, una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che una quota parte del vincolo sia fissata in funzione dei volumi distribuiti; ii) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari; iii) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria, una possibile revisione degli ambiti tariffari, da condurre con l'obiettivo di favorire

¹³¹ Delibera 28 dicembre 2000, 237/00.

uno sviluppo del servizio improntato a criteri di economicità, al fine di evitare aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese, che saranno già toccati dalle politiche di decarbonizzazione, e con lo scopo di responsabilizzare maggiormente enti locali e imprese nell'estensione e nello sviluppo del servizio, e consentendo altresì maggiore flessibilità nelle scelte locali connesse alle politiche di decarbonizzazione; v) il proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione di tali contributi sul territorio nazionale agli investimenti effettuati, responsabilizzando le imprese distributrici;

- prevedere che, al fine di integrare i criteri di regolazione per il secondo semiperiodo del quinto periodo regolatorio, sia avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza.

Nel dicembre 2020 sono state approvate¹³² le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2021. Contestualmente è stato fissato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione da versare a amministrazioni locali, cui all'art. 60 della RTDG, per le imprese distributrici che ne hanno fatto istanza e hanno fornito idonea documentazione.

In relazione a tematiche relative al riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura del gas, nel corso del 2020 sono state avviate due consultazioni:

- nell'ottobre 2020 l'Autorità ha illustrato¹³³ i propri orientamenti finali relativamente ai criteri di incentivazione delle aggregazioni tra imprese di distribuzione del gas naturale;
- nel dicembre 2020 l'Autorità ha illustrato¹³⁴ i propri orientamenti riguardo ai criteri di dismissione di misuratori tradizionali di classe fino a G6, sostituiti in attuazione delle direttive europee in materia, anche al fine di omogeneizzare i criteri di dismissione tra i misuratori delle diverse classi dimensionali.

Infrastrutture del gas

In Italia le imprese che gestiscono la **Rete di trasporto del gas nazionale** (10.286 km) e **regionale** (24.817 km) sono nove: tre per la Rete nazionale e otto per la 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 92,8% delle reti: 32.564 km sui 35.103 km da cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.693 km di rete (il 4,8%), di cui 637 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 417 km di rete regionale. I restanti sei operatori minori, con l'eccezione di Infrastrutture Trasporto Gas, possiedono piccoli tratti di rete regionale. A fine 2020 è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP), che trasporta il gas dell'Azerbaijan in Europa, passando per la Turchia e la Grecia. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio meridionale del gas, è lungo circa 900 km, ha una capacità di circa 10 G(m³)

¹³² Con la delibera 29 dicembre 2020, 596/2020/R/gas,

¹³³ Documento per la consultazione 4 agosto 2020, 312/2020/R/gas.

¹³⁴ Documento per la consultazione 15 dicembre 2020, 545/2020/R/gas.

all'anno e trasporta il gas prodotto nel giacimento azero di Shah Deniz II. In Italia il terminale di ricezione si trova, come detto, nella località pugliese di Melendugno, in provincia di Lecce. 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(m³)/giorno e la massima quantità annua di gas che può immettere nella rete di trasporto è pari a 3,5 G(m³). Al 1° ottobre 2020, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta occupata per il 33,4%. 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(m³) e di circa 26,4 M(m³)/giorno. L'80% della capacità di rigassificazione massima, cioè 21 M(m³)/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 anni¹³⁵, 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 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(m³)/giorno, quella annua è pari a 3,75 G(m³). Al 1° ottobre 2020 la capacità risultava ancora interamente disponibile per il conferimento.

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 2019-2020, che si è concluso il 31 marzo 2020, il sistema ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 18,05 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato interamente conferito. Al 31 ottobre 2020 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,18 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 258,4 milioni di metri cubi standard/giorno: 248 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 8,9 M(m³)/g in quelli di Edison e 1,5 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

La **distribuzione** di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 265.920 km di rete (di cui 784 non in funzione nel 2020), 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 1.885 km rispetto al 2019. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.662 cabine e 102.583 gruppi di riduzione finale. Il 57,8% delle reti (153.693 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (60.630 km) e il restante 19,4% (51.598 km) si trova al Sud e nelle Isole. Nel 2020 le imprese attive nella distribuzione gas sono risultate 194 (tre in meno del 2019), di cui sei molto grandi (con oltre 500.000 clienti), 22 con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000, 19 medie (50.000-100.000 clienti), 96 piccole (10.000-50.000) e 51 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

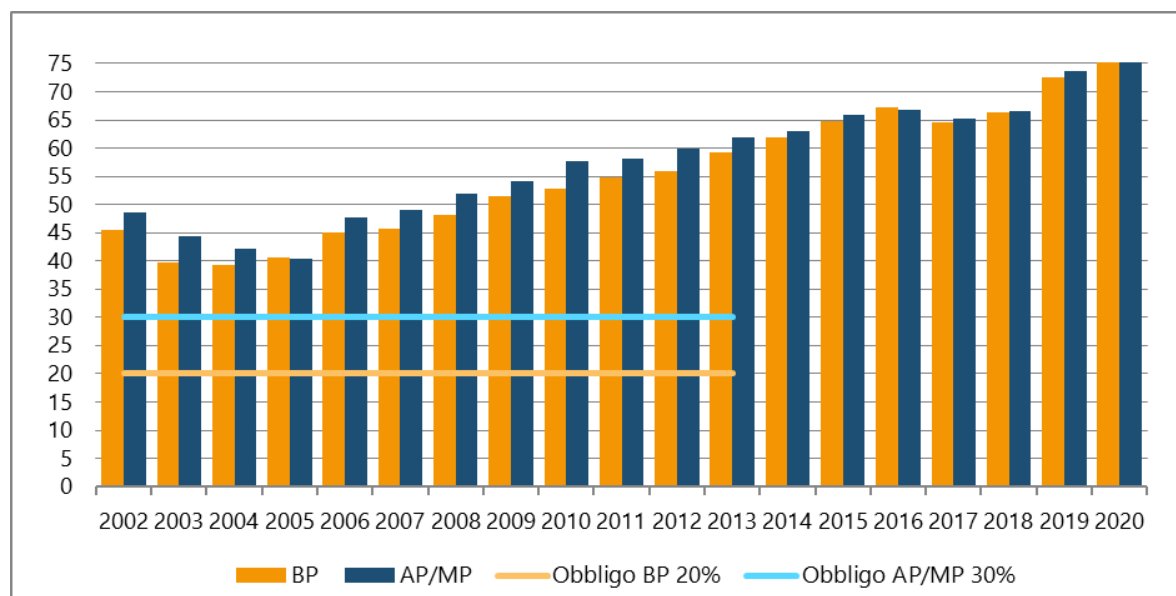
¹³⁵ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

2013), ma la loro quota non si è ridotta in termini di gas distribuito, che è rimasta stabile intorno all'82% e nell'ultimo biennio è salita di due punti. Le medie imprese sono rimaste invariate sia in termini di numero (circa 20) che di incidenza dei volumi distribuiti (circa il 7%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 175 a 147) che la loro quota di volumi erogati (dall'11% al 9,3%). Complessivamente i 194 operatori attivi nel 2020 hanno distribuito 30 G(m³), 1.251 milioni di m³ in meno dell'anno precedente, a 24 milioni di consumatori. Il servizio è stato gestito attraverso 6.568 concessioni in 7.249 comuni.

Qualità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2019 è stata approvata¹³⁶ 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.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

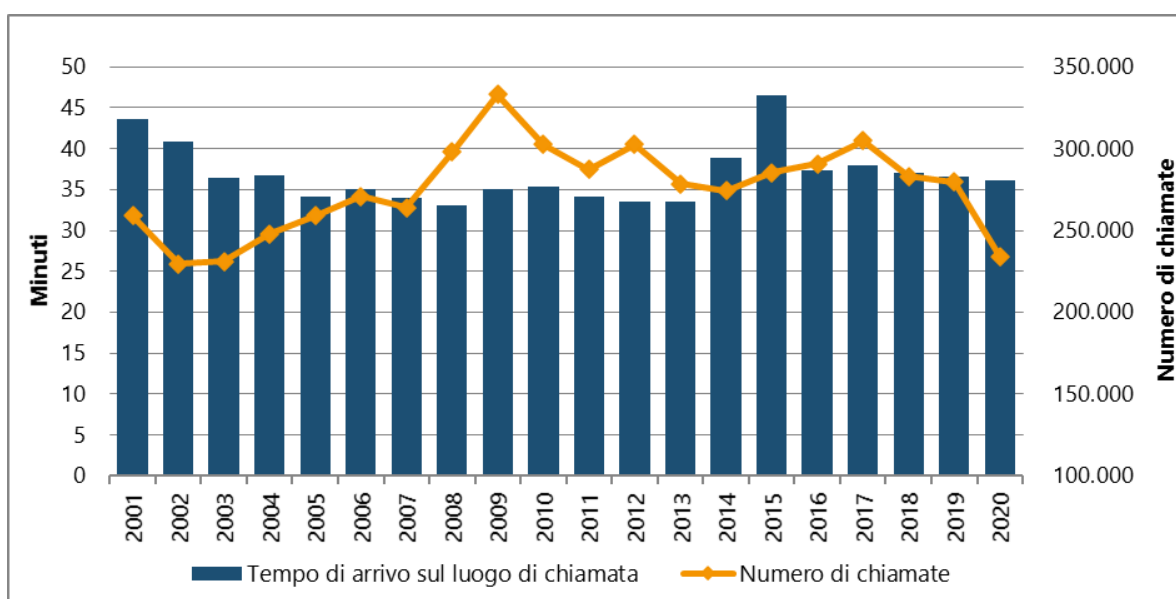
La Figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002. Fino al 2013 la regolazione prevedeva una percentuale minima da ispezionare ogni anno, mentre dal 2014 è stato introdotto un obbligo per il 100% della rete su base pluriennale: il triennio mobile, per le condotte

¹³⁶ Con la delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

in alta e media pressione (AP/MP), e il quadriennio, per le condotte in bassa pressione (BP). Per il 2020 si registra un aumento rispetto al 2019 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 favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

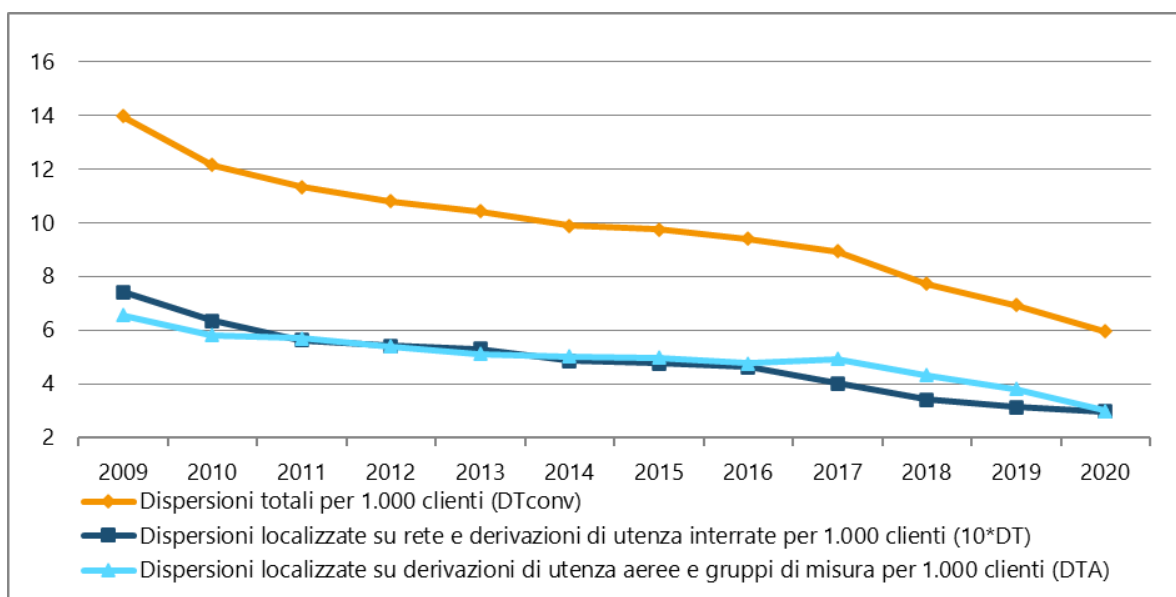
Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la Figura 4.2 riporta la serie storica del tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica), aggiornata al 2020. Il valore medio nazionale è pari a circa 36 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2019. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata entro 60 minuti, pari al 90%.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

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.

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 una diminuzione sia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Il numero di dispersioni convenzionali localizzate a seguito di segnalazione di terzi per migliaio di clienti finali (DT_{conv}) è in costante diminuzione.

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 2020 sono state realizzate 101 connessioni con le reti di trasporto, di cui 89 con condotte in alta pressione e 12 con quelle in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 77 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 40,1 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni con l'alta pressione, ma è diminuito quello con le condotte in media pressione ed è leggermente aumentato il tempo medio per la realizzazione di entrambi i tipi di allacciamento: di 7 giorni lavorativi per le reti in alta pressione e di 2 giorni lavorativi per quelle in media pressione. L'allungamento dei tempi non risulta particolarmente elevato, in considerazione dell'emergenza sanitaria che ha richiesto numerosi provvedimenti di restrizione alla circolazione delle persone. Metà delle 101 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 45 sulle 89 in alta pressione e 5 sulle 12 realizzate in media pressione).

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2019		2020	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	61	70,0	89	77,0
Media pressione	19	38,3	12	40,1
TOTALE	80	62,5	101	72,6

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

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): 106.996 nel 2020, rispetto alle 117.045 del 2019. Come sempre,

la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (95,9%) 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 leggero allungamento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 7,4 a 8,1 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 17,3 a 18,5 giorni lavorativi).

Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2019		2020	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	0	-	0	-
Alta pressione	4.871	7,4	4.342	8,1
Media pressione	112.174	17,3	102.654	18,5
TOTALE	0	-	106.996	8,5

(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.

4.1.2 Bilanciamento

Incentivazione dell'efficienza del bilanciamento

Nel 2016 l'Autorità ha introdotto un sistema per incentivare il responsabile del bilanciamento (RdB), ossia Snam Rete Gas, ad adottare azioni di bilanciamento efficienti, favorendo così la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine. Il sistema di incentivazione è basato su un set di parametri, definiti nel Testo integrato del bilanciamento (TIB¹³⁷), che nel febbraio 2020 è stato integrato¹³⁸ con l'inserimento di ulteriori due indicatori (p4 e p5), finalizzati a misurare, nel nuovo regime del *settlement*, l'efficienza dell'RdB nell'approvvigionamento del quantitativo di gas di sistema. Tale efficienza è misurata da:

- lo scarto tra i volumi approvvigionati e i volumi effettivamente necessari;
- l'anticipo, per quanto possibile, dell'acquisto dei volumi di gas da approvvigionare, sia in ragione della maggiore liquidità del mercato nel giorno-gas G-1 rispetto a quelle di fine giornata, sia al fine di minimizzare possibili interferenze con l'attività di bilanciamento nel giorno G.

Nel dicembre 2020 l'applicazione degli indicatori p4 e p5 è stata estesa¹³⁹ a tutto il 2021.

Disciplina del *settlement*

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha approvato¹⁴⁰ la riforma delle regole del *settlement* gas, contenuta

¹³⁷ Allegato A alla delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

¹³⁸ Delibera 18 febbraio 2020, 45/2020/R/gas.

¹³⁹ Delibera 22 dicembre 2020, 578/2020/R/gas.

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 (Δ_{IO} o Δ_{IO}^O);
- 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.

La riforma suddetta prevedeva che venissero disciplinate successivamente l'attività di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a copertura del Δ_{IO} , nonché le conseguenti integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi all'RdB. In esito ad apposita consultazione avviata nel settembre 2018¹⁴¹, nell'aprile 2019 è stata approvata¹⁴² una nuova versione del TISG che ha recepito la nuova regolazione in materia di determinazione delle partite fisiche giornaliere.

Nel maggio 2019 l'Autorità ha poi approvato¹⁴³ 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, ossia i quantitativi a copertura del Δ_{IO} , degli autoconsumi (componente C), delle perdite (componente PE), del gas non contabilizzato (componente GNC) e delle variazioni programmate di *linepack* (componente ΔLP_p), in coerenza con quanto previsto dalla Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG). Inoltre:

- sono state introdotte modifiche al *Testo integrato del bilanciamento gas (TIBG)*, anche in relazione ai meccanismi di neutralità dell'RdB, nonché all'introduzione di un nuovo indicatore di performance;
- è stato disposto che l'equazione di bilancio di Snam Rete Gas venga modificata in modo da poter distinguere le attività di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da quelle finalizzate al bilanciamento del sistema, anche in ragione del fatto che le prime non concorrono alla formazione dei prezzi marginali di bilanciamento.

¹⁴⁰ Delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

¹⁴¹ Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

¹⁴² Delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

¹⁴³ Delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

Nel novembre 2019 sono state approvate¹⁴⁴ ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte dell'RdB delle risorse necessarie al funzionamento del sistema, a partire dalla proposta presentata dall'RdB stesso ai sensi del TIBG, prevedendo, in particolare, che:

- l'approvvigionamento avvenga tramite aste a prezzo marginale nell'ambito del comparto dell'MP-GAS, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori ammessi a operare su MGAS, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta;
- ciascuna asta sia di tipo bilaterale;
- 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 2019¹⁴⁵. In caso di impreviste e significative variazioni delle condizioni di mercato, Snam Rete Gas, qualora lo ritenga necessario e urgente al fine di approvvigionare il gas di sistema, può definire un prezzo di acquisto superiore a quello sopra menzionato, dandone comunicazione all'Autorità e al GME.

Nel corso del 2020 sono stati adottati provvedimenti funzionali all'applicazione della suddetta nuova disciplina del *settlement*. Nel maggio 2020 l'Autorità, alla luce del grado di funzionamento delle sessioni di bilanciamento, ha previsto¹⁴⁶ alcuni interventi urgenti:

- con riferimento al bilancio definitivo del mese di gennaio 2020, ha dato disposizioni che consentono a Snam Rete Gas, tramite procedure dedicate, di acquisire direttamente dalle imprese di distribuzione il prelievo giornaliero corretto dei punti di riconsegna della rete di distribuzione (PdR) esclusi dal Gestore del Sistema informativo integrato (SII), al fine della loro contabilizzazione nell'ambito del bilancio di trasporto;
- ha dato mandato a Snam Rete Gas e al Gestore del SII di coordinarsi al fine di proporre all'Autorità i criteri per l'individuazione di prelievi anomali;
- ha programmato la definizione, con successivo provvedimento, di integrazioni alle disposizioni del *settlement* volte a disciplinare, nell'ambito delle ordinarie attività nella responsabilità del Gestore del SII, la comunicazione alle imprese di distribuzione, agli Utenti della Distribuzione (UdD) e agli Utenti del Bilanciamento (UdB) delle anomalie rilevate ai fini della loro correzione.

Nel giugno 2020 sono state approvate¹⁴⁷ le modifiche alla disciplina del *settlement* funzionali a dare attuazione all'intervento sopra richiamato con decorrenza dal bilancio relativo al mese di maggio 2020. Inoltre, sono state ottimizzate le tempistiche delle attività funzionali alla definizione dei bilanci definitivi, ampliando il tempo a disposizione delle imprese di distribuzione per la comunicazione delle rettifiche, mantenendo comunque scadenze di definizione dei medesimi

¹⁴⁴ Delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

¹⁴⁵ Punto 7 della delibera 28 maggio 2019, 208/2019/R/gas.

¹⁴⁶ Delibera 27 maggio 2020, 181/2020/R/gas.

¹⁴⁷ Delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas.

bilanci allineate a quelle attuali.

Nel settembre 2020 sono state approvate¹⁴⁸ integrazioni alla regolazione dell'accesso al servizio di trasporto¹⁴⁹, in tema di corrispettivi di scostamento, con l'obiettivo di prevenirne l'eccessiva onerosità in caso di scostamenti ripetuti, in accoglimento delle segnalazioni pervenute sulle criticità derivanti dall'incremento del valore dei suddetti corrispettivi in applicazione della nuova regolazione delle tariffe di trasporto¹⁵⁰, nonché sulle incertezze di stima delle necessità di capacità di trasporto per varie ragioni, a cominciare dai possibili effetti della pandemia di Covid 19. In particolare, è stato previsto che l'ammontare massimo dei corrispettivi di scostamento applicati a un utente presso un punto di riconsegna, con riferimento all'intero anno termico, non possa essere superiore a 1,1 volte l'ammontare annuale del corrispettivo unitario di capacità nel punto di riconsegna stesso, moltiplicato per il massimo scostamento registrato in quel punto nel corso dell'anno termico. Tale disposizione non è stata sottoposta a consultazione preventiva ragioni di urgenza, ma è stato comunque riconosciuta a tutti i soggetti interessati la possibilità di presentare osservazioni entro il 25 settembre 2020.

4.1.3 Questioni transfrontaliere

Accesso e sviluppo del sistema di trasporto

Il regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*), che istituisce un Codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas, disciplina, tra le altre questioni, la realizzazione di nuova capacità presso i punti di interconnessione tra i paesi dell'Unione europea. In merito a tali punti, il regolamento prevede una procedura armonizzata a livello europeo per la realizzazione di nuova capacità e introduce precisi obblighi, direttamente applicabili, in capo ai gestori del sistema di trasporto e alle autorità di regolazione nazionali. Nel quadro del regolamento CAM, la prima procedura per la realizzazione di nuova capacità è stata lanciata dai gestori di sistemi di trasporto nel 2017. Alla luce dell'esperienza acquisita nella procedura suddetta e in vista dell'avvio della nuova procedura il 1° luglio 2019, nell'aprile 2019 l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare¹⁵¹ alcune disposizioni della regolazione nazionale relative alla creazione di nuova capacità presso i punti della rete nazionale non connessi con un paese dell'Unione europea. Tali modifiche, in particolare, sono funzionali all'armonizzazione delle tempistiche di svolgimento della procedura nazionale e di quella europea, al fine di assicurare uno sviluppo coordinato della rete di trasporto nazionale. Le due procedure, infatti, sebbene incidano su punti di accesso diversi della rete nazionale (europei e non europei), hanno impatti sullo sviluppo del medesimo sistema di trasporto ed è quindi importante che siano coordinate.

Per quanto riguarda, invece, i punti di interconnessione tra i paesi non appartenenti all'Unione europea, nei primi mesi del 2019, diversi operatori italiani hanno avviato delle trattative con Algeria e Tunisia per rinnovare i contratti in scadenza di acquisto e trasporto di gas attraverso i gasdotti internazionali TTPC-TMPC con punto di approdo a Mazara del Vallo. A causa del protrarsi delle

¹⁴⁸ Delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas.

¹⁴⁹ Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

¹⁵⁰ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

¹⁵¹ Delibera 16 aprile 2019, 245/2019/R/gas.

trattive, gli operatori coinvolti hanno presentato una segnalazione all'impresa maggiore di trasporto, per manifestare l'interesse ad acquisire capacità annua presso il punto di entrata di Mazara del Vallo, ma l'impossibilità a partecipare secondo le modalità e le tempistiche indicate nel Codice di trasporto. Al fine di tenere conto delle circostanze eccezionali sopra descritte e in considerazione del fatto che Mazara rappresenta un punto di collegamento strategico con un paese produttore di gas naturale non appartenente all'Unione europea, l'Autorità nel luglio 2019 ha disposto¹⁵² una deroga alla regolazione vigente e ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto di introdurre, solo per il 2020, una seconda sessione di conferimento di capacità annua (oltre a quella del 1° luglio) nel mese di settembre. In seguito alla disposizione suddetta l'Autorità nel luglio 2019 ha proposto¹⁵³ di effettuare un aggiornamento più generale della disciplina vigente, risalente al luglio 2002¹⁵⁴, in materia di conferimenti di capacità annua presso i punti interconnessi con l'estero diversi dai punti interconnessi con paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera (quindi Mazara del Vallo, per il collegamento con l'Algeria, e Gela, per il collegamento con la Libia). Lo scopo è conciliare le criticità legate all'acquisizione della capacità annua derivanti da processi negoziali/autorizzativi non disciplinati da regolamenti europei con l'esigenza di tutelare il sistema dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti.

Relativamente all'accesso al gasdotto TAP (*Trans-Adriatic Pipeline*), nel giugno 2020 l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione ERE (Albania) e RAE (Grecia), ha dato¹⁵⁵ parere favorevole alla richiesta di prolungamento della scadenza del periodo di esenzione presentata da TAP AG. Il parere è stato trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, che, per l'Italia, è l'autorità competente per il rilascio dell'esenzione. Il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) è parte del Corridoio meridionale del gas, che trasporta in Europa il gas naturale del giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan, attraverso il Nord della Grecia, l'Albania e il Mare Adriatico, prima di approdare nel Sud Italia, in Puglia. L'esenzione per il gasdotto TAP era stata rilasciata dal Ministero alla condizione che l'infrastruttura fosse diventata operativa alla data del 31 dicembre 2020. La richiesta di TAP AG di posticipare quest'ultima scadenza (ferme tutte le altre condizioni, compresa la durata dell'esenzione, che rimane di 25 anni) è stata presentata in via prudenziale per tenere conto di possibili ritardi non prevedibili legati all'emergenza da Covid 19. La richiesta è stata successivamente ritirata dalla società poiché l'infrastruttura è diventata operativa entro i termini precedentemente stabiliti.

Sempre in riferimento al TAP, nel novembre 2020 l'Autorità ha approvato¹⁵⁶ la procedura di allocazione della capacità concorrente sui sistemi Snam e TAP, proposta congiuntamente da Snam Rete Gas e TAP AG. Con il medesimo provvedimento, è stata approvata la ripartizione di eventuali proventi di asta al punto di interconnessione di Melendugno. Ai sensi del regolamento (UE) 459/2017 (*Capacity Allocation Mechanism – CAM*) e del *TAP Network Code*, infatti, la società TAP AG è tenuta a trasmettere alle autorità una procedura di allocazione di "capacità concorrente". Questa tipologia di allocazione è necessaria quando la capacità in più punti di un sistema non può essere allocata indipendentemente a causa di vincoli fisici sulla rete. Il CAM prevede anche che la procedura di "capacità concorrente" sia concordata con i TSO (Transmission System Operator)

¹⁵² Delibera 16 luglio 2019, 308/2019/R/gas.

¹⁵³ Documento per la consultazione 30 luglio 2019, 344/2019/R/gas.

¹⁵⁴ Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

¹⁵⁵ Delibera 23 giugno 2020, 231/2020/R/gas.

¹⁵⁶ Delibera 10 novembre 2020, 453/2020/R/gas.

coinvolti, nella fattispecie Snam e DESFA (TSO greco).

Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e analisi costi/benefici

Il 7 maggio 2020 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per gli anni 2019 e 2020. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi il 10 luglio 2020, sono state organizzate dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, due sessioni pubbliche *online* di presentazione e confronto sui Piani: la prima, finalizzata alla presentazione dei più importanti interventi contenuti nei Piani e delle principali ipotesi di scenario assunte, il 26 maggio 2020; la seconda, di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, il 17 giugno 2020.

Nel dicembre 2020 l'Autorità ha espresso¹⁵⁷ la valutazione sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2019 e 2020 e disposto alcune modifiche ai "Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas e per l'analisi costi-benefici degli interventi"¹⁵⁸, resesi necessarie in relazione alle carenze informative riscontrate dall'analisi dei Piani e dei documenti a essi propedeutici.

In sede di valutazione, l'Autorità, con riferimento a singoli interventi di sviluppo, ha rilevato in particolare:

- l'insufficienza di elementi informativi o la mancata presentazione di analisi costi/benefici idonee a esprimere una valutazione completa relativamente ad alcuni interventi di sviluppo esposti dai gestori delle reti di trasporto e la necessità, pertanto, di proseguirne la valutazione nei prossimi Piani;
- nel caso di interventi di nuova metanizzazione, l'importanza di un adeguato coordinamento degli sviluppi di rete di trasporto e di distribuzione del gas, prevedendo la necessità che l'impresa di trasporto valuti gli sviluppi della rete necessari, tenendo conto delle condizioni minime di sviluppo delle reti di distribuzione previste dalla stazione appaltante, in modo da garantirne un'adeguata pianificazione, e programmi la relativa realizzazione in coordinamento con il distributore concessionario;
- la necessità di riformulare, nei prossimi Piani, l'intervento di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna da parte di Enura, individuando la configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale coerente con le previsioni normative introdotte dall'art. 60, comma 6, del decreto-legge n. 76/2020, come convertito in legge, tenuto altresì conto degli indirizzi formulati dal Ministero dello sviluppo economico;
- l'opportunità di valutare positivamente i progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico previsti nel Piano di Snam, anche in ragione degli effetti sortiti in termini di maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali, avviando al contempo un procedimento allo scopo di individuare specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore al mercato dei servizi di dispacciamento;

¹⁵⁷ Delibera 15 dicembre 2020, 539/2020/R/gas.

¹⁵⁸ Contenuti previsti dall'allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas.

- la possibilità di ricorrere a verifiche esterne indipendenti per le valutazioni degli interventi dei prossimi Piani di particolare rilevanza, o che presentino particolari criticità.

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 2020, 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. In particolare:

- nel gennaio 2020 è stata approvata¹⁵⁹ la proposta di Codice della società Ital Gas Storage, titolare di nuovo sito di stoccaggio nel Comune di Cornegliano Laudense (Provincia di Lodi) entrato in esercizio commerciale il 29 dicembre 2018;
- nel marzo 2020 è stata approvata¹⁶⁰ la proposta della società Stogit che riguarda la revisione delle parti del Codice riguardanti alcune caratteristiche dei servizi base (andamento delle prestazioni di iniezione ed erogazione nel corso dell'anno termico) e altri processi operativo-gestionali delle capacità di stoccaggio (per esempio, criteri per la conferma della riformulazione del programma giornaliero);
- a marzo 2020 è stata inoltre approvata¹⁶¹ una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico, che introduce la possibilità di approdo e scarica di navi metaniere di maggiori dimensioni rispetto a quelle attualmente previste e aggiorna i livelli minimi di *rating* richiesti per l'accesso al servizio;
- ad aprile 2020 sono state approvate¹⁶² le modifiche proposte da Snam Rete Gas finalizzate a introdurre un'opzione di anticipo delle attività di progettazione e ottenimento dei permessi per la realizzazione degli allacciamenti alla rete;
- a maggio 2020 sono state approvate¹⁶³ le modifiche dei codici di rete proposte da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas, che aggiornano la specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale e nel biometano per l'immissione in rete;
- a giugno 2020 è stato approvato¹⁶⁴ il Codice di rete del gasdotto di interconnessione TAP. Tale approvazione è giunta al termine di un processo pluriennale di interazione tra TAP AG e le tre

¹⁵⁹ Delibera 21 gennaio 2020, 67/2020/R/gas.

¹⁶⁰ Delibera 3 marzo 2020, 55/2020/R/gas.

¹⁶¹ Delibera 26 marzo 2020, 97/2020/R/gas.

¹⁶² Delibera 14 aprile 2020, 129/2020/R/gas.

¹⁶³ Delibera 12 maggio 2020, 164/2020/R/gas.

¹⁶⁴ Delibera 16 giugno 2020, 218/2020/R/gas.

autorità di regolazione ARERA, ERE (Albania), RAE (Grecia). Le condizioni stabilite nel Codice di rete di TAP si applicano in maniera non discriminatoria a tutti gli utenti che acquisiscono capacità di trasporto sul gasdotto, inclusi quelli che dispongono della c.d. *initial capacity* (soggetta a esenzione);

- ad agosto 2020 sono state approvate¹⁶⁵ le proposte di modifica dei codici di rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia (SGI) in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto e, per la sola Società Gasdotti Italia, nonché quelle relative alla risoluzione anticipata del contratto di trasporto in caso di mancato pagamento o perdita dei requisiti per l'accesso al servizio;
- nell'agosto 2020 è stata inoltre approvata¹⁶⁶ una proposta di modifica del Codice di rigassificazione della società GNL Italia, che recepisce le disposizioni¹⁶⁷ che anticipano al secondo anno successivo a quello di conferimento l'inizio del periodo per il quale possono essere definiti prodotti pluriennali di capacità e introduce un corrispettivo per lo scambio di capacità tra utenti e GNL Italia differenziato in funzione dei mesi dell'anno termico oggetto dello scambio;
- nel settembre 2020 è stata approvata¹⁶⁸ una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas funzionale al recepimento della nuova regolazione¹⁶⁹ tariffaria del servizio di trasporto del gas per il quinto periodo di regolazione (2020-2023), in relazione al superamento, dall'anno termico 2020/2021, della differenziazione dei corrispettivi tariffari del trasporto per aree di uscita dalla rete nazionale di gasdotti;
- nel dicembre 2020 sono state approvate¹⁷⁰ proposte di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas di adeguamento alle disposizioni¹⁷¹ urgenti in materia di *settlement* del giugno 2020 sopra descritte; è stato in ogni caso ritenuto opportuno, in ragione delle criticità rilevate da utenti e operatori, nelle more della conclusione degli approfondimenti in corso presso il Gestore del SII e della introduzione di una regolazione della qualità delle attività di distribuzione relative alle procedure di *settlement*, sospendere l'applicazione del corrispettivo richiesto da Snam Rete Gas per la rettifica dei dati anomali.

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 2020 il consumo lordo di gas naturale è diminuito di 3,2 G(m³), attestandosi a 71,3 G(m³) dai 74,5 G(m³) del 2019. In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 4,3% (Tavola 4.3).

¹⁶⁵ Delibera 4 agosto 2020, 316/2020/R/gas.

¹⁶⁶ Delibera 4 agosto 2020, 317/2020/R/gas.

¹⁶⁷ Delibera 24 marzo 2020, 85/2020/R/gas.

¹⁶⁸ Delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas.

¹⁶⁹ Delibera 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

¹⁷⁰ Delibera 3 dicembre 2020, 521/2020/R/gas.

¹⁷¹ Delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas.

Tavola 4.3 Consumo lordo di gas naturale in Italia

DISPONIBILITÀ (M(m ³))	2019	2020 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione nazionale	4.852	4.107	-15,4%
Importazioni	71.065	66.393	-6,6%
Esportazioni	325	316	-2,8%
Variazione delle scorte	1.122	-1.076	-
CONSUMO INTERNO LORDO	74.470	71.260	-4,3%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

A fronte dei minori consumi, le importazioni nette hanno coerentemente evidenziato un calo del 6,6%. I volumi di gas importato dall'estero si sono, infatti, ridotti di 4,7 G(m³) rispetto al 2019, attestandosi a 66,4 G(m³); le esportazioni sono diminuite di 9 M(m³). Ancora una forte riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-15,4%), la più elevata dell'ultimo decennio. In compenso, diversamente da quanto è accaduto negli ultimi due anni, i volumi presenti negli stoccaggi a fine anno sono risultati di 1,1 G(m³) inferiori ai quantitativi di inizio anno: quindi una parte dei consumi è stata coperta con il ricorso agli stoccaggi. Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il valore lordo dei consumi nazionali, è sceso al 93,2%, dopo che nell'anno precedente aveva toccato il valore record del 95,4%. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo netto nel 2020 è risultato pari a 68,5 G(m³), un valore del 4,2% inferiore a quello del 2019.

Coerentemente con il calo delle attività economiche causato dalla pandemia di Covid-19, nel 2020 i consumi provenienti dagli usi produttivi hanno registrato un significativo ripiegamento, così come quelli del settore domestico, che sono stati contenuti da un andamento climatico sfavorevole ai riscaldamenti. Più in dettaglio, i consumi del settore industriale sono calati del 2,2% e quelli della generazione termoelettrica del 3,1%. Quello del commercio e servizi è il settore che più ha sofferto delle varie misure di contenimento che sono state adottate per rallentare la diffusione del virus, specialmente i comparti legati al turismo (servizi ricettivi e ristorazione) e ai servizi ricreativi, che per molti mesi dell'anno sono stati di fatto bloccati. Non sorprende, quindi, che i consumi del settore dei servizi abbiano registrato un vero e proprio crollo del 12,1% rispetto al 2019. Per gli stessi motivi, anche i consumi di gas legati ai trasporti hanno evidenziato un pesante cedimento, pari a -15,7%, mentre la perdita nei consumi del settore domestico è quantificabile in un -2,8%.

Produzione

Anche nei dati raccolti nella consueta *Indagine annuale sui settori regolati* svolta dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, è emersa una notevole contrazione della produzione nazionale di gas: nel 2020 sono stati estratti complessivamente 4.051 M(m³) da 17 imprese riunite in 14 gruppi societari (erano 14 imprese riunite in 9 gruppi societari nel 2019). Poiché l'anno precedente la produzione era risultata pari a 4.107 M(m³), nel 2020 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 13,2%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2020, arrivando al 71,6% dal 75,2% dell'anno precedente. Nel 2020, infatti, le società del gruppo citato hanno estratto circa 610 M(m³) in meno del 2019, registrando quindi un calo del 17,4%. 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 nel

2019, la produzione di quest'ultimo è leggermente diminuita anche nel 2020, di circa 28 M(m³) (-4,1%) ma, a causa della riduzione complessiva più elevata, la sua quota è salita dal 14,6% al 16,1%. La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 43 M(m³) di gas in meno rispetto al 2019 (-12,5%), è rimasta sostanzialmente invariata al 7,5%, così come quella del gruppo Gas Plus, anche quest'anno pari al 2,3%, che ha estratto 13 M(m³) in meno rispetto al 2019. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli *asset* detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*. Viceversa, è cresciuta al 2,4% (dallo 0,5% del 2019) la quota degli altri produttori, che insieme hanno estratto 99 M(m³), 75 in più rispetto all'anno precedente.

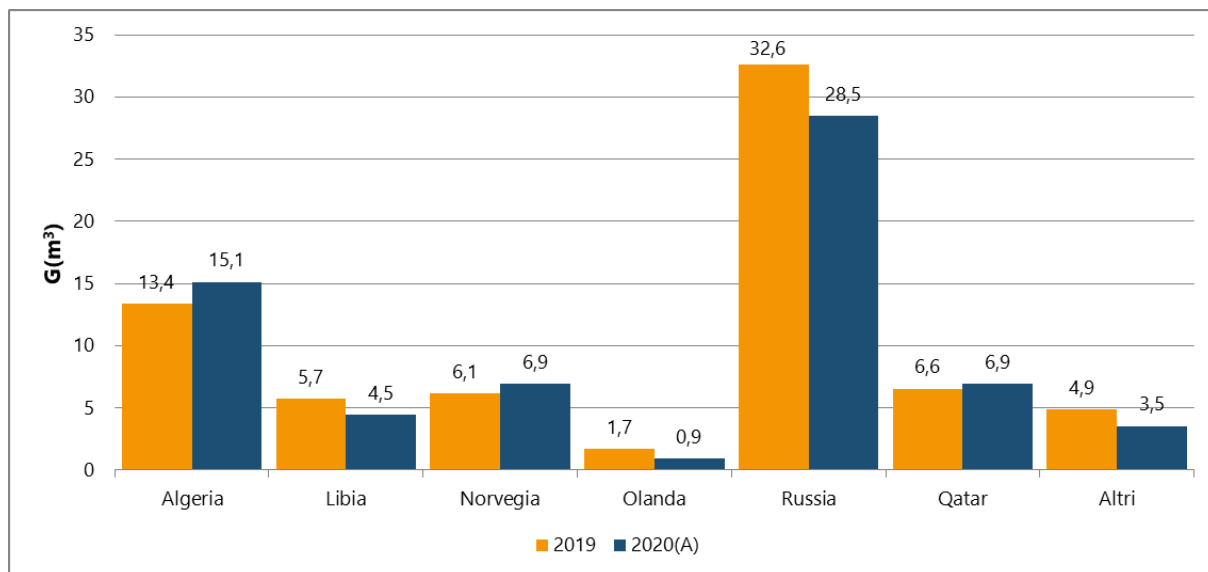
Importazioni

Come appena anticipato, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2020 l'Italia ha importato 4,7 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2019: le importazioni lorde sono, infatti, scese a 66,4 G(m³), con un calo del 6,6% rispetto al 2019. Le esportazioni, invece, sono scese da 325 a 316 M(m³). Pertanto, il saldo estero è passato da 70.740 a 66.077 M(m³).

La Figura 4.4 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza¹⁷² del gas stesso. La riduzione delle importazioni del 2020 non ha avuto un impatto simile in tutti i paesi da cui l'Italia acquista il gas; infatti, sono cresciuti i volumi di gas provenienti dall'Algeria, dalla Norvegia e dal Qatar, mentre si sono ridotti quelli provenienti da Russia, Libia, Olanda e dal resto del mondo. Dall'Algeria sono giunti in Italia 1,8 G(m³) in più rispetto al 2019, con una crescita del 13%. Un tasso di incremento analogo si registra anche per la Norvegia, da cui abbiamo importato un volume di 0,8 G(m³) superiore a quello dell'anno precedente. La variazione positiva del gas proveniente dal Qatar è stata minore, pari al 6%, equivalente a 0,4 G(m³) in più del 2019. Viceversa, nel 2020 abbiamo importato: 4,1 G(m³) in meno dalla Russia, 1,2 G(m³) in meno dalla Libia, 0,8 G(m³) in meno dall'Olanda e 1,3 G(m³) in meno dalle altre zone. Nell'ambito di queste ultime sono da sottolineare, in particolare, il quasi azzeramento dei carichi di GNL provenienti da Trinidad & Tobago (luogo da cui nel 2019 erano giunti 1,4 G(m³), ridotti a 0,2 nel 2020) e l'incremento del GNL proveniente dagli Stati Uniti, passato da 1,6 a 1,7 G(m³).

Nel 2020, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è diminuito al 42,9% (era al 46% nel 2019), mentre la quota dell'Algeria è risalita al 22,8% dal 18,8%. Il terzo paese per importanza è il Qatar, da cui arriva il 10,5% del gas complessivamente importato in Italia (9,2% nel 2019), seguito dalla Norvegia, la cui quota è al 10,4%, e dalla Libia al 6,7%. Il 5,3% delle importazioni italiane nel 2020 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Grazie al significativo incremento della quota norvegese, e nonostante la riduzione del gas olandese, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa (cioè da Norvegia e Olanda insieme) non è diminuita, bensì è passata dall'11,1% all'11,8%.

¹⁷² 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.

Figura 4.4 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2020 sono stati importati in Italia 62,4 G(m³), 6,7 in meno rispetto al 2019¹⁷³ (Tav. 3.3). La riduzione è stata, quindi, del 9,7%, leggermente superiore a quella valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico¹⁷⁴. L'8,8% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 5,5 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Quest'ultimo valore è cresciuto del 20% rispetto al 2019, quando dalle Borse europee risultavano giunti 4,6 G(m³).

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2020, pari a 29,7 G(m³), sono diminuiti di quasi 2,9 G(m³) rispetto al 2019. La significativa riduzione delle importazioni di Eni (-8,8%), di poco inferiore a quella evidenziata dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società un lieve incremento al 47,6% (44,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 47,1% rilevato nel 2019. Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica come nel 2019, hanno subito un netto calo, essendo passate da 14,7 a 10,8 G(m³); la quota nel mercato dell'importazione del gruppo menzionato è, quindi, scesa al 17,4% dal precedente 21,3% e la sua distanza da Eni è tornata ad ampliarsi di quasi cinque punti percentuali. Un discreto incremento (+2,9%) si è avuto, invece, nelle importazioni di Enel Global Trading, passate da circa 6,7 G(m³) nel 2019 a 6,9 G(m³): perciò Enel Global Trading è rimasta al terzo posto, con una quota in ascesa dal 9,8% all'11,1%. Con 3,7 G(m³) importati, 2,6 in più del 2019, Shell Energy Europe è salita dal sesto al quarto posto della classifica dei primi venti importatori nel 2020. Il notevole incremento (+225%) del gas importato

¹⁷³ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁷⁴ 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. Tra i non rispondenti all'Indagine sul 2020, per esempio, vi è l'impresa Danske Commodities, che nel 2019 risultava al settimo posto della classifica degli importatori con un volume di importazione pari a 858 M(m³). 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.

rispetto all'anno precedente da questa società è dovuto all'avvio di un nuovo contratto di importazione di gas algerino a Mazara del Vallo. Quantitativi in aumento percentualmente altrettanto rilevanti si osservano anche per Gazprom Italia, da 260 a 832 M(m³), e per A2A, le cui importazioni sono praticamente raddoppiate, passando da 432 a 876 M(m³). All'opposto, vi sono imprese che hanno diminuito le proprie importazioni, anche in misura rilevante, come nel caso di Gunvor International (-1 G(m³), all'incirca), di Met International, che ha dimezzato l'import da 647 a 313 M(m³), o Hera Trading, che ha acquistato all'estero 214 M(m³) in meno del 2019.

Tavola 4.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/g	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/a	N. società con quota approvvigionamento >5% ^(C)	N. società con quota gas disponibile >5% ^(D)	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	84,0	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	116,9	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	122,1	3	3	42,7%
2014	210,9	330	7,1	121,7	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	120,3	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	120,1	3	3	46,3%
2017	285,7	425	5,5	121,7	3	3	44,4%
2018	287,5	396	5,4	120,4	4	4	47,2%
2019	329,4	394	4,9	120,2	3	3	46,8%
2020	385,0	366	4,1	119,6	4	4	42,1%

(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.

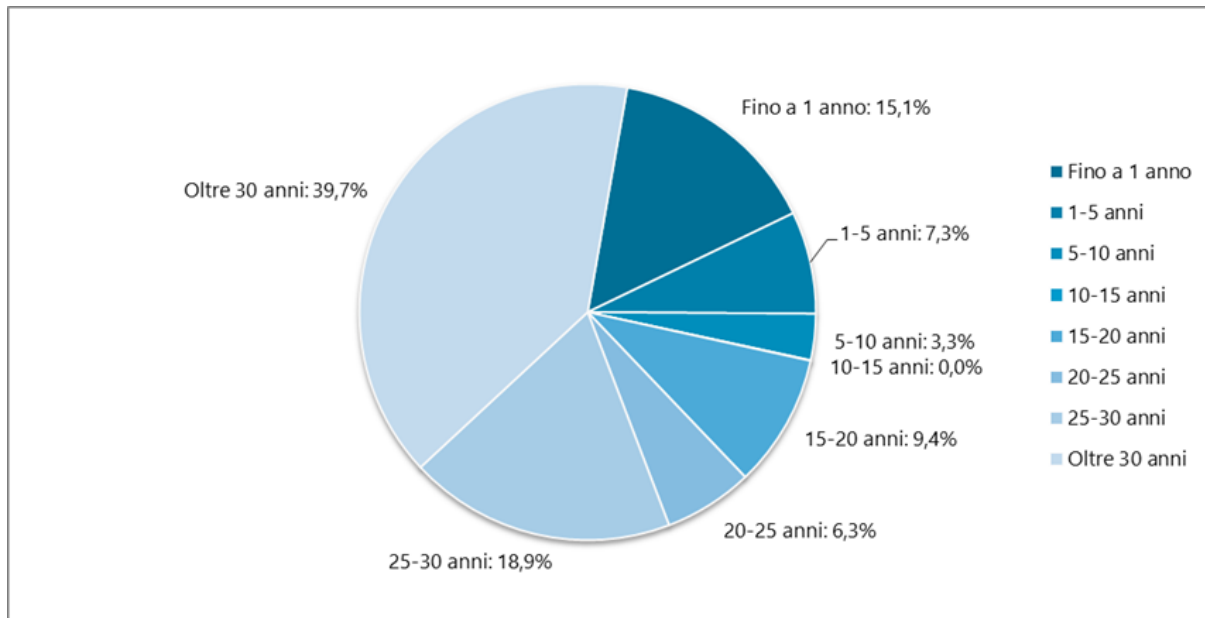
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

I gruppi¹⁷⁵ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison, Enel, come nel 2019, a cui si è aggiunto Royal Dutch Shell (Tavola 4.4). Insieme hanno importato 51,2 dei 62,4 G(m³) del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini

¹⁷⁵ 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.

nazionali, i quattro gruppi incidono per l'82,4% di tutto il gas approvvigionato. I quattro 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 (82,3%) sostanzialmente analoga a quella del gas approvvigionato.

Figura 4.5 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2020, secondo la durata intera

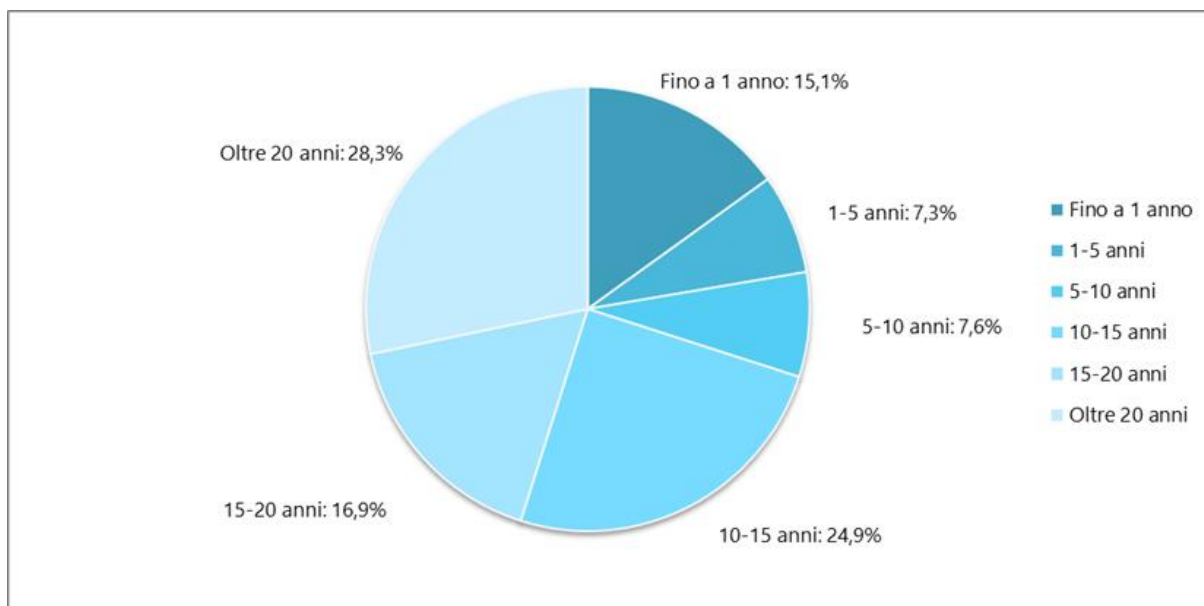


Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2020 secondo la durata intera (Figura 4.5) si mantiene anche per il 2020 piuttosto lunga. Infatti, la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni è pari al 64,9%, benché in diminuzione rispetto allo scorso anno (era il 72,1%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta ancora, salendo al 22,3% dal 20,4% evidenziato nel 2019, ma anche quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è salita di oltre cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente (12,8% al posto del 7,5% del 2019). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, che nel 2019 erano aumentate per la prima volta dal 2016, sono diminuite di poco: nel 2020, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 85,4 G(m³), mentre l'anno precedente erano di circa 800 M(m³) più elevate. L'incidenza delle importazioni *spot*¹⁷⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, in costante aumento da anni, nel 2020 è diminuita di quasi quattro punti percentuali, scendendo al 15,1%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2020 (Figura 4.6) mostrano che il 56,8% scadrà entro i prossimi dieci anni (la stessa quota era del 59,1% nel 2019) e il 39,8% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. Il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota, che era in aumento dal 2014, nel 2019 ha registrato una lieve flessione scendendo al 34,3%, mentre nel 2020 è tornata in lieve aumento.

¹⁷⁶ Vale la pena ricordare che tale incidenza 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.

Figura 4.6 Struttura dei contratti d'importazione attivi nel 2020, secondo la durata residua

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 cresciuta del 16,9%, avendo raggiunto 385 G(m³) (Tavola 4.4).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 368,4 G(m³), con un incremento del 17,4% rispetto allo stesso dato del 2019. Il mercato all'ingrosso ha movimentato 313,1 G(m³) in aumento del 22,3% rispetto al 2019, 55,3 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando un calo del 4,7% rispetto al 2019, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 16,6 G(m³), anche questi ultimi in aumento (6,3%). I gruppi industriali che nel 2020 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 5, uno in più rispetto al 2019.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (21,2%), Engie (13,2%), Alpiq (7,7%), Edison (7,1%) ed Enel (6,9%). In questo insieme nel 2019 non c'era Alpiq. I primi tre gruppi coprono insieme il 42,1% della domanda totale, una quota in calo rispetto a quella dello scorso anno (che era 46,8%).

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 759. Hanno risposto all'*Indagine annuale* 612 imprese (l'81%): di queste, 75 hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 612 società che hanno partecipato all'indagine, 59 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 553 attive, 84 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come **grossisti puri**, 354 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come **venditori puri**. Le rimanenti 115, 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 2020

Operatori	Numero	Vendite M(m ³)	Prezzo c€/m ³
Grossisti puri	84	181.173	15,22
Operatori misti	115	131.971	16,24
TOTALE INGROSSO	199	313.144	15,65

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 313,1 G(m³), è stato alimentato per il 58% da grossisti puri e per il restante 42% da operatori misti. Negli ultimi due anni il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso ha ripreso lentamente ad aumentare. Poiché, tuttavia, il volume di gas venduto è cresciuto in misura assai più rilevante, il volume medio unitario ha continuato ad ampliarsi. Nel 2020, infatti, 199 venditori (due in più del 2019) hanno venduto complessivamente 57,1 G(m³) in più del 2019; pertanto il volume medio unitario è passato da 1.300 a 1.574 M(m³) nel complesso del mercato, mettendo a segno un'altra notevole crescita, +21,1%, che segue il già ragguardevole +10,6% ottenuto nel 2019.

Nel segmento della vendita all'ingrosso di gas naturale, la presenza di imprese di diritto non italiano riguarda il 22% delle società presenti.

Nel corso dell'anno 6 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale; 4 imprese hanno cessato l'attività; 6 imprese hanno cambiato gruppo societario. Vi sono state anche cinque incorporazioni tra imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario.

Nel 2020 il livello di concentrazione di tale mercato è ulteriormente diminuito: la quota delle prime tre società (Eni, Eni Trading & Shipping ed Engie Global Markets), infatti, è risultata del 29,8%, oltre quattro punti percentuali al di sotto del 34,3% calcolato nel 2019. La quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Alpiq ed Enel Global Trading) è scesa dal 48% al 44,8%. Anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è sceso da 612 a 552, sempre largamente al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2020 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è risultato pari a 15,65 c€/m³, nettamente inferiore ai 21,45 c€/m³ (-27%) richiesti nel 2019. Ciò in linea con l'andamento del prezzo al PSV che nel 2020 si è abbassato del 35% rispetto alla media del 2019. Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato pari a 16,24 c€/m³, ovvero 1,02 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 15,22 c€/m³).

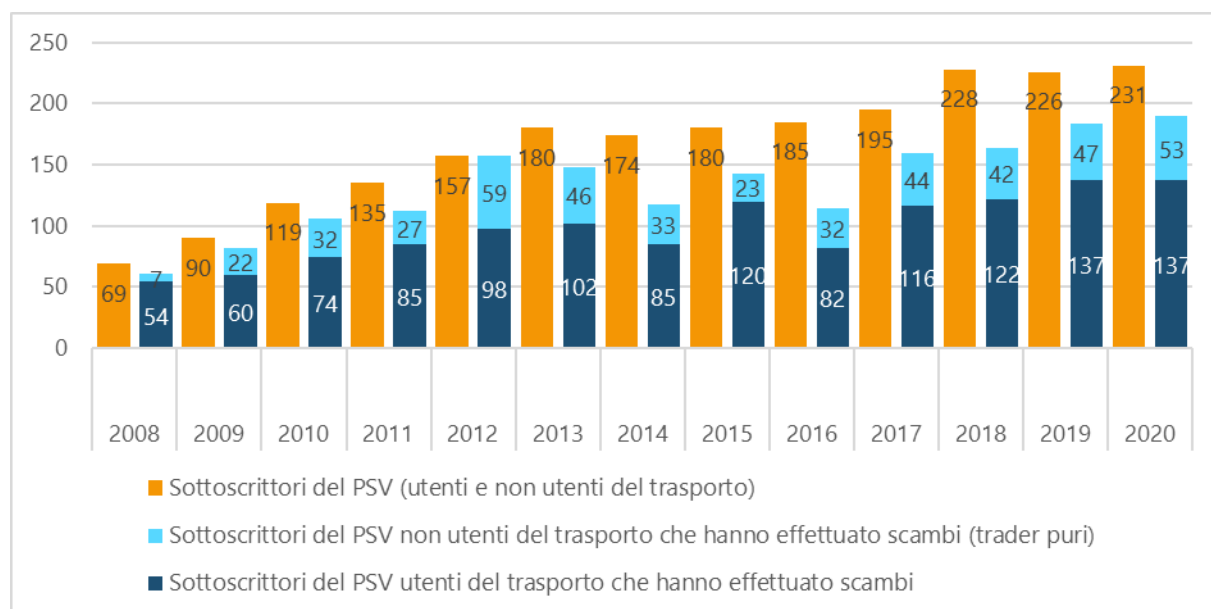
Punto di scambio virtuale

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 terze¹⁷⁷, 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'Autorità¹⁷⁸.

Nel 2020, 190 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 53 di questi erano *trader*, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante la domanda di gas naturale abbia complessivamente subito un ridimensionamento, il numero dei sottoscrittori del PSV è lievemente cresciuto rispetto all'anno precedente, attestandosi a 231 unità contro le 226 del 2019. Il numero dei soggetti, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Figura 4.7) è rimasto invariato a 137 come nell'anno precedente, però è cresciuto di 6 unità (15%) il numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto), passati da 47 a 53 unità.

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 le riconsegne al PSV (OTC giornaliera, OTC multigiornaliera, forzosa GNL) e, con l'indicazione "PSV Mercati", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*. Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, grazie all'accrescersi delle modalità di acquisto disponibili descritte. A partire dall'autunno 2015, in particolare, le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. A spingere questa continua crescita ha contribuito anche l'avvio del nuovo mercato di

¹⁷⁷ 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.

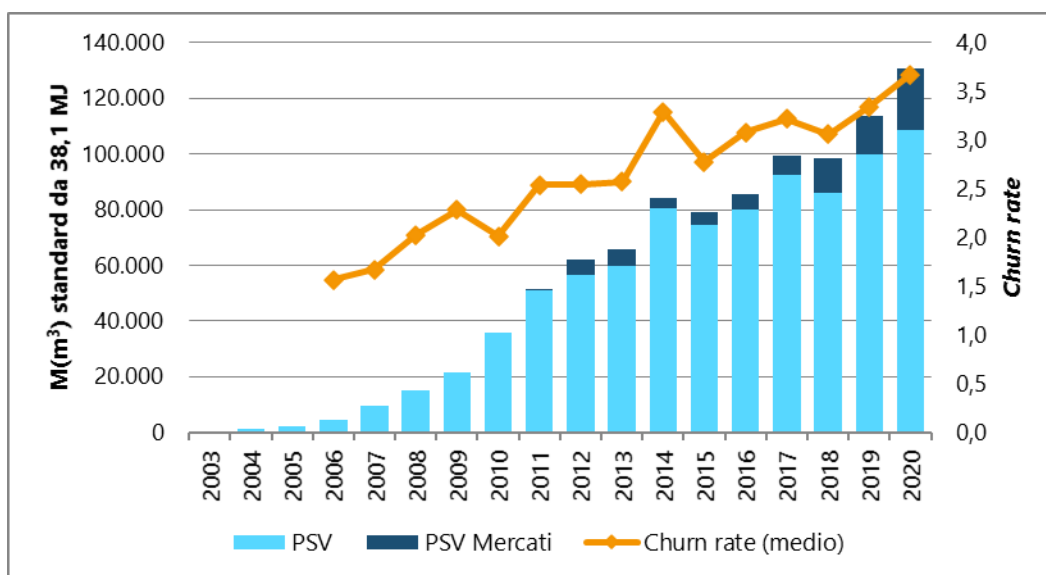
¹⁷⁸ Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

Nel 2020 i volumi OTC scambiati presso il PSV hanno registrato un aumento del 7%, passando da circa 98 G(m³) a quasi 105 G(m³). Se a questi volumi aggiungiamo quelli con consegna forzata al PSV, la crescita del gas scambiato nel 2020 rispetto al 2019 è valutabile in un 8,8%, considerando che le quantità annue passano da circa 100 a 108,5 G(m³) (Fig. 3.14). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato un notevole incremento, +58%, seppure inferiore al balzo messo a segno nel 2018, quando si era registrato un +77%. I volumi scambiati in borsa hanno raggiunto i 22 G(m³) dai 13,9 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati, a cui si è accompagnata una robusta crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house*.

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte che 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 3.13 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 il 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. Nel 2020 il tasso si è ulteriormente ampliato e ha raggiunto il valore di 3,7, pur restando comunque ancora inferiore a 10, che è il valore soglia del *churn rate* spesso utilizzato in letteratura per giudicare la liquidità e la maturità di un mercato.

Figura 4.8 Volumi delle transazioni al PSV e *churn rate*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Borsa del gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con l'obbligo per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato e, per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato

delle capacità. Nel 2009, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

Il primo nucleo della borsa è stato creato nel marzo 2010 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, in cui il GME svolge il 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 con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel settembre 2013 è stato avviato il mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)¹⁷⁹. 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.

La PB-GAS, in esercizio dalla fine del 2011 sino a settembre 2016, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non era più stabilito dall'Autorità, ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possedevano capacità di stoccaggio avevano l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo del bilanciamento¹⁸⁰, 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. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot* 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 tale 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, dal 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica

¹⁷⁹ In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

¹⁸⁰ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

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) si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati per 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 di cui sopra, 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 (MGAS).

Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso borse gestite da soggetti diversi dal GME¹⁸¹. 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.

Tra gennaio e febbraio 2018 sono state introdotte alcune misure finalizzate a promuovere lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale 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 euro 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Altra misura introdotta nel 2018 è l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove sono già presenti i principali mercati esteri; si tratta di un'evoluzione molto attesa da parte degli utenti perché consente loro di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

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 dello sviluppo economico¹⁸² ha introdotto nel mercato MGP-GAS il prodotto *weekend*, negoziabile dal 1° gennaio 2020. Nel 2019 l'Autorità ha anche espresso parere favorevole¹⁸³ alle proposte di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina M-GAS, predisposte dal GME, in quanto ritenute funzionali all'introduzione nei mercati elettrici MGP, MI e nel mercato del gas naturale MP-GAS di un'unica garanzia a copertura dell'esposizione netta maturata dall'operatore sui citati mercati.

Dal 1° gennaio 2020, infine, è stato attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale

¹⁸¹ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

¹⁸² Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, seguito al parere favorevole espresso dall'Autorità con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com,

¹⁸³ Con il parere 16 luglio 2019, 309/2019/I/com.

all'approvvigionamento da parte dell'RdB (Responsabile del bilanciamento) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema¹⁸⁴. 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 sull'M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME, nel corso del 2020 sono stati scambiati volumi complessivi per 114 TWh (Tavola 4.6) in netto aumento rispetto all'anno precedente (+36%). Tale crescita è in larga misura ascrivibile all'avvio del comparto AGS sull'MP-GAS, strumentale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas¹⁸⁵. La maggiore liquidità si è osservata ancora sull'MI-GAS (46,7 TWh; +14%), grazie soprattutto agli scambi tra operatori diversi dall'RdB (29,7 TWh; +23%), mentre è rimasto sostanzialmente stabile il volume movimentato dall'RdB, pari al 36% del totale scambiato nel comparto e caratterizzato, rispetto al 2019, da maggiori acquisti (12,4 TWh, +6%) e minori vendite (4,6 TWh, -14%). Nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 4,4 TWh, perlopiù riconducibili a vendite di Snam Rete Gas (57% 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
P-GAS	Import	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Royalties	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-
	DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS	MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701
	MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655
	MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450
	MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MGP-AGS										25.716
	MI-AGS										4.363
PB-GAS	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	-	-	-	-
TOTALE (GWh)		4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497	113.965

Fonte: GME.

Sono cresciuti anche i volumi scambiati sull'MGP-GAS (30,1 TWh; +22%), concentrati nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna e caratterizzati da un andamento mensile che ha mostrato livelli più bassi tra luglio e ottobre e valori molto elevati nel bimestre finale dell'anno. Tale crescita è stata supportata anche dalla presenza del servizio di *market making* e dall'introduzione del prodotto *weekend*. Anche su questo mercato, nel primo anno di operatività del comparto AGS, si sono registrati scambi per un totale di 25,7 TWh, in maggior parte riconducibili ad acquisti di

¹⁸⁴ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

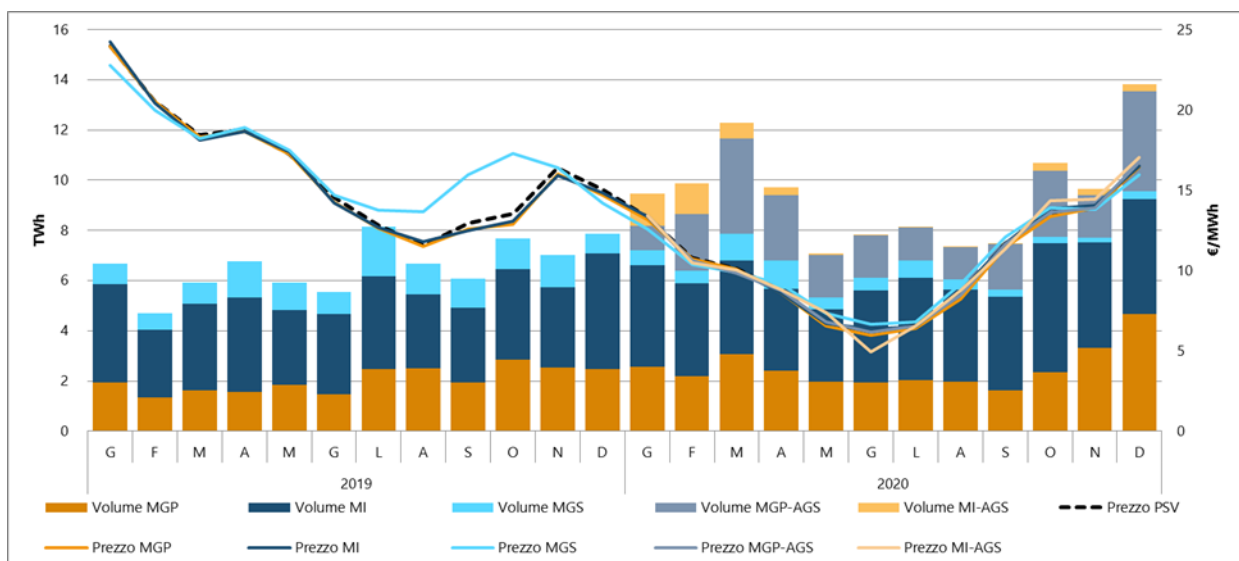
¹⁸⁵ In attuazione – come detto – del nuovo assetto definito con la delibera 451/2019/R/gas.

Snam Rete Gas (69% dei volumi).

Nel 2020 Snam Rete Gas non ha attivato alcuna sessione sull'MPL, mentre si sono registrate negoziazioni sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 173 slot, riferiti a più prodotti corrispondenti a 22,0 M(m³) liquefatti.

Relativamente ai prodotti negoziati a termine sull'MT-GAS, si è osservata una diminuzione degli scambi con 122 abbinamenti perlopiù di prodotti mensili, per un totale di 0,6 TWh con consegna nel 2020. Non si sono osservate, invece, consegne di volumi precedentemente negoziati sul comparto "Royalties" della P-GAS.

Figura 4.9 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas



Fonte: GME.

Su base annuale, i prezzi *spot* registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione (Figura 4.9) possono essere approssimati a un valore medio di 10,8 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del prezzo *spot* sui mercati OTC con consegna al PSV (10,55 €/MWh). In particolare, i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS – rispettivamente 10,41 €/MWh per l'MGP-GAS e 10,57 €/MWh per l'MI-GAS – hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del prezzo al PSV, confermando dal 2019 un differenziale medio tra quest'ultimo e il *System Average Price* (SAP) di -16 c€/MWh. Nel 2020, rispetto al 2019, risultano più contenute le divergenze dei prezzi del comparto MGS rispetto agli altri mercati, tendenzialmente al rialzo nei mesi estivi e al ribasso in quelli invernali.

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

Nel dicembre 2018 l'Autorità ha adottato¹⁸⁶ il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio nel settore¹⁸⁷.

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 2020 l'Autorità ha aggiornato alcune tempistiche di approvazione previste dal TIMMIG.

Gestione dei rapporti commerciali nella filiera del gas

A decorrere dal 1° aprile 2020, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in tema di gestione dei rapporti commerciali nell'ambito della filiera del settore del gas¹⁸⁸. In particolare, non è stata modificata la natura transitoria del servizio di *default* di trasporto, la cui funzione principale è garantire la sicurezza del sistema, bensì è stato previsto che, in assenza di relazione di corrispondenza di singoli punti di riconsegna¹⁸⁹, il servizio debba essere erogato per un periodo massimo di sei mesi dalla data della sua attivazione e a condizioni economiche maggiormente onerose a partire dal terzo mese di attivazione. Inoltre, l'Autorità ha stabilito che vengano attivati i *servizi di ultima istanza* con riferimento ai singoli punti di riconsegna nella titolarità dell'utente della distribuzione per i quali, alla fine del periodo di erogazione del servizio di *default* di trasporto, non sia presente una relazione di corrispondenza valida; al contempo, ha previsto anche la possibilità per l'utente della distribuzione di comunicare al SII la presenza di un utente del bilanciamento "residuale" cui associare i punti di riconsegna per i quali, a seguito dell'effettuazione delle procedure ordinarie, non sia presente una relazione di corrispondenza valida.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

L'Autorità ha varato nel 2012¹⁹⁰ le regole procedurali relative alla funzione giustiziale di derivazione comunitaria (art. 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93), la funzione cioè che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle

¹⁸⁶ Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

¹⁸⁷ Per maggiori dettagli sulla struttura, le finalità e le disposizioni del TIMMIG si rimanda all'*Annual Report* 2019.

¹⁸⁸ Con la delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas.

¹⁸⁹ *Relazione di corrispondenza* è la relazione che definisce, per ciascun punto di riconsegna presente nel contratto di distribuzione di un utente del servizio di distribuzione, a quale utente del servizio di trasporto e bilanciamento debbano essere ricondotti i prelievi.

¹⁹⁰ Delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com.

infrastrutture energetiche, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Anche nel 2020 la tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale – si conferma uno strumento rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità e dell'effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche. In ragione della centralità assunta da tale rimedio nell'ambito delle proprie funzioni di *enforcement*, l'Autorità ha inserito lo sviluppo e la promozione della risoluzione stragiudiziale delle controversie tra operatori e l'aggiornamento del Massimario delle relative decisioni nell'ambito degli obiettivi strategici della propria azione istituzionale nel periodo 2019- 2021, prevedendo una specifica linea di intervento al fine di realizzare maggiori livelli di *compliance* regolatoria, in un'ottica deflattiva del contenzioso.

Dal 2012 sono stati presentati 623 reclami, di cui 61 nel 2020. Di questi:

- 271 (il 43,5%), di cui 47 presentati nel 2020, sono stati archiviati per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria tra le parti nel corso dei procedimenti o perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante;
- 28 (il 4,5 %), di cui 8 presentati nel 2020, erano in corso di trattazione al 31 dicembre 2020;
- 324 (il 52%), di cui 6 presentati nel 2020, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 240 delibere emanate (di cui 27 nel 2020). Si rileva che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

Il tempo medio di risoluzione delle controversie tra operatori economici gestite dall'Autorità, è di 8 mesi e 4 giorni.

Le decisioni assunte dall'Autorità vengono rispettate nella quasi totalità dei casi; in particolare, la maggior parte delle decisioni (circa l'85%) è stata immediatamente recepita e messa in atto dalle parti, mentre le restanti (circa il 15%) sono state recepite e attuate solo a seguito di solleciti dell'Autorità.

Nel corso del 2020, nel rispetto del descritto obiettivo strategico e della linea di intervento indicata, è inoltre proseguito l'aggiornamento del Massimario delle decisioni rese dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale. Tale strumento – liberamente accessibile dagli interessati dal sito istituzionale di ARERA – ha l'obiettivo di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità in sede giustiziale, al fine di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito alla loro applicazione, in un'ottica di *compliance* regolatoria e di riduzione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale, come testimoniato anche dal citato tendenziale aumento dei casi di archiviazione dei reclami senza la necessità di una decisione dell'Autorità, avendo il gestore soddisfatto la pretesa del reclamante nelle more del procedimento: tali casi nel 2020 hanno rappresentato il 29,5% del totale, contro il 15,7% della media di tutto il periodo considerato.

Con riferimento al settore del gas, le decisioni adottate dall'Autorità in merito ai reclami presentati dai soggetti regolati hanno riguardato principalmente le tematiche relative all'allocazione dei volumi, alla distribuzione e a questioni procedurali.

4.2.2 Mercato al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, sui quali tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2020 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 55,3 G(m³), cui vanno aggiunti 190 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*¹⁹¹. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 55,5 G(m³), con un calo di 2,8 G(m³) rispetto al 2019.

Tavola 4.7 Consumi finali di gas naturale

	VOLUMI M(m ³)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2019	2020	VARIAZIONE	2019	2020	VARIAZIONE
Vendite finali	56.057	55.302	-4,7%	21.682	21.899	1,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	197	190	-3,6%	128	127	-1,1%
TOTALE MERCATO	58.254	55.492	-4,7%	21.810	22.026	1,0%
Autoconsumi	15.584	16.561	6,3%	2,6	1,3	-48,7%
CONSUMI FINALI	73.838	72.054	-2,4%	21.812	22.027	1,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 16,6 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 72,1 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 68,5 G(m³) 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. Secondo i dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2020 è quindi diminuito del 2,4% rispetto a quello del 2019.

Ad attutire il calo dei volumi sono stati gli autoconsumi che, al contrario delle vendite, hanno registrato un buon incremento: rispetto all'anno precedente la crescita è stata di quasi 1 G(m³), pari al 6,3%, andando quindi a compensare parte della riduzione delle vendite complessive (pari a -4,7%). Il ridimensionamento dei consumi finali che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-2,4%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ampia (-4,2%), è legato a un drastico calo dei settori produttivi.

Dei 55,3 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, 17,6 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 37,7 G(m³) 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 33,86 c€/m³, inferiore di 5,32 c€ (-13,6%) rispetto a quello del 2019. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che è risultato pari a 27,45 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, quest'anno pari a 6,4 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

¹⁹¹ 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.

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 ³)	Prezzo c€/m ³
Venditori puri	354	17.638	47,53
Operatori misti	114	37.664	27,45
TOTALE DETTAGLIO	468	55.302	33,86

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2020 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente¹⁹². Poiché il gas venduto è diminuito e il numero dei venditori è aumentato, il volume medio unitario di vendita si è ridotto in media di oltre 11 M(m³) rispetto al 2019, scendendo da 129,6 a 118,2 M(m³). Dieci anni fa, prima della crisi economica, il venduto medio era il doppio di quello attuale, pari a 237 M(m³). Il 6,2% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 29 su 468, ha venduto nel 2020 oltre 300 M(m³). Complessivamente, le 29 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) coprono l'82,2% di tutto il gas venduto nel mercato al dettaglio.

Anche nel 2020 si sono avuti numerosi movimenti tra le imprese: 36 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali; 8 imprese in totale hanno cessato l'attività, due imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita (anche parzialmente); 9 imprese hanno cambiato gruppo societario; vi sono state 6 operazioni di fusione per incorporazione, tutte all'interno dello stesso gruppo societario.

Il 24,1% (vale a dire 113 imprese) dei 468 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in gran parte del territorio nazionale cioè in almeno 17 regioni italiane¹⁹³; il 52,8% (247 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 16; le restanti 108 imprese (il 23,1%) 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 25 società (sulle 462 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi, spagnole e austriache, ma sono presenti anche società britanniche, tedesche, irlandesi e di altre nazionalità.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2019 sono stati venduti 71,9 G(m³) – di cui 16,6 destinati all'autoconsumo e 55,3 alla vendita – a 21,9 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2019 negli usi non domestici, con l'eccezione di quelle destinate all'industria, per effetto di un forte incremento nei relativi

¹⁹² Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 612 imprese sulle 759 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2020 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 59 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, tra le restanti 553 ve ne sono 85 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 468, cioè 20 in più del 2019.

¹⁹³ In Sardegna il servizio gas è appena arrivato.

autoconsumi. Questi ultimi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato un incremento del 6,3%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 49,2 G(m³), hanno evidenziato un calo del 3,9%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 6,1 G(m³), sono scese dell'11,3%. 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 197 M(m³) nel 2019 e a 190 M(m³) nel 2020. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 6,3 G(m³).

Nel 2020 la pandemia di Covid 19 ha impresso nell'economia italiana un marcato effetto negativo, specialmente nel settore commerciale e dei servizi, molti dei quali sono rimasti sostanzialmente fermi per quasi tutto il 2020. Anche il settore industriale ha subito un pesante rallentamento nei mesi primaverili del primo *lockdown*, salvo poi riprendersi in autunno in modo altrettanto vigoroso. Inoltre, nel 2020 anche il clima non ha favorito i consumi di gas, viste le temperature miti dei mesi invernali. In base a questi elementi si può comprendere come la riduzione del 2,4% osservata nel consumo di gas si sia manifestata in modo molto differenziato tra i settori. I consumi del settore domestico e dei condomini, infatti, sono rimasti sostanzialmente stabili intorno a 17 G(m³), mostrando, anzi, una lieve crescita dello 0,2% rispetto al 2019. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 48,4 a 47,2 G(m³), registrando quindi un calo complessivo del 2,4%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico), invece, sono diminuiti dell'8,2%, passando da 8,2 a 7,5 G(m³).

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

SETTORE DI CONSUMO	2019				2020			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI (M(m³))								
Domestico	6.473	8.232	0	14.706	5.757	8.981	2	14.740
Condominio uso domestico	445	1.931	5	2.382	381	1.999	5	2.385
Commercio e servizi	-	7.195	24	7.219	-	6.635	22	6.657
Industria	-	18.678	1.847	20.524	-	17.778	4.487	22.265
Generazione elettrica	-	14.148	13.708	27.855	-	12.923	12.045	24.967
Attività di servizio pubblico	-	954	0	954	-	848	0	848
TOTALE VOLUMI	6.918	51.139	15.584	73.641	6.138	49.164	16.561	71.863
PUNTI DI RICONSEGNA (migliaia)								
Domestico	8.920	11.294	0	20.214	8.096	12.336	0	20.432
Condominio uso domestico	60	131	0	191	56	136	0	192
Commercio e servizi	-	1.046	1	1.047	-	1.047	1	1.048
Industria	-	185	0	185	-	183	0	183
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0	1
Attività di servizio pubblico	-	45	0	45	-	45	0	45
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	8.980	12.701	2	21.683	8.152	13.748	1	21.901

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2020 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite dell'11,3% nel servizio di tutela, mentre sono cresciute dell'8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono scese da 18,7 a 17,8 G(m³) (-4,8%), mentre sono molto cresciuti gli autoconsumi (+2,6 miliardi di m³ rispetto al 2019); complessivamente, quindi, nel 2020 i consumi dell'industria sono cresciuti dell'8,5%;

- al settore termoelettrico sono diminuite dell'8,7% (-1,2 G(m³)), così come gli autoconsumi si sono ridotti del 12,1%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 10,4% inferiori a quelli del 2019;
- al settore del commercio e dei servizi sono scese del 7,8%, così come gli autoconsumi sono diminuiti dell'8,9%, per una perdita complessiva di oltre mezzo miliardo di m³ (-7,8%);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 106 M(m³), con una perdita dell'11,1%.

Nel 2020 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 721 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 12.408 m³, 6.351 m³ per il commercio, 121,9 migliaia di m³ per l'industria, 22,8 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 18.967 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (769 m³) è risultato leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (726 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 15.578 m³, risulta quasi il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.861 m³.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 68,4%, quella del mercato tutelato è dell'8,5%, mentre il 23% è autoconsumata. 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 11% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 37,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 62,8% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2020 ha raggiunto il 60,9% per le famiglie e l'84% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2019 i valori erano, rispettivamente, del 56% e dell'81,3%. In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 39,6%; nel 2019 tale quota era risultata pari al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2020

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE M(m ³)
	<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	5.715	397	26	0	-	-	6.138
Domestico	5.663	94	0,3	0	-	-	5.757
Condominio uso domestico	52	303	26	-	-	-	381
MERCATO LIBERO	10.205	4.747	2.242	4.993	9.150	17.828	49.164
Domestico	8.800	175	5	2	0	-	8.981
Condominio uso domestico	85	1.441	396	77	0	-	1.999
Commercio e servizi	1.100	2.303	1.054	1.346	661	171	6.635
Industria	179	625	652	3.180	7.407	5.734	17.778
Generazione elettrica	0	3	10	161	876	11.872	12.923
Attività di servizio pubblico	41	200	124	228	205	50	848
TOTALE	15.920	5.144	2.268	4.993	9.150	17.828	55.302

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) Nel 2020 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 721 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 12.408 m³, 6.351 m³ per il commercio, 121,9 migliaia di m³ per l'industria, 22,8 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 18.967 m³ per le

attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (769 m³) è risultato leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (726 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 15.578 m³, risulta quasi il doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 7.861 m³.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 68,4%, quella del mercato tutelato è dell'8,5%, mentre il 23% è autoconsumata. 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 11% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 37,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 62,8% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il **settore domestico**, si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2020 ha raggiunto il 60,9% per le famiglie e l'84% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2019 i valori erano, rispettivamente, del 56% e dell'81,3%. In termini di punti di prelievo, nel 2020 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 39,6%; nel 2019 tale quota era risultata pari al 44,1%, dopo essere scesa per la prima volta sotto la metà (49,9%) nel 2018.

Tavola 4.10) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 28,8% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,3%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,1%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 16,5% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 32,2%. Il 98,1% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98,4% per le famiglie che acquistano nel mercato tutelato e al 98,0% 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 m³: tale classe, infatti, assorbe il 79,6% dei volumi di gas acquistati nel mercato tutelato e il 72,1% di quelli acquistati nel libero. Il 67,2% 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 23,6% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 26,9% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 24,2% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/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 clienti¹⁹⁴ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2020, è risultata complessivamente pari al 10,2%, ovvero al 20,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che

¹⁹⁴ 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.

hanno effettuato il cambio (Tavola 4.11). Rispetto al 2019 le percentuali sono in aumento per i clienti domestici. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (per quanto la data della rimozione della tutela di prezzo abbia subito vari rinvii).

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2020 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 (Fig. 3.16). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore circa 2.200.000 clienti, equivalenti a una quota del 10,1% (e corrispondenti a una porzione di volumi dell'11,4%). Un po' più contenuta (9,4%) è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 10,4% del relativo settore di consumo. Entrambe le quote dei condomini risultano leggermente inferiori a quelle evidenziate nel 2019, ma testimoniano comunque un ampio movimento dei clienti verso nuovi fornitori, tenuto conto del fatto che il cambio di contratto da parte di un condominio richiede di norma procedure decisorie più complesse rispetto a quelle necessarie per il cambio di fornitore in un singolo cliente.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE	2019		2020	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	8,8%	10,9%	10,1%	11,4%
Condominio uso domestico	10,1%	12,4%	9,4%	10,4%
Attività di servizio pubblico	15,7%	31,4%	12,8%	9,2%
Altri usi	13,3%	37,0%	12,5%	23,8%
TOTALE	9,1%	30,7%	10,2%	20,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 12,8% degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico (equivalente al 9,2% in termini di volumi) 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 agli esercizi commerciali per valori di consumo), ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, di conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, i clienti "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,5% del totale in termini di clienti, nonché il 23,8% 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 2020

TERRITORIO	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
NORD	10,2%	11,2%	8,9%	10,2%	12,1%	16,7%	11,4%	8,6%	10,3%	15,1%
CENTRO	10,6%	12,2%	10,2%	10,9%	13,5%	34,3%	15,0%	9,3%	10,8%	27,2%
SUD E ISOLE	9,2%	11,1%	13,4%	13,7%	12,8%	35,8%	14,2%	11,5%	9,4%	31,4%
ITALIA	10,1%	11,4%	9,4%	10,5%	12,5%	23,8%	12,8%	9,2%	10,2%	20,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella Tavola 4.12. I dati fotografano, anche nel 2020, una vivacità del Centro superiore al resto

d'Italia, con tassi di *switching* in termini di clienti che mediamente sono più elevati della media nazionale. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre la zona Sud e Isole manifesta, nel complesso, tassi di cambio di fornitore più contenuti in termini di clienti.

Nel caso dei consumi domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 10,6% in termini di clienti e al 12,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 10,1% (clienti) e del 11,4% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico mostra nel 2020 un livello più elevato al Sud, in termini sia di clienti (13,4%), sia di volumi (13,4%), rispetto alla media nazionale (i cui tassi sono pari, rispettivamente, al 9,4% e al 10,5%). Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Sud risultano i più elevati in termini di clienti (14,2% contro il 12,8% della media nazionale) e di volumi (11,5% contro una media nazionale del 9,2%). Infine, nei consumi per altri usi si osserva una discreta omogeneità dell'attività di *switch* tra le diverse aree in termini di clienti, il 12,5% dei quali cambia mediamente fornitore almeno una volta l'anno; in termini di volumi, invece, si osservano maggiori spostamenti nel Centro-Sud.

Le offerte disponibili 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. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, da ultimo arricchita dalla creazione delle offerte PLACET (Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela)¹⁹⁵. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2020, dunque, includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti.

Anche qui giova ribadire che l'obiettivo delle domande sulla quantità e sulla qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime¹⁹⁶.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 10,8 per la clientela domestica, a 6,8 per i condomini con uso domestico e a 15,1 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 2019 il numero di offerte disponibili è sostanzialmente invariato, con una leggera

¹⁹⁵ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

¹⁹⁶ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili, perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

diminuzione per i clienti non domestici (erano 10,9 per i domestici, 6,6 per i condomini e 18,2 per i non domestici). Il 15,1% dei venditori, tuttavia, offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 36,9% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 48,1% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Rispetto al 2019, i numeri delle proposte commerciali non sono praticamente cambiati.

Delle 10,8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,6 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 4,9 nel 2019). La quota di venditori che effettua almeno un'offerta *online* è cresciuta dal 17,5% al 18,4%. Nel 2,3% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, pertanto, nella stragrande maggioranza dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte *online* nel 2020 è cresciuto, ma resta, per ora, un fenomeno abbastanza di nicchia, in quanto è risultato che solo il 7,9% dei clienti ha sottoscritto un contratto proposto attraverso questa modalità (nel 2019 tale quota era pari al 7,3%).

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 73,9% 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 26,1% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La percentuale di clienti che sceglie un contratto a prezzo fisso è cresciuta rispetto al 2019 di quattro punti percentuali e risulta la più elevata osservata finora (Tavola 4.13).

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile, riguardanti quindi poco più di un quarto dei clienti domestici, sono di vario tipo. Il 47,3% (il 47,8% nel 2019) dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; il 33,6% ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF (*Title Transfer Facility*) (era il 28,5% nel 2019), il 2,3% dei clienti (l'11,4% nel 2019) ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent. Quote minime di clienti hanno scelto contratti con altre forme di indicizzazione: il 3% legati ai prezzi del PSV, lo 0,8% legati ai mercati gestiti dal GME e il 3,2% con forme di indicizzazione alternative, spesso rappresentate da una combinazione di quelle precedenti.

Per quanto riguarda la durata, il 4,5% 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. La percentuale è più elevata (9,5%) nel caso di contratti a prezzo variabile. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplan questa possibilità offrono ai clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2020 i venditori che hanno applicato contratti con clausola di durata minima sono risultati 36; complessivamente essi servono circa 1,2 milioni di clienti domestici. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 45,9% (49,8% con prezzo fisso e 43,2% con prezzo variabile). Tutte le quote sono in aumento rispetto all'anno precedente, ma nel 2019 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 29 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 39,1%.

Il 32,9% 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.). Più in dettaglio, risulta che in media lo sconto è applicato al 38,4% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 17,2% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è sostanzialmente la stessa del 2019, quando era risultata del 33,1%.

Come già ampiamente descritto nel paragrafo 3.2, al quale si rimanda, nei questionari dell'Indagine annuale sul 2020 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata razionalizzata e ulteriormente approfondita con l'aggiunta di due nuove voci:

- 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 (ove occorre specificare quali servizi aggiuntivi sono previsti dal contratto, scegliendo tra quelli elencati oppure altri).

È stata, inoltre, eliminata la voce "Servizi telefonici personalizzati" che era presente solo nel questionario per i venditori del gas naturale (non in quello per i venditori di elettricità) e che non aveva sostanzialmente mai riscontrato risposte.

A questo proposito, come si è già detto nel Capitolo 2, è bene avvertire che la presenza di un'opzione che consentiva di indicare una combinazione di servizi aggiuntivi può aver reso le risposte alle domande sui servizi aggiuntivi meno confrontabili con quelle passate. Questo perché, quando tale opzione non era presente, i venditori probabilmente includevano i contratti con più servizi aggiuntivi sotto un'unica voce, quella del servizio inteso come più rilevante.

Le nuove opzioni per la rilevazione dei servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dai clienti domestici hanno avuto un discreto impatto sulle risposte relative ai contratti a prezzo fisso, dove la presenza di un servizio aggiuntivo è storicamente ampia; nei contratti a prezzo variabile, invece, l'impatto è stato più modesto, anche perché in questo caso la presenza dei servizi aggiuntivi riguarda circa un quarto dei contratti sottoscritti. Come si può vedere nella tavola 4.13, infatti, la voce "Altro" ha perso incidenza rispetto al passato a beneficio dell'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi", la cui frequenza in termini di punti di clienti è risultata del 14,1% nei contratti a prezzo fisso e del 6,3% in quelli a prezzo variabile. Tuttavia, anche nel questionario relativo al settore del gas, come in quello relativo all'elettrico, era richiesto di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai clienti. Pertanto, è stato possibile riattribuire *pro quota* i punti di prelievo ai singoli servizi aggiuntivi.

I risultati (Tavola 4.13) mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è maggiormente diffusa in quelli a prezzo fisso rispetto che in quelli a prezzo variabile: il 62% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende sotto al 24,4% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (35,2%) per i contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (14%) per quelli che offrono un servizio energetico accessorio. Anche la possibilità di ottenere vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi riscuote un certo interesse (5,1%). Nei clienti con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere quella relativa ai servizi energetici accessori (13,1%) e la partecipazione a un programma punti (6,1%).

Tavola 4.13 Contratti per la fornitura di gas naturale per tipo di prezzo e per tipo di servizi aggiuntivi

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati

CONTRATTI	2016	2017	2018	2019	2020
A prezzo fisso	68,5%	68,6%	70,4%	69,9%	73,9%
A prezzo variabile	31,5%	31,4%	29,6%	30,1%	26,1%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO					
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	52,6%	38,0%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	33,0%	35,2%
Servizi energetici accessori	23,0%	7,1%	6,1%	4,3%	14,0%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	5,0%	1,4%	0,9%	0,4%	5,1%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	0,2%	0,2%	0,2%	5,0%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	n.d.
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,2%
Altro	1,0%	1,6%	1,8%	9,4%	0,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE					
Nessun servizio aggiuntivo	68,4%	86,5%	82,7%	76,2%	75,6%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	13,3%	2,0%	1,8%	4,0%	6,1%
Servizi energetici accessori	20,9%	7,0%	6,6%	11,8%	13,1%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,5%	0,4%	0,4%	0,2%	1,9%
Omaggio o <i>gadget</i>	n.d.	0,3%	0,4%	0,6%	0,4%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	n.d.
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas naturale	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0,1%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	64,3%	3,7%	8,2%	7,1%	2,8%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 4.14).

Nessuna variazione emerge nelle prime cinque posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel, Hera e Iren. Rispetto al 2019, le quote dei gruppi risultano tutte in minimo aumento, con l'eccezione di quelle di Eni e di Iren. La quota di Eni, infatti, diminuisce di un punto percentuale rispetto al 2019, passando dal 19,4% al 18,4%, perché le vendite del gruppo sono cadute di oltre un miliardo di metri cubi (-9,5%). Anche la quota del gruppo Iren è scesa dal 4,7% al 4,6% a causa di una riduzione importante delle vendite, pari a quasi -220 M(m³) (-7,9%). Le quote dei gruppi Edison, Enel ed Hera, invece, sono lievemente cresciute, grazie a un risultato nelle vendite meno negativo: rispetto al 2019, infatti, le variazioni nei quantitativi collocati nel mercato al dettaglio da questi gruppi sono risultati, rispettivamente, pari a -2,6%, -4,3% e -1,7%. Pertanto, sia la distanza tra Eni ed Edison, sia quella tra Edison ed Enel si sono leggermente accorciate rispetto al 2019. In particolare, quella tra i gruppi Eni ed Edison è scesa al di sotto del 5%. Uno sguardo anche alle posizioni inferiori della classifica evidenzia che nel 2020 non vi sono stati particolari sconvolgimenti dell'ordine rispetto al 2019. Comunque, si rileva che: il gruppo EPH, le cui vendite sono aumentate del 2,7%, ha superato A2A, che invece ha registrato una riduzione del 2,1%; Royal Dutch Shell ha realizzato una netta crescita nelle vendite ai clienti finali, scalando quindi due

posizioni nella classifica; il gruppo Sorgenia, pur avendo registrato una perdita del 7,8% nelle vendite ai clienti finali, ha conservato l'ottava posizione. In media, dalla seconda metà della classifica i gruppi hanno perso tutti una posizione.

Tavola 4.14 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2020

GRUPPO	VOLUME M(m ³)	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Eni	10.196	18,4%	1°
Edison	7.490	13,5%	2°
Enel	6.503	11,8%	3°
Hera	3.016	5,5%	4°
Iren	2.536	4,6%	5°
Energeticky A Prumyslovy Holding	2.242	4,1%	7°
A2A	2.170	3,9%	6°
Sorgenia	1.535	2,8%	8°
Royal Dutch Shell	1.462	2,6%	11°
Axpo Group	1.399	2,5%	9°
Engie	1.099	2,0%	10°
Estra	971	1,8%	12°
E.ON	908	1,6%	13°
Unogas	762	1,4%	14°
Solvay Energy Services Italia	648	1,2%	15°
EG Holding	523	0,9%	16°
Dolomiti Energia	482	0,9%	17°
Egea	431	0,8%	22°
Acsm-Agam	428	0,8%	19°
Alperia	426	0,8%	21°
Altri	10.074	18,2%	-
TOTALE	55.302	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In conseguenza delle dinamiche illustrate, nel 2020 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è generalmente diminuito. La Tavola 4.15 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.

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. Ciò nonostante, nel 2020 i primi tre gruppi controllano il 43,7%, mentre nel 2019 la quota era pari al 44,3%. L'indice di Herfindahl-Hirshman (HHI) calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 787, un poco inferiore quindi a quello del 2019, che era pari a 809. 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. 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 è in generale piuttosto basso: salvo poche eccezioni, il C3 non supera il 55%, ma

soprattutto i valori dell'indice HHI sono in tutti i settori al di sotto della prima soglia di attenzione pari a 1.500¹⁹⁷.

Tavola 4.15 Misure di concentrazione nel mercato *retail* del gas naturale

Misure calcolate sui gruppi societari

SETTORE	2019			2020		
	GRUPPI >5%	C3	HHI	GRUPPI >5%	C3	HHI
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	3	48,7%	963	4	48,4%	956
Clienti domestici	3	53,2%	1.137	4	53,1%	1.137
Condomini con uso domestico	4	36,6%	621	4	36,3%	640
CLIENTI NON DOMESTICI	5	45,2%	854	5	44,7%	849
Commercio e servizi	5	30,5%	523	5	30,5%	502
Industria	5	58,2%	1.430	4	59,9%	1.515
Generazione elettrica	6	48,0%	1.183	6	50,5%	1.253
Attività di servizio pubblico	4	50,8%	1.101	4	51,9%	1.185
MERCATO TOTALE	4	44,3%	809	4	43,7%	787
MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI						
CLIENTI DOMESTICI	4	55,5%	1.291	4	54,3%	1.198
Clienti domestici	4	55,7%	1.301	4	54,5%	1.257
Condomini con uso domestico	5	40,0%	712	5	40,9%	742
CLIENTI NON DOMESTICI	4	38,3%	607	4	37,1%	583
Commercio e servizi	4	37,7%	602	4	36,4%	572
Industria	3	43,4%	827	3	43,3%	838
Generazione elettrica	3	51,3%	1.221	5	49,6%	1.202
Attività di servizio pubblico	4	29,8%	481	3	34,1%	521
MERCATO TOTALE	4	54,5%	1.240	4	53,3%	1.198

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 fatturati¹⁹⁸ dai venditori ai clienti domestici e

¹⁹⁷ 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).

¹⁹⁸ Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia

- 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 2020 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 di 33,9 c€/m³ (Tavola 4.16). È un valore quasi coincidente con il minimo dell'ultimo decennio, registrato nel 2016. Tale prezzo nel 2019 era pari a 39,2 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia nell'ultimo anno presenta una diminuzione di 5,3 c€/m³, equivalente al 13,5%. La diminuzione, che riflette i forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso in seguito alla pandemia di Covid-19, coinvolge tutte le classi di consumo e per un ammontare abbastanza simile; ciò fa sì che il differenziale di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi mantenga lo stesso livello riscontrato nel 2019 (41 c€/m³).

Tale differenziale discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. Ovviamente, dati i diversi livelli di prezzo, la diminuzione dell'ultimo anno ha un'incidenza percentuale diversa tra varie classi, che cresce uniformemente passando dal -8,4% dei clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³/anno) al -24,4% di quelli più grandi (oltre 20 milioni di m³/anno).

Tavola 4.16 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	PREZZI (c€/m ³)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inferiore a 5.000 m ³	52,6	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1
Tra 5.000 e 50.000 m ³	43,9	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7
Tra 50.000 e 200.000 m ³	41,1	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	34,6	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	30,7	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9
Superiore a 20.000.000 m ³	33,1	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9
TOTALE	39,3	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.17 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2020 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,

fatturata nel trimestre di riferimento.

caratterizzati dalla prevalenza di consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato (57,9 c€/m³), mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi complessivi più bassi (rispettivamente 22,6 e 17,4 c€/m³). Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

Tavola 4.17 Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2020

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE (c€/m ³)
	< 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	58,2	44,1	37,7	28,1	-	-	57,9
Condominio uso domestico	50,5	44,9	41,0	33,9	43,0	-	44,2
Attività di servizio pubblico	59,2	44,8	36,5	28,4	23,4	17,5	33,1
Commercio e servizi	57,5	42,8	36,7	29,2	24,1	21,4	39,1
Industria	57,5	43,4	36,0	26,4	21,6	16,9	22,6
Generazione elettrica	53,7	35,9	30,0	25,3	22,2	16,9	17,4
TOTALE	58,1	43,7	37,3	27,3	21,9	16,9	33,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella Tavola 4.18 viene mostrato 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, con il dettaglio per la classe dimensionale (consumi fino a 200.000 m³/anno).

Tavola 4.18 Prezzi di vendita al dettaglio ai clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato nel 2020

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	PREZZI (c€/m ³)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inferiore a 5.000 m³										
Servizio di tutela	52,5	60,1	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0
Mercato libero	53,6	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0
Differenza	2,1%	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%
Tra 5.000 e 50.000 m³										
Servizio di tutela	43,1	48,2	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6
Mercato libero	44,9	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1
Differenza	4,0%	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%
Tra 50.000 e 200.000 m³										
Servizio di tutela	42,6	48,1	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7
Mercato libero	40,6	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3
Differenza	-4,7%	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), in tutti gli anni del decennio il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela. Nel 2020 il divario si è ampliato sensibilmente rispetto all'anno precedente, salendo al 22%, per effetto della diversa evoluzione dei due mercati: mentre nel servizio di tutela vi è stato un calo di prezzo del 16%, nel mercato libero la diminuzione si è limitata al 5%; ciò è facilmente riconducibile al fatto che il libero, essendo caratterizzato dalla predominanza di contratti a prezzo bloccato per un periodo predeterminato, ha trasferito in misura più ridotta sui clienti finali il forte calo delle quotazioni nei

mercati all'ingrosso.

Anche la classe dei clienti con consumi tra 5.000 e 50.000 m³/anno (in prevalenza condomini) presenta prezzi più elevati nel mercato libero, ma da un lato vi è un anno in cui ciò non si verifica (il 2013), dall'altro il divario è più contenuto, presentando il suo valore massimo (pari al 13%) nel 2016. Anche in questa classe nel 2020 il divario si è ampliato rispetto all'anno precedente, raggiungendo un valore (11%) di entità simile a quella del 2016. Ciò conferma quanto sopra evidenziato circa la maggiore presenza, nel mercato libero, di formule contrattuali a prezzo bloccato che filtrano i cali dei mercati all'ingrosso, anche se, rispetto alla classe precedente, si registra una maggiore reattività, dal momento che le variazioni dell'ultimo anno nei due mercati si presentano più omogenee tra loro (-19% nel servizio di tutela, -13% nel mercato libero).

Infine, per quanto riguarda i clienti più grandi (consumi tra 50.000 e 200.000 m³/anno, quasi esclusivamente condomini), si registra un'alternanza tra periodi in cui risulta più economico l'uno e l'altro mercato, con una netta parità in termini di numero di anni (5 anni ciascuno), e una lieve prevalenza dell'economicità del libero, considerando l'insieme dei divari di tutto il decennio. Occorre evidenziare che si tratta di una classe dimensionale marginale per i consumi di tipo domestico (meno del 2% del loro totale).

Ovviamente le differenze di prezzo tra i due mercati possono risentire anche di fattori diversi da quelli descritti. È opportuno considerare, infatti, quanto già evidenziato nel sottoparagrafo relativo al mercato libero, in particolare sulla 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.).

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 (già ampiamente descritto nel Capitolo 3, è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale è illustrato il Rapporto che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio del mercato al dettaglio con riferimento all'anno 2019¹⁹⁹ che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei sette anni di svolgimento (2012-2019).

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

¹⁹⁹ [Rapporto 23 febbraio 2021, 71/2021/I/com.](#)

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.

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 14,82 e 27,24 giorni solari, largamente al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Anche i tempi medi effettivi di risposta alle richieste di informazione risultano essere largamente inferiori allo standard generale, ovvero, nel complesso, di 7,79 giorni solari (Tavola 4.19).

Tavola 4.19 Standard per il servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2020

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI (giorni solari)	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI 2020
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	14,82
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	27,24
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	32,10
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95	7,79

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

Fonte: ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

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 32,1 giorni solari. Va rilevato, comunque, che il numero di rettifiche di fatturazione è estremamente contenuto (849 casi) (Tavola 4.20).

Tavola 4.20 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione

	2017	2018	2019	2020
Numero di reclami	216.704	194.074	197.928	172.004
Numero di richieste di informazione	99.300	86.728	107.937	121.054
Numero di rettifiche di fatturazione	44.217	20.587	19.325	16.487
Numero di rettifiche di doppia fatturazione	362.238	303.407	2.256	849

(A) Dati parziali riferiti al 64% dei clienti gas.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Nell'insieme, per il 2020 le imprese di vendita che servono i mercati tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto 172.004 reclami scritti, in decremento rispetto all'anno precedente (-13%); l'85% dei reclami è pervenuto dai clienti domestici; i reclami riferiti al mercato libero rappresentano il 73% del totale dei reclami presentati; a seguire, il 20,6% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale del 6,4% è riconducibile ai clienti multi-sito gas. In totale le richieste di informazione sono state pari a 121.054, dato in aumento del 10,8% rispetto all'anno precedente; il 66% del valore complessivo ha riguardato i clienti domestici del mercato libero, il 18,8% i clienti domestici del mercato tutelato e il 7,9% i clienti con usi diversi del mercato libero. Complessivamente, il 75% delle richieste ha riguardato i clienti del mercato libero. Le rettifiche di

fatturazione ammontano in totale a 16.487, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-14,7%); significative risultano le rettifiche richieste dai clienti domestici (84,7%), sia del mercato tutelato sia del mercato libero. Il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione è in netta diminuzione rispetto all'anno precedente (-62,36%) e ha interessato, nel 2020, un numero contenuto di clienti (849), nell'80,56% dei casi clienti domestici del mercato libero.

Nel 2020, 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 17.027; di questi, l'89% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti. Il segmento di mercato che registra il più alto numero di indennizzi, nel complesso, è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 58,8%. Nel corso dell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti del settore del gas per un ammontare complessivo di oltre 760.000 euro. Analogamente a quanto accaduto nel settore elettrico, anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il maggior numero (89,1%) è stato erogato per il mancato rispetto degli standard relativi ai reclami scritti. Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello afferente ai clienti domestici del mercato libero (58,9%); a seguire, i clienti del mercato tutelato (23,2%). I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 92% del totale degli indennizzi.

Nel settore del gas i principali argomenti oggetti di reclamo di responsabilità delle aziende sono stati, nel 54,4% dei casi, problemi inerenti alla 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 14,3%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 7,7% i reclami riguardano morosità e sospensione; nel 7,6% dei casi, hanno riguardato problemi relativi al 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 effettivamente nel contratto e applicate. Infine, i reclami avuto a oggetto per il 6,9% dei casi la misura, per il 3,6% connessioni/lavori e qualità tecnica, per il 2% la qualità commerciale, per lo 0,6% il bonus sociale e per il 2,8% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti.

Nel 2020 i **clienti con contratti *dual fuel*** hanno inviato 32.314 reclami scritti e 29.564 richieste di informazione. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.474 e 128.

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 2.382. Il maggior numero è derivato dal mancato rispetto dei tempi di risposta per le rettifiche di fatturazione; seguono i reclami scritti e le rettifiche di doppia fatturazione. Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 99.935 euro.

Il 96,7% dei casi di mancato rispetto degli standard per i tempi di risposta ai reclami scritti è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, il 2,6% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi (come, per esempio, il distributore) e lo 0,7% a cause di forza maggiore. Gli argomenti più frequenti che hanno generato reclami di responsabilità delle aziende di vendita hanno riguardato: per il 47,8% 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 10,8% 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 nel contratto e di fatto applicate; nel 10,8% dei casi le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro). I reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 7,4%, quelli relativi alla misura il 7%. Nei restanti casi i reclami hanno riguardato connessioni, lavori e qualità tecnica, qualità commerciale, bonus sociale e altri argomenti residuali.

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 2020 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

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'Autorità²⁰⁰, 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 2020 e, in particolare, di quelli in ingresso allo Sportello è illustrato nella Tavola 3.29.

Tavola 3.29 Sistema di protezione: volumi in ingresso allo Sportello e attività di secondo livello

ATTIVITÀ	ANNO 2020
Livello base	
Chiamate al <i>call center</i> 800.166.654 (pervenute in orario di servizio)	480.475 ^(A)
Richieste scritte di informazioni	13.486 ^(B)
Richieste di attivazione di procedure speciali informative	32.271
Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	2.464
Secondo livello	
Domande al Servizio conciliazione (conciliazione obbligatoria)	18.602
Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità (conciliazione obbligatoria)	1.469
Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	9.625

Il valore comprende anche le chiamate relative al settore idrico (pari al 9%).

(A) Di cui 346, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie.

Fonte: Elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Le chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, nel 2020, ammontano a 480.475, in leggero calo (-0,5%) rispetto al 2019; di queste, 443.146 sono state gestite e 37.329 sono state abbandonate dai clienti senza attendere la risposta dell'operatore. Rispetto al 2019, sono aumentati leggermente sia il tempo medio di attesa (174 secondi contro 149) sia il tempo medio di conversazione (227 secondi contro 200). Il 91% delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori dell'energia elettrica e del gas. I temi trattati nelle telefonate pervenute allo

²⁰⁰ Rinnovato dalla fine del 2019 per il triennio 2020-2022, con la delibera 10 dicembre 2019, 528/2019/E/com.

Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus sociali (44%), le modalità di risoluzione delle controversie (24%), diritti e regolazione (9%), le pratiche presso lo sportello (12%), l'emergenza Covid-19 (3%) e nel rimanente 8% dei casi altri aspetti (Portale offerte, Portale consumi, gruppi di acquisto). Sono stati 9.451, (meno della metà dell'anno precedente) i contatti nei quali sono state fornite informazioni sul tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica (canale "diritti e regolazione"), sia nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

Relativamente alle **richieste di informazioni scritte**, lo Sportello nel 2020 ha ricevuto 13.486 domande per i settori energetici, che sono state ripartite in due categorie: semplici e complesse. Oltre la metà delle richieste di informazioni (13.454 al netto di quelle relative agli eventi sismici), è riconducibile a due soli argomenti: la "fatturazione" (30%) e il "mercato" (22%). Gli argomenti relativi a "contratti", "morosità e sospensioni" e "connessioni e qualità tecnica" hanno, invece, interessato, rispettivamente, il 14%, il 13% e l'11% delle richieste scritte di informazioni. Relativamente al primo argomento per quota percentuale, ossia la fatturazione, i principali sub-argomenti sono stati i consumi stimati errati (36%), i ricalcoli e pagamenti (25%) e i rimborsi (12%). 346 richieste scritte (2,5%) sono state classificate come "complesse", perché, oltre alle informazioni sulla regolazione attinenti alla problematica evidenziata dal cliente, hanno comportato anche l'indicazione degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili nel caso in cui il primo reclamo non sia risolutivo.

Le **procedure speciali informative** permettono di fornire indicazioni senza la necessità di una 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 l'informazione richiesta. Rispetto all'anno precedente, nel 2020 le richieste di attivazione di procedure speciali informative sono aumentate del 12%, per un totale di 32.271 casi, così ripartiti: il 69% per il settore elettrico, il 21% 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 dell'esercente in caso di voltura ("venditore ignoto"), seguono quelle volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (36%), mentre le richieste per conoscere il venditore che ha richiesto l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} (20%) sono praticamente raddoppiate rispetto all'anno precedente (+3.104 richieste rispetto al 2019, +96%)²⁰¹.

Infine, lo Sportello ha ricevuto anche 2.464 **reclami di secondo livello** (cioè quelli per i quali la controversia non si è risolta con il primo reclamo), per i quali ha provveduto a informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione dell'Autorità o altri organismi di conciliazione. I 2.013 clienti energetici reindirizzati direttamente alla conciliazione sono stati interessati principalmente da problemi di "fatturazione" (50% dei casi, metà dei quali per consumi stimati errati).

²⁰¹ Il C^{MOR} è un indennizzo che il fornitore di energia applica in fattura su richiesta di un precedente fornitore, nel caso in cui a quest'ultimo risultino non pagate fatture riferite a consumi o oneri degli ultimi 4 mesi di erogazione del servizio.

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 2020, sono pervenute allo Sportello 9.265 richieste di attivazione di procedure risolutive, in lieve aumento rispetto al 2019 (+1%). La quota preponderante di richieste ha riguardato la procedura speciale in tema di "bonus" (83%); seguono le richieste sui "casi C^{MOR}" (verifica dei presupposti per il suo annullamento), pari al 15% del totale, mentre risultano marginali quelle sulla "doppia fatturazione" (1%) e sulla "procedura ripristinatoria volontaria"²⁰² (1%). Solo 7, infine, sono i casi di attivazione della procedura speciale risolutiva per "mancata erogazione dell'indennizzo automatico" dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione. Rispetto all'anno precedente, risulta praticamente raddoppiata l'incidenza delle richieste sui "casi C^{MOR}", che è passata dall'8 al 15%, a scapito di quella delle procedure speciali in tema di "bonus", scesa dall'89 all'83%.

A differenza del 2019, il settore più interessato dalle procedure speciali risolutive è stato l'elettrico, con il 47% delle richieste (9 punti percentuali in più del 2019), seguito dal gas con il 36,5% (15,5 punti percentuali in meno), mentre la quota restante del 13,5% riguarda le richieste per entrambi i settori. Nel 91% dei casi le procedure speciali risolutive hanno interessato la clientela domestica, mentre la modalità di accesso più utilizzata è stata l'e-mail.

Servizio conciliazione dell'Autorità

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 on line 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

²⁰² 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.

del Codice civile. Inoltre, con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c) del Codice del consumo²⁰³, 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 2020 i clienti e gli utenti finali dei settori energetici hanno presentato al Servizio conciliazione 16.270 domande, 1.805 in più dell'anno precedente. La ripartizione settoriale delle domande pervenute al Servizio nel 2020 conferma la prevalenza dell'elettrico, con una quota del 54% delle richieste presentate (10.054 domande, circa 1900 in più del 2019); segue il settore del gas, con il 26% (4.794 domande). In crescita anche il peso percentuale dei clienti *dual fuel* (1.330 domande, 7%), mentre risultano in calo i *prosumer* (95 domande, 0,5%).

La principale modalità di presentazione della richiesta è diventato il ricorso a delegati diversi dalle associazioni dei consumatori (44%, rispetto al 41% del 2019), a fronte di una diminuzione della quota delle domande presentate attraverso le associazioni dei consumatori iscritte al CNCU²⁰⁴ (24%, rispetto al 27% del 2019), mentre sono stabili quelle presentate direttamente dai clienti (32%). Il 74% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico, in continuità con l'anno precedente; si rileva una differenziazione tra l'elettrico, in cui tale percentuale è pari al 62%, e il gas, in cui è pari al 91%. Relativamente all'argomento delle controversie, viene confermata la prevalenza della fatturazione (55,5%); seguono, a molta distanza, i contratti (12%) e il risarcimento danni (10%). Spacchettando il dato sui settori energetici, si possono individuare percentuali differenti: nell'elettrico la "fatturazione" è al 52% e i "danni" al 15%; nel settore del gas è più elevato il peso della "fatturazione", che si attesta al 64%; per i clienti *dual fuel*, assumono particolare rilievo i "contratti" (al 24%), mentre per i *prosumer* la quota più elevata riguarda lo scambio sul posto (36%).

In merito al riscontro²⁰⁵ delle domande pervenute al Servizio, l'81% è stato ammesso alla procedura (due punti in più dell'anno precedente). Le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 71%, in lieve aumento rispetto all'anno precedente (69%). Per giungere all'accordo, le parti hanno impiegato in media 62 giorni, 7 in più del 2019: giova ricordare che, al manifestarsi della pandemia, l'Autorità ha allungato²⁰⁶ da 120 a 180 giorni la durata massima della procedura e che vi è stata la sospensione dei termini per le procedure da regolarizzare nel periodo 9 marzo-11 maggio in caso di impossibilità dichiarata dal consumatore²⁰⁷.

Relativamente alle procedure concluse con accordo, nel 2020 il valore della controversia è stato

²⁰³ 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).

²⁰⁴ 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).

²⁰⁵ I dati esposti nella parte rimanente del paragrafo riguardano anche il settore idrico.

²⁰⁶ Delibera 12 marzo 2020, 59/2020/R/com.

²⁰⁷ Articolo 83, comma 20, del decreto-legge 17 marzo 2020, n. 18 e dall'articolo 36, comma 1 del decreto legge 8 aprile 2020, n. 23.

dichiarato dall'attivante nel 53% dei casi; di questi, il 54% si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'87% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claim* ai sensi del regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.). Il tasso di accordo su procedure avviate nel 2020 e concluse (alcune procedure sono ancora pendenti) fatto registrare dal Servizio conciliazione, al netto delle procedure rinunciate (pari all'1,5% delle domande ammesse), è pari al 71% del totale, in aumento di due punti rispetto al 2019. Per chiudere una procedura, le parti hanno impiegato in media 62 giorni (65 giorni per gli accordi e 57 giorni per i casi di mancato accordo). Il 72% delle procedure si è concluso con non più di due incontri. Gli accordi sottoscritti dinanzi al Servizio conciliazione, relativi a procedure attivate nel 2020 e concluse, hanno prodotto circa 12,9 milioni di euro di *compensation*. Tale valore è dato dalla somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto dai clienti o utenti finali mediante i predetti accordi. Su circa 4.600 questionari compilati al termine della procedura di conciliazione, il 98% degli attivanti si è dichiarato soddisfatto del Servizio.

Altri servizi di conciliazione

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 dell'art. 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2015 ha istituito²⁰⁸ 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 2020, risultavano iscritti nell'Elenco dell'Autorità, 25 organismi ADR. Di questi, 7 sono organismi di conciliazione paritetica settoriali – basati su appositi protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese – e 18 sono organismi trasversali, che operano anche in settori diversi da quelli di competenza dell'Autorità; tra questi ultimi, 17 sono organismi di mediazione e, come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia²⁰⁹.

Le informazioni trasmesse dagli organismi ADR fanno emergere una diminuzione delle domande di conciliazione relative ai settori energetici, che sono scese dalle 1.412 del 2019 alle 1.084 del 2020; tale dato risente anche del fatto che 4 organismi non hanno ricevuto domande, 2 dei quali per problematiche relative alla pandemia, altri 2 perché iscritti da poco all'elenco dell'Autorità. Oltre la metà delle domande è stata presentata dal cliente attraverso una associazione di consumatori.

Anche con il canale ADR l'argomento prevalente delle controversie è la fatturazione (49%), seguita a grande distanza dai contratti (18%) e dalla misura (9%). La percentuale delle domande ammesse è molto alta (98,4%); le relative procedure si sono concluse nel corso del 2020 nell'80% dei casi, in gran parte (67%) con un accordo. Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, si riscontra una differenza a seconda dell'esito: in media, 55 giorni in caso di accordo (50 nel 2019) e 62 giorni in caso di mancato accordo (54 giorni nel 2019).

²⁰⁸ Delibere 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com e 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

²⁰⁹ Decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180.

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

Fin dal 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.

Nel marzo 2020 l'Autorità ha adottato²¹⁰ 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 bonus²¹¹.

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 considerevoli²¹², il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124²¹³ ha innovato il quadro normativo prevedendo, tra l'altro, che dal 1° gennaio 2021 i bonus devono essere riconosciuti automaticamente agli aventi diritto²¹⁴ 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 SGate (Sistema di gestione delle agevolazioni), al fine di assicurare il pieno riconoscimento ai cittadini delle altre agevolazioni sociali.

Nel gennaio 2020 l'Autorità ha avviato²¹⁵ 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 delineato²¹⁶ i propri orientamenti in merito alle possibili modalità applicative del sistema di riconoscimento automatico dei bonus, con particolare riferimento a: criteri e modalità 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

²¹⁰ Con la delibera 17 marzo 2020, 76/2020/R/com.

²¹¹ 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).

²¹² 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.

²¹³ Convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157.

²¹⁴ 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.

²¹⁵ Delibera 28 gennaio 2020, 14/2020/R/com.

²¹⁶ Documento per la consultazione 9 giugno 2020, 204/2020/R/com.

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 ad 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 approvate²¹⁷ 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 ad essere gestito attraverso il sistema SGATE nell'ambito della specifica Convenzione²¹⁸.

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) attestate 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 agevolazione²¹⁹. Le modalità di applicazione e di erogazione dei bonus sono state mantenute sostanzialmente invariate, a regime, rispetto a quelle in vigore nel 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

²¹⁷ Con la delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com.

²¹⁸ Il Sistema di Gestione delle Agevolazioni sulle Tariffe Energetiche (SGATE) consente ai Comuni italiani di adempiere 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. SGATE agisce in base a una convenzione con l'Autorità adottata con la delibera 28 gennaio 2020, 13/2020/R/com.

²¹⁹ 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.

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 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.

I bonus in cifre

Nel 2020 il numero di cittadini che hanno richiesto e ottenuto il **bonus sociale per le forniture elettriche** è stato così ripartito: 854.900 famiglie hanno avuto accesso al bonus sociale elettrico, e di queste 805.303 per disagio economico e 41.046 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 135,5 milioni di euro. Le misure connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 hanno sicuramente influenzato in negativo la presentazione delle nuove domande e delle domande di rinnovo di bonus: per la prima volta dopo almeno un quinquennio vi è stata una diminuzione del numero di beneficiari, nonostante l'innalzamento, dal 1° gennaio 2020, della soglia ISEE di riferimento (passata da 8.107,5 euro a 8.265,5 euro).

A partire dall'introduzione dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2020, il numero di famiglie che ha usufruito, per almeno un anno, del bonus elettrico per disagio economico, compresi i beneficiari di Carta acquisti, è stato pari a circa 3,2 milioni di nuclei, localizzati per oltre il 50% nelle macro-aree del Sud e delle Isole.

Nel corso del 2020, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono passate da 8.300 a 8.551, con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente, invece caratterizzato da una drastica diminuzione. Il calo registrato nel 2019 è presumibilmente collegato alla introduzione del Reddito di cittadinanza, che ha sostituito, per molte famiglie, il sistema della Carta Acquisti, anche se le due misure sono cumulabili. Inoltre, come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per la Carta Acquisti presentava elementi di criticità, essendo assente nella relativa domanda l'obbligo di inserire il POD fra gli elementi da comunicare, cosa che rende impossibile identificare le forniture da agevolare nel circuito SGAt. Questa categoria di percettori di bonus sarà interessata dal passaggio al meccanismo automatico di riconoscimento descritto in precedenza.

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico), al 31 dicembre 2020, erano 41.046, numero sostanzialmente coincidente con quello dell'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 poi ulteriormente differenziate a seconda della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW)²²⁰.

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} ²²¹, che è

²²⁰ Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale 2013*.

²²¹ L'art. 1 della delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2018, l'elemento

pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Al 31 dicembre 2010, le famiglie che usufruivano del **bonus sociale per le forniture gas** per disagio economico erano 543.963, con una diminuzione del 2,6% (circa 15.000 nuclei) rispetto al 2019. In totale, i nuclei familiari che hanno beneficiato dell'agevolazione almeno una volta dalla sua entrata in vigore sono stati più di 2 milioni. L'ammontare complessivo dei bonus erogati per il settore gas nel 2020 è stato pari a circa 76,2 milioni di euro. 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_T, 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 commerciale²²²;
- il Testo integrato su conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria (TIRV)²²³;
- il Testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita (TIQV)²²⁴;
- il Testo integrato fatturazione (TIF)²²⁵.

5.1.5 Interventi nella determinazione dei prezzi per i clienti vulnerabili

Servizi di maggior tutela, salvaguardia e a tutele graduali

In riferimento al **settore elettrico**, il decreto legislativo n. 93/11 non fornisce una specifica definizione di cliente vulnerabile. Tuttavia, l'art. 35 sugli "Obblighi di servizio pubblico e tutela dei

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.

²²² Ultima versione approvata con la delibera 366/2018/R/com.

²²³ Ultima versione approvata con la delibera 28/2017/R/com.

²²⁴ Ultima versione approvata con la delibera 413/2016/R/com.

²²⁵ Ultima versione approvata con la delibera 463/2016/R/com.

consumatori” stabilisce che tutti i consumatori domestici e le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato inferiore a 10 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell’ambito del servizio di maggior tutela, istituito dalla legge 3 agosto 2007, n. 125²²⁶.

Il servizio di maggior tutela è disciplinato dall’Autorità e assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall’altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio ed è in fase di superamento. Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell’Autorità avviene in ossequio ai principi, individuati dalla Corte di giustizia europea²²⁷, di proporzionalità e di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici sono riforniti:

- nel servizio a tutele gradualità (si veda il paragrafo 3.2.2.2), se si tratta di piccole imprese e micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW;
- nel servizio di salvaguardia, se si tratta di altri clienti.

Entrambi questi servizi sono finalizzati a garantire la continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Per il settore del **gas naturale**, il decreto legislativo n. 93/11 ha definito “vulnerabili” i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura, pubblica o privata, che svolge un’attività riconosciuta di assistenza. Tale definizione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, l’Autorità continui ad aggiornare il servizio di tutela «per i soli clienti domestici». In conseguenza di tale modifica, hanno ancora diritto a essere serviti a condizioni standard:

- i punti di consumo nella titolarità di un cliente domestico;
- i punti di consumo relativi a condomini con uso domestico, con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno.

Il decreto legge n. 69/13 è stato convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, confermando la cessazione del servizio di tutela per i clienti finali non domestici.

Azioni informative in vista del superamento delle tutele di prezzo

La legge n. 124/2017 ha previsto interventi propedeutici alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi²²⁸. Tali interventi comprendono, per esempio, l’invio ai clienti finali di adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo,

²²⁶ Di conversione del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73.

²²⁷ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

²²⁸ Art. 1, comma 69.

secondo le modalità definite dall'Autorità e 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, a beneficio dei clienti finali e degli utenti. In tale quadro, nel novembre 2017 l'Autorità ha disposto²²⁹, tra l'altro, che gli esercenti la maggior tutela, a partire dal 1° gennaio 2018, inviino ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al previsto superamento delle tutele di prezzo.

Nel maggio 2019 l'Autorità ha disposto²³⁰ il proseguimento dell'informativa in bolletta fino al completo superamento delle tutele di prezzo. I testi da riportare nelle fatture emesse nel 2019 contengono, da un lato, l'indicazione di come sia semplice e gratuito cambiare contratto o fornitore, con la garanzia della continuità del servizio, e, dall'altro, gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente finale a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte e le offerte PLACET (vedi *infra*). Contestualmente l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di nuovi strumenti per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati dell'energia, ulteriori e complementari all'informativa in bolletta; scopo finale è rendere i clienti partecipi dell'evoluzione dei mercati e degli strumenti approntati a loro favore e coinvolgere maggiormente anche i clienti già serviti nel mercato libero.

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 introdotto²³¹, 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(m³).

L'Autorità ha posto l'obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire tra le proprie offerte commerciali 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, però, delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a

²²⁹ Delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com.

²³⁰ Delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com.

²³¹ Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa, espressa in €/cliente/anno, e in una quota energia, espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati²³².

Tavola 3.31 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte al 31 dicembre 2020, distinte per tipologia di cliente finale

SETTORE	A PREZZO FISSO	A PREZZO VARIABILE	TOTALE
Cliente domestico	213	222	435
Cliente non domestico	212	218	430
TOTALE SETTORE ELETTRICO	-	-	865
Cliente domestico	214	210	424
Cliente non domestico	209	210	419
Condominio con uso domestico con consumi inferiori a 200.000 m ³	183	186	369
TOTALE SETTORE GAS	-	-	1.212
TOTALE OFFERTE PLACET	-	-	2.077

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente Unico.

Alla data del 31 dicembre 2020 risultavano presenti nel Portale Offerte 2.007 offerte PLACET (Tavola 3.31). In base ai dati del monitoraggio dell'Autorità degli operatori che dispongono di almeno un'offerta PLACET nel proprio portafoglio, risultava inoltre che il modulo delle condizioni generali di fornitura redatto dall'Autorità, sia per il settore elettrico sia per il settore del gas naturale, è stato utilizzato dai venditori in una percentuale del 72%.

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 il 1° gennaio 2016, 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. 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 e l'Autorità è intervenuta nella materia a partire dal 2015. Da ultimo, nel giugno 2019 l'Autorità ha definito²³³ le modalità con cui i clienti finali dal 1° luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito **Portale Consumi**²³⁴ nel quale i consumatori possono trovare, con modalità semplice, sicura e gratuita, i dati relativi ai propri consumi storici, riportati in documenti di sintesi, tabelle numeriche e grafici, nonché le principali informazioni tecniche e contrattuali.

²³² Per la descrizione in dettaglio, delle offerte PLACET si rimanda all'*Annual Report 2018*.

²³³ Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

²³⁴ <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

Il Portale Consumi è concepito come un progetto a più fasi attuative. Pertanto, sin dalla sua istituzione, è stato oggetto di continue evoluzioni finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance*, sia a implementarne le funzionalità. In particolare, nel corso del 2020, l'Autorità, insieme al Gestore, ha introdotto molteplici interventi mirati ad aumentare la fruibilità sia dell'area privata sia dell'area pubblica, a beneficio dell'utente.

In particolare, è progressivamente aumentata la profondità storica dei dati di consumo, disponibili ora sino a 36 mesi ed è stata introdotta la disponibilità dei dati quartorari di consumo di energia elettrica per le forniture per cui è in servizio un misuratore 2G. Inoltre, ulteriori *upgrade* perseguiti nell'ambito del Portale hanno riguardato la visualizzazione della potenza prelevata, con indicazione sul grafico dei consumi del valore massimo raggiunto, il *download* delle informazioni tecniche e contrattuali delle forniture e la visualizzazione della programmazione storica delle fasce per i misuratori 2G.

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 dimensioni²³⁵.

In tale quadro, nel febbraio 2018 l'Autorità ha adottato²³⁶ 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**²³⁷.

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

Nel corso del 2020 sono stati effettuati interventi volti a migliorare l'adeguatezza tecnologica del Portale Offerte, nonché attività relative all'estensione delle sue funzionalità. A seguito del costante monitoraggio delle offerte di mercato e delle richieste degli operatori, è stata valutata l'implementazione di un nuovo tracciato, mediante cui è stato possibile effettuare la comparazione delle offerte prima considerate non simulabili, tra cui, a titolo esemplificativo, offerte a scaglioni, offerte con sconti limitati nel tempo o applicabili a specifiche voci di spesa, offerte *flat*.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. A tal fine è stata svolta un'analisi di fruibilità e semplicità

²³⁵ 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...".

²³⁶ Delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com.

²³⁷ <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

di consultazione del Portale, valutandone l'utilizzo sia mediante *PC-desktop*, sia attraverso dispositivi mobili. Dal monitoraggio degli accessi si evince che complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2020, il sito ha avuto un totale di 1.640.436 visite, mentre le pagine visualizzate in totale sono state 12.997.526, di cui il 60% tramite *desktop* e il 32% tramite *smartphone*.

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 2020 sono state introdotte, inoltre, consistenti modifiche alla fruibilità e al *layout* del Portale, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili.

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

Per il settore elettrico erano disponibili complessivamente 2.696 offerte, per quello del gas naturale 2.245; le offerte *dual fuel* erano 74. Per il settore elettrico, il 62,9% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 55,2%; per il settore del gas naturale si rileva la prevalenza di offerte a prezzo fisso sia per i clienti domestici, pari al 57,5%, sia per i clienti non domestici, con il 50,5%.

Dal monitoraggio periodico delle offerte dell'energia elettrica presenti nel Portale, si evince che nel 2020, per un cliente domestico tipo²³⁸, la spesa media al lordo delle imposte associata alle offerte dei primi 10 operatori è risultata inferiore rispetto alla spesa di maggior tutela al lordo delle imposte dell'8% per le offerte a prezzo fisso e del 2% 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 tipo²³⁹, 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 10% per le offerte a prezzo fisso e del 7% per le offerte a prezzo variabile.

²³⁸ 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).

²³⁹ Si considera utente tipo domestico per il gas naturale un cliente domestico con consumo di 1.400 S(m³), per uso cottura, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, contatore < G6 e ubicato a Milano (cap 20132).