ATTI PARLAMENTARI

XVIII LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **CXLI**
n. **2**

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE (ARERA)

(Aggiornata al 31 marzo 2019)

(Articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)

Presentata dal Presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente

(BESSEGHINI)

Trasmessa alla Presidenza il 30 luglio 2019

VOLUME I

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione Annuale 2019 sullo Stato dei servizi e sull'Attività svolta

PRESENTAZIONE DEL PRESIDENTE

Stefano Besseghini

ROMA, 4 LUGLIO 2019

PAGINA BIANCA

Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	*Presidente*
Gianni Castelli	*Componente*
Andrea Guerrini	*Componente*
Clara Poletti	*Componente*
Stefano Saglia	*Componente*

PAGINA BIANCA

Autorità, Signore e Signori,

anche a nome del Collegio, desidero innanzitutto ringraziare, per l'attenzione con cui costantemente guarda alla nostra attività, il Presidente della Repubblica, che ci ha ricevuto ieri al Quirinale. Ringrazio il Presidente della Camera per l'ospitalità, i rappresentanti del Parlamento e del Governo e quelli delle Amministrazioni centrali e territoriali dello Stato, delle Autorità amministrative indipendenti, degli Enti pubblici, degli organi giudiziari e dell'Avvocatura dello Stato, dei corpi militari e tutti gli ospiti qui presenti.

L'ultima relazione, tenuta da quella che oggi è l'Autorità per l'Energia, Reti e Ambiente, era caratterizzata dal ricorrere di un termine, anà-gennao, che suona un po' come un'esortazione ma il cui significato è quello di "rinascita".

Indica, soprattutto, la rinascita di uno spirito nuovo in un corpo esistente. È questa l'accezione migliore con cui vogliamo raccogliere un ideale testimone per questo lungo percorso, ormai giunto al quarto passaggio.

Il corpo dell'Autorità è quello che si è formato nel corso degli anni grazie alla dedizione, allo studio e al lavoro delle donne e degli uomini che vi hanno operato e che vi operano e a cui, tutte e tutti, va sin da ora il nostro ringraziamento sincero e profondo.

Per contro, con periodicità definita, si rinnova il Collegio che incarna quel delicato e sottile mix di competenze, esperienze e sensibilità e che ha il ruolo di connotare l'andamento della complessa macchina.

La quarta consiliatura dell'Autorità svolge oggi la sua prima relazione al Parlamento e al Governo presentando quindi non solo la mole di attività di cui avete ampia rendicontazione nella relazione sullo "Stato dei servizi" e sulla "Attività svolta", ma anche e soprattutto la visione cui questa consiliatura intende ispirarsi per essere genuina ed efficace interprete di quel ruolo delicato che la Legge costitutiva le ha assegnato.

In apertura di questa relazione, un pensiero e un ringraziamento vanno quindi ai collegi che ci hanno preceduto, cui ovviamente va il merito dei pregi che oggi vengono riconosciuti a questa Istituzione e la cui azione riverbera nella nostra quotidianità.

L'avvio del Collegio ad anno inoltrato ha impedito di svolgere la relazione del Presidente nel 2018 e di effettuare una riflessione sulla modalità che ha caratterizzato il passaggio tra le due consiliature: la cosiddetta *prorogatio*, nel corso della quale l'Autorità ha dovuto limitare i propri interventi ai soli temi di ordinaria amministrazione

Nella lunga vita dell'Autorità questo ha forse rappresentato il momento più complesso della sempre delicata relazione tra indirizzo politico e indipendenza del Regolatore.

Esistono esperienze e modelli consolidati in grado di garantire il giusto ricambio e la necessaria continuità cui si potrebbe fare riferimento per evitare che nel futuro situazioni analoghe si possano ripetere.

È ben noto che il valore delle Autorità risieda soprattutto nel carattere dell'indipendenza, che deve essere difeso nei principi, onorato negli atti e rispettato nelle relazioni.

La relazione annuale rappresenta il momento più alto e solenne del processo di *accountability*, proprio perché la stessa Autorità trova nella pubblicizzazione dei propri atti e nella dialettica con gli altri poteri dello Stato un elemento ontologico della propria azione.

Si tende spesso a ridurre il termine di *accountability* al significato di "trasparenza".

Non è così, o meglio è più che così. Per questo, alla trasparenza delle informazioni abbiamo voluto affiancare la pubblicazione ampia dei dati, la trasparenza dei fini, la condivisione dei metodi e dei processi di regolazione.

Accountability è, quindi, soprattutto responsabilità. Responsabilità che si traduce, molto concretamente, nella capacità di fornire con chiarezza, scevra da inutili tecnicismi, indicazioni di natura strategica che permettano al Parlamento di comprendere e di valutare l'azione dell'Autorità.

Sin dal suo insediamento questo Collegio ha inteso dichiarare la volontà di garantire una leale collaborazione istituzionale.

Essa si sostanzia principalmente nell'attenta gestione delle relazioni interistituzionali e nella massima collaborazione nell'evoluzione dei singoli provvedimenti normativi per fornire, sin dall'inizio, quegli elementi istruttori in grado di meglio orientarne la formazione.

Questo affinché alla complessità degli atti non si sovrappongano inefficienze comunicative e interpretative.

È un atteggiamento che questo Collegio intende confermare, anche ricorrendo nei tempi e modi opportuni allo strumento della *segnalazione* previsto dalla nostra legge istitutiva, nella prospettiva di circoscrivere i rischi e di condividere le possibili soluzioni, nella consapevolezza che spesso la natura fortemente tecnica dei temi mal si presta ad interventi occasionali, non strutturati e frammentati tra una pluralità di interlocutori.

Si è avanzata l'ipotesi che la *Relazione Annuale* dell'Autorità possa essere oggetto di un successivo momento di audizione congiunta da parte delle commissioni competenti di Camera e Senato. Sarebbe da cogliere come elemento di completamento del momento istituzionale che oggi viviamo.

Sempre nell'ambito dell'*accountability* si colloca la recente pubblicazione del Quadro Strategico dell'Autorità, anch'esso oggetto di un processo di consultazione concretizzatosi in due giorni di audizioni cui ha partecipato un'ampia platea di *stakeholder*.

Per comprendere la visione regolatoria che ispirerà la IV consiliatura non è possibile prescindere da una considerazione: questo settennato si colloca in una prospettiva temporale che, traguardando i numerosi obiettivi sovranazionali fissati al 2030, coglie gran parte di una fase che potremmo ben chiamare la "transizione verso la sostenibilità".

Tutti i settori di riferimento dell'azione di questa Autorità stanno conoscendo uno sviluppo all'impronta della sostenibilità economica, ambientale e sociale, la cui declinazione per gli ambiti energetico, idrico e della gestione dei rifiuti si concretizza in obiettivi di decarbonizzazione, mitigazione della siccità e sviluppo dell'economia circolare.

La comune spinta alla sostenibilità determina anche l'emergere di elementi di interdipendenza tra settori, una interdipendenza spinta certamente dall'innovazione tecnologica, ma anche dalla crescente consapevolezza dell'utente che vuole sentirsi parte attiva, in qualche modo protagonista consapevole di questa evoluzione.

Per questo motivo, accanto agli specifici obiettivi settoriali, l'Autorità ha indicato nel Quadro Strategico tre "obiettivi trasversali" utili a far emergere, anche nell'operatività interna, la richiamata intersettorialità: il consumatore consapevole, l'innovazione e la promozione della *compliance* regolatoria.

Il consumatore è il paradigma assoluto della trasversalità dei settori per la sua unicità nella pluralità dell'offerta di servizi.

È beneficiario, in accordo alla Legge istitutiva stessa dell'Autorità, degli effetti di una regolazione infrastrutturale efficiente, di un mercato concorrenziale e dell'omogeneità nella qualità dei servizi.

Il consumatore consapevole è un consumatore non solo in grado di operare delle scelte il più possibile "razionali", ma anche di comprendere gli aspetti rilevanti dei servizi che gli vengono offerti.

Per esempio, è un consumatore in grado di apprezzare il ciclo idrico integrato nella sua complessità e di apprezzare anche il ruolo che è chiamato a rivestire nella raccolta differenziata, prerequisito

per una moderna ed efficace gestione dei rifiuti. Egli è anche in grado di sfruttare le occasioni offerte da un sistema energetico che lo vede sempre più coinvolto in un ruolo attivo nella gestione dei propri consumi elettrici fino al ruolo di *prosumer*.

L'Autorità è chiamata, quindi, oltre che a supportare le iniziative di informazione promosse dai gestori, anche a realizzare specifiche campagne di informazione e sensibilizzazione volte a migliorare la consapevolezza del consumatore/utente sul funzionamento e sull'evoluzione nei servizi pubblici che gli vengono offerti.

La regolazione congiunta dei settori energia, acqua e rifiuti offre un'occasione unica per una lettura intersettoriale della tutela che non può più essere quella di vent'anni fa, ma deve saper interpretare nuove necessità e impiegare i nuovi linguaggi e le tecnologie con cui tutti noi utenti siamo abituati a interagire.

I diritti garantiti da una regolazione efficace, la digitalizzazione e i *social network* hanno spinto l'asticella delle aspettative dei consumatori sempre più in alto.

La modalità attraverso la quale l'utente interagisce con il gestore del servizio diventa essa stessa indicatore di "qualità" e il valore delle soluzioni personalizzate e del "tempo impiegato" diventano criteri di scelta sempre più rilevanti.

Un consumatore consapevole è, anche, un consumatore consapevole delle misure strutturate da ARERA a favore di coloro che si trovano in difficoltà economica o in una condizione di fragilità sociale, In questo ambito si inserisce il fondamentale strumento dei bonus elettricità, gas e idrico.

Questa Autorità è fortemente impegnata nella loro corretta applicazione, sia per l'importanza che questi strumenti rivestono nella dimensione del *welfare*, sia per la possibilità che garantiscono nel sostenere l'implementazione di strumenti tariffari liberi da sussidi incrociati impliciti.

Il superamento della progressività della tariffa elettrica, faticoso approdo cui si è giunti dopo una lunghissima fase di consultazione e una progressiva implementazione in corso, vede nella disponibilità di un efficace strumento come il bonus il suo ideale complemento.

Con una recente segnalazione a Parlamento e Governo questa Autorità ha inteso richiamare come, nonostante l'impegno profuso per diffondere la conoscenza dei bonus per il settore elettrico, gas ed idrico, il ricorso a queste agevolazioni non risulta ancora particolarmente esteso pur in presenza di gravi difficoltà economiche nel Paese.

Gli ultimi dati disponibili indicano in 2,2 milioni le famiglie con una certificazione ISEE utile per l'accesso ai bonus, a fronte di solo 800 mila nuclei familiari che hanno effettivamente usufruito del

bonus elettrico. Rispetto alla platea dei potenziali aventi diritto si è raggiunto il 36%, peraltro con una significativa variabilità territoriale e per di più con un rapporto inversamente proporzionale alla concentrazione di potenziali destinatari.

L'Autorità auspica, quindi, che sia approvata al più presto una norma, aperta anche al fattivo contributo degli enti locali, che consenta l'efficiente scambio telematico tra la banca dati INPS e quella del Sistema Informativo Integrato procedura che, introducendo elementi di automatismo nell'assegnazione del bonus, aumenterebbe la platea dei beneficiari e determinerebbe una significativa riduzione dei costi di gestione del sistema.

Il tema del supporto al consumatore fragile si amplia poi al più generale concetto di "povertà energetica". Si tratta di un tema di grande rilevanza e delicatezza per le forti implicazioni sociali che ha e rispetto al quale l'Autorità intende mantenere un'attenta posizione di studio e approfondimento, anche in questo caso compatibile con una visione intersettoriale.

La "transizione verso la sostenibilità" richiede significativi avanzamenti tecnologici e spesso non può prescindere da questi.

Iniziative internazionali come *Mission Innovation* ma lo stesso programma *Horizon2020* e il *Clean Energy Package* pongono l'innovazione al centro della transizione.

L'innovazione e lo sviluppo tecnologico costituiscono un elemento di opportunità per il potere abilitante delle soluzioni, ma al tempo stesso possono esporre al rischio di onerose soluzioni di obsolescenza tecnologica legata alla loro stessa rapida evoluzione.

In altri termini, il tasso di obsolescenza delle tecnologie è cresciuto moltissimo determinando un conflitto con i tempi del loro dispiegamento su larga scala.

È strutturalmente necessario cominciare ad immaginare che i clienti possano avere servizi differenziati non per ragioni di costo ma per la differenza tra generazioni tecnologiche e tempi di dispiegamento su larga scala delle soluzioni.

Questo deve essere costantemente controbilanciato dalla garanzia di quella convergenza nella qualità dei servizi che è valore fondante della regolazione.

L'Autorità ha da tempo dimostrato particolare attenzione all'innovazione per i soggetti regolati, a partire dai primi progetti pilota in tema di *smart grid* elettriche, sino alle sperimentazioni in corso sui sistemi di aggregazione per l'erogazione di servizi al sistema.

Si deve andare oltre.

Dal ciclo di audizioni relative al Quadro Strategico è emersa con chiarezza l'esigenza di allargare i temi dell'innovazione anche ai settori idrico e dei rifiuti.

Questo avverrà attraverso la definizione di un quadro regolatorio che, nel rispetto della neutralità tecnologica, abiliti progetti innovativi nei servizi regolati anche mediante un fondo dedicato, ispirato al modello regolatorio anglosassone della *sandbox*, per consentire agli operatori di testare sul campo, prototipi e soluzioni di potenziale interesse per l'evoluzione dei diversi sistemi.

La prospettiva di una stabilità nella transizione è forse il più difficile sforzo di armonizzazione che la regolazione è chiamata a fare.

Il terzo obiettivo trasversale del Quadro Strategico richiama il tema della "transizione alla sostenibilità" in un'accezione forse più tecnica, di sostenibilità della stessa regolazione. Obiettivo che punta al rafforzamento della *compliance* regolatoria anche attraverso un rafforzamento dell'azione di monitoraggio ed *enforcement*.

Questo avverrà al netto di un obiettivo comune a tutti i settori di una effettiva semplificazione, che può essere perseguita anche attraverso il coinvolgimento degli operatori.

La definizione di criteri e obiettivi chiari, anziché di specifiche regole di dettaglio, può consentire una regolazione più semplice – sebbene non semplicistica – e più flessibile, puntando sull'allineamento degli interessi e lasciando alle imprese la definizione di dettaglio dei servizi.

L'Autorità ferma restando l'attenzione alla funzione sanzionatoria da svilupparsi secondo i canoni del giusto procedimento e della separazione tra la funzione istruttoria e quella decisoria, si impegna a ridurre significativamente le proprie tempistiche procedurali, prevedendo altresì una graduale introduzione di nuovi strumenti allo scopo di promuovere crescenti livelli di rispetto della regolazione.

ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

È la prima volta che l'Autorità si presenta con questo nuovo nome nella sua *Relazione Annuale*. Un cambio di nome occorso, come noto, all'inizio del 2018 in ragione dell'attribuzione dei compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti.

A tal proposito la legge recita:

"*al fine di migliorare il sistema di regolazione del ciclo dei rifiuti (...) per garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sull'intero territorio nazionale nonché adeguati livelli di qualità (...) nonché di garantire l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea (...)*".

Un mandato ampio e di notevole ambizione per un settore che da tempo dimostra importanti limiti, evidenziati anche dalle indagini conoscitive svolte dall'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato e dall'Autorità Nazionale Anticorruzione che all'argomento ha dedicato uno specifico capitolo del Piano Nazione Anticorruzione del 2018.

Al di là delle criticità rilevate da entrambe le Autorità, questo passaggio permette di ricordare come emerga la necessità di una forte correlazione tra le Autorità indipendenti nell'affrontare settori che così fortemente impattano sulla vita economica del Paese.

ARERA si è mossa con sollecitudine, avviando ad aprile 2018 una ricognizione del settore, conclusasi con un documento di consultazione nel dicembre 2018, relativo agli orientamenti preliminari in merito ai "Criteri per la determinazione dei corrispettivi".

Un documento che ha avuto una positiva accoglienza da parte degli operatori del settore che hanno riconosciuto la capacità di intercettarne le caratteristiche prefigurando approcci in larga parte indicati come condivisibili.

Il principale elemento di difficoltà rimane la forte eterogeneità gestionale presente nei territori con il paradosso di soluzioni che – pur derivando da scelte normative e regolatorie profondamente diverse – si sono comunque rivelate efficaci nel cogliere i principali obiettivi che sottendono alla politica del settore.

Questo impone una visione regolatoria flessibile, asimmetrica, in grado di recepire e valorizzare le specificità territoriali, soprattutto quelle che hanno elementi di scalabilità dimensionale e replicabilità su altri territori.

Il cantiere dell'Autorità procederà in maniera spedita, con la volontà di mantenere la programmazione annunciata che prevede, accanto alla elaborazione di un metodo transitorio per la regolazione del biennio 2018-2019, l'avvio di un primo periodo regolatorio della durata di quattro anni a partire dal 2020 cadenzato da due semiperiodi di durata biennale.

Il principale "*driver*" dell'intera azione regolatoria sarà comunque, in questa prima fase, il perseguimento della massima trasparenza del settore.

La trasparenza rappresenta infatti il necessario presupposto sia per la difesa del consumatore-utente che per la riduzione dell'asimmetria informativa nei confronti dell'Autorità, al fine di impostare una regolazione efficace del settore a livello nazionale.

In riferimento agli aspetti di governance, l'Autorità ritiene importante sistematizzare le attività a presidio degli assetti territoriali. Promuovere un quadro chiaro e certo per la gestione del ciclo dei

rifiuti è il prerequisito per permettere la definizione di criteri con i quali accompagnare la transizione – su tutto il territorio nazionale – da tassa a tariffa. Una tariffa avente natura di corrispettivo per lo svolgimento del servizio di raccolta, recupero e smaltimento dei rifiuti solidi urbani.

ARERA in questo settore punta innanzitutto ad un'azione di trasparenza sui costi complessivi del settore attraverso una prima fase di regolazione dei corrispettivi (transitorio 2018-2019), nonché una costruzione regolatoria in grado di intercettare la poliedricità del settore, anche con misure asimmetriche. Per esempio, differenziando in funzione degli scostamenti rilevati il percorso di efficientamento del servizio e valorizzando opportunamente specifici profili, fra cui – senza pretese di completezze né di priorità – la legittimità degli affidamenti, il rispetto dello stesso Piano nazionale anticorruzione, elementi di sostenibilità ambientale e valutazioni di qualità del servizio.

L'azione di ARERA può fornire un contributo essenziale al riordino del settore dei rifiuti e al miglioramento delle performance tecniche ed economiche.

Se la transizione alla sostenibilità è un *fil-rouge* della nostra riflessione, questo è ancora più vero per il settore idrico.

L'acqua è una risorsa la cui indisponibilità mette a rischio la sopravvivenza stessa e i crescenti pericoli di siccità, che ormai caratterizzano anche le nostre latitudini, giustificano la particolare attenzione di cui è oggetto. Da questo discende la necessità di un approccio improntato a una crescente responsabilità, sia a livello nazionale che europeo.

Sul fronte europeo, la nuova direttiva acque potabili, di prossima approvazione, cambierà radicalmente la prospettiva del settore, spostando l'approccio dagli interventi per il contenimento dei danni ad un approccio basato sulla valutazione del rischio per l'intera filiera. Ne deriverà un monitoraggio dell'intero sistema idro-potabile, dalla fonte di captazione al singolo rubinetto, con importanti ripercussioni sul sistema di gestione e su quello di regolazione.

La stessa direttiva introduce, poi, elementi volti a migliorare il grado di trasparenza e *accountability* dei gestori del servizio idrico nei confronti di tutti gli *stakeholder*.

Coerentemente con tali prospettive, l'Autorità ha previsto all'interno del proprio Quadro Strategico una linea di azione volta a realizzare una regolazione di tipo *sunshine*, basata sulla pubblicazione dei dati di performance dei gestori, anche in ottica comparativa.

Tale modello regolatorio coniuga la limitazione dei costi di funzionamento con la costituzione di un contesto di competizione virtuosa tra i diversi soggetti concessionari del servizio idrico.

Grande importanza, infine, assumerà la promozione della misura con lo sviluppo di un piano per

l'installazione di contatori smart e l'avvio, ancorché a titolo sperimentale, di una misurazione puntuale, attivando un rapporto diretto con le singole unità immobiliari.

Preme evidenziare che l'Autorità condivide il riconoscimento esplicito del diritto all'acqua potabile di qualità, nonché alla fruizione dei servizi igienico-sanitari, quali diritti umani essenziali ma al tempo stesso ritiene fondamentale realizzare importanti interventi infrastrutturali, presupposto per un'effettiva fruizione e reale tutela dei consumatori in tutte le aree del Paese.

In linea generale, l'azione regolatoria ha prodotto nel settore idrico un rilevante incremento degli investimenti, passati da valori prossimi al miliardo di euro nell'anno 2012, a circa il triplo nel 2018. Il tasso di effettiva realizzazione degli interventi previsti è significativamente migliorato, passando da valori che si attestavano attorno al 50% negli anni ante regolazione a circa l'80% attuale.

Tra le misure volte a garantire il ripristino e la manutenzione delle infrastrutture idriche, l'Autorità ha introdotto una componente tariffaria all'interno del primo metodo tariffario, denominata Fondo Nuovi Investimenti, costituita da un'anticipazione dei ricavi di importo pari all'entità degli investimenti da finanziare. Ne sono seguiti due effetti positivi: il rafforzamento della capacità di spesa per investimenti degli operatori – finalmente collegata all'infrastruttura gestita – e una nuova puntuale mappatura di tutte le opere necessarie alla erogazione del servizio.

È emersa, tuttavia, un'interpretazione distorta che ha portato taluni operatori a impiegare le nuove risorse non solo per gli investimenti, ma anche per garantire maggiori benefici agli azionisti, distribuendo detta anticipazione di ricavi a titolo di dividendo.

L'Autorità, nell'ottobre 2018, ha tempestivamente precisato le necessarie modalità di rendicontazione relative all'impiego del FoNI nei termini utili per gli adempimenti contabili attivando al contempo una collaborazione con l'Organismo Italiano di Contabilità che potrà portare all'emanazione di principi contabili ad hoc.

ARERA ha messo a disposizione la propria competenza, in un quadro di rafforzata e ampia collaborazione interistituzionale, per la finalizzazione di un elenco per la sezione "acquedotti" del Piano nazionale di interventi nel settore idrico, a valere sui fondi della Legge di Bilancio 2019.

Le attività di controllo e di monitoraggio previste dalle norme richiamate, unitamente all'azione regolatoria dell'Autorità, permetteranno di conseguire tassi di realizzazione degli interventi in linea con quelli, sempre più soddisfacenti, registrati nell'attuazione della spesa per investimenti coperta da tariffa.

È ben noto che il più generale tema della governance del settore è all'attenzione del Parlamento con le proposte di legge n.52 (On. Daga) e n.773 (On. Braga).

Credo comunque giovi richiamare alcuni elementi informativi sulle principali criticità riscontrate nell'attuale assetto.

Emerge con sempre maggiore evidenza il fenomeno del Water Service Divide. A fronte di una ampia area del Paese, collocata in prevalenza al Nord e al Centro, in cui la fruizione dei servizi, la realizzazione degli investimenti, l'attività legislativa regionale, i meccanismi decisori degli Enti di governo dell'ambito e le capacità gestionali e industriali degli operatori appaiono in linea con il raggiungimento dei più elevati obiettivi del settore, persistono situazioni, principalmente nel Sud e nelle Isole, in cui si perpetuano inefficienze, abusivismo e tassi di morosità che raggiungono il 50%, in alcune aree del Paese.

I mancati pagamenti devono trovare una regolazione che consenta di non far ricadere sulla generalità degli utenti l'onere complessivo.

Al contempo, si ritiene che un'operazione di aggregazione gestionale, in grado di coinvolgere anche rilevanti risorse pubbliche, possa garantire un servizio idrico in linea con gli standard nazionali ed europei, anche nelle aree del Paese attualmente penalizzate.

Permane la forte necessità di una governance stabile e indipendente, che eviti gli elementi di sovrapposizione tra i diversi livelli istituzionali, e di un sistema di regole certe, affinché tutti gli attori del settore possano compiere le proprie scelte perseguendo l'obiettivo dell'efficienza a beneficio del consumatore. Anche in questo ambito l'obiettivo è portare gradualmente a denominatore comune realtà geografiche estremamente difformi.

Dunque, il costante monitoraggio sull'effettiva realizzazione degli investimenti previsti, la riduzione del Water Service Divide, la promozione di gestioni industriali in grado di fornire il servizio a costi efficienti, nonché l'utilizzo efficace delle risorse pubbliche eventualmente disponibili rappresentano le priorità su cui concentrarsi.

Se abbiamo richiamato all'inizio la comunanza nella transizione verso la sostenibilità dei diversi settori regolati è innegabile che la "transizione energetica" ne rappresenti il paradigma. Una visione che nel corso degli anni ha condiviso "obiettivi", in tempi recenti "traiettorie" ed è costantemente impegnata nella definizione dei migliori strumenti per la sua implementazione.

Un importante e innegabile contributo è il completamento, proprio in questi giorni, della grande visione della "Energia pulita per tutti gli Europei", con la pubblicazione in Gazzetta Europea dei regolamenti e delle direttive sul mercato elettrico e governance.

Incidentalmente i regolamenti entrano in vigore proprio nella giornata di oggi, una coincidenza che vogliamo considerare ben augurante.

Quello che si presenta è uno scenario articolato, come sempre frutto di mediazioni che andranno ricondotte in sede di applicazione ad una maggiore coerenza con le esigenze nazionali.

Esigenze nazionali che non devono essere interpretate in chiave "conservativa". In molti casi la regolazione italiana ha già recepito e implementato in maniera più avanzata alcune indicazioni che la mediazione Europea ha limitato per tener conto delle esigenze comuni.

È prematuro trarre valutazioni sull'impatto complessivo che le nuove norme determineranno ma emerge già chiaramente come i regolatori nazionali saranno chiamati ad un grande sforzo di coordinamento della propria azione con i soggetti europei esistenti o neocostituiti che, pure, dovranno trovare la propria chiave interpretativa nella nuova, complessa governance che va delineandosi.

In questo ambito un ruolo sempre più rilevante lo giocherà l'Agenzia europea dei regolatori dell'energia – l'ACER – che, giova ricordare, non è esso stesso un regolatore indipendente ma un'Agenzia interprete delle indicazioni strategiche della Commissione Europea.

In questo senso, la recente nomina di un membro del nostro Collegio, la Dott.ssa Poletti, a Presidente del Consiglio dei regolatori è testimonianza dell'attento presidio che questa Autorità intende garantire dell'intero processo di regolazione europea.

Se la parte genuinamente regolatoria dovrà, quindi, confrontarsi con strutture sovranazionali appare del tutto evidente che anche dalla dimensione europea arrivi una forte sollecitazione ai regolatori nazionali a svolgere ruoli di monitoraggio del funzionamento dei settori. In particolare, in applicazione del Regolamento europeo REMIT al fine di prevenire comportamenti abusivi.

Appare chiaro che il presidio e l'attenzione alla regolazione euro-unitaria non vede nel completamento del *Clean Energy Package* un punto di arrivo ma un punto di partenza per conseguire, come detto nel nostro Quadro Strategico, lo sviluppo di una normativa sovranazionale rispettosa della specificità dei sistemi energetici nazionali e regionali e improntata all'efficienza.

Gli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello europeo e declinati a livello nazionale nel Piano nazionale integrato energia e clima, i limiti mostrati dal modello di mercato elettrico centrato su orizzonti temporali di breve periodo nel supportare lo sviluppo di impianti di generazione e il progressivo superamento delle logiche storiche di approvvigionamento del gas naturale a favore di nuovi equilibri di mercato a livello globale, sono tre elementi che pongono una sfida importante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e del gas naturale nel medio periodo, nonché un loro sviluppo e funzionamento efficiente.

Lo strumento del *Capacity Market*, dopo un lungo processo, ha avuto il necessario via libera dalla Commissione, è stato firmato il decreto di attuazione e si avvia ora il completamento del percorso

regolatorio di implementazione. Questo costituisce uno strumento in grado di fornire il contesto di adeguatezza del sistema, al cui interno poter sviluppare la crescente quota di generazione distribuita da fonte rinnovabile.

L'Autorità intende completare l'adeguamento del disegno del mercato dei servizi di dispacciamento a quello europeo, preservando tuttavia la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna. In tale ambito le unità di consumo, produzione e stoccaggio precedentemente escluse dal mercato del dispacciamento – rinnovabili non programmabili e generazione distribuita, accumuli, veicoli elettrici – potranno fornire risorse per i servizi di dispacciamento anche tramite forme di aggregazione, fermo restando il principio della neutralità tecnologica e tenendo conto dei risultati derivanti dai progetti pilota.

Nella tensione che deve giustamente caratterizzare una così ambiziosa transizione è però necessario che i livelli di performance che caratterizzano il nostro attuale sistema siano il benchmark da migliorare per il nuovo assetto.

La qualità della fornitura del sistema elettrico è un elemento cui grande attenzione è stata prestata sin dall'inizio dell'attività regolatoria e che attualmente evolve sia relativamente alla mitigazione degli effetti degli eventi estremi (resilienza), sia rispetto all'ammodernamento di componenti di porzioni di rete al perimetro del sistema (colonne montanti).

Prime analisi dimostrano che, sia in termini di durata che di numerosità delle interruzioni tra il 2018 ed il 2019 si è registrato un peggioramento e una mancata riduzione delle differenze territoriali, con il mantenimento di peggiori performance nelle regioni del sud e nelle isole.

È questo un tema che l'Autorità intende affrontare con determinazione, costituisce di per sé un obiettivo strategico dell'azione del prossimo triennio e ha visto la pubblicazione di un documento per la consultazione dedicato in questi giorni.

Se la transizione energetica vede sicure protagoniste le fonti rinnovabili, è generalmente condiviso che il gas sia un ineludibile vettore di transizione in grado di assistere i sistemi energetici nella conversione da tecnologie più emissive.

Uno dei dibattiti più accesi per il potenziale impatto in termini di costo delle infrastrutture è certamente quello della rilevanza del gas nel medio periodo e della sostenibilità delle relative infrastrutture.

Questa Autorità ritiene che le infrastrutture gas rappresenteranno anche nel medio termine un investimento rilevante e strategico, in grado di garantire quella stabilità e diversificazione della fornitura che ancora rappresenta un elemento di sicurezza per ogni sistema energetico.

Al tempo stesso riconosce che il processo di elettrificazione dei consumi determinerà una notevole pressione in termini di *switching* tecnologico, soprattutto in quelle situazioni in cui condizioni climatiche e difficoltà logistiche nella realizzazione delle reti di distribuzione gas renderanno sfavorevole il bilancio costi-benefici.

Sul fronte del trasporto il disegno è chiaro. Il contesto di riferimento è quello europeo e l'Autorità intende superare le barriere esistenti per allineare sempre più stabilmente il prezzo del mercato italiano con quello delle principali borse europee, promuovendo corrispettivi di trasporto più efficienti e rispondenti ai costi.

In questo senso l'implementazione del Regolamento istitutivo del Codice di Rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas deve avvenire coerentemente con il comune obiettivo di contribuire all'integrazione del mercato, a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e a promuovere l'interconnessione tra le reti del gas.

L'Autorità ha recentemente osservato che il comportamento di alcuni Stati sembrerebbe portare alla formazione di barriere di entrata nei rispettivi sistemi di trasporto, operando così scelte opposte rispetto agli auspici richiamati. Per questo ha avviato le necessarie interlocuzioni e intende contribuire attivamente allo sviluppo del dibattito istituzionale sul prossimo "gas package".

A quasi 12 anni dall'intervento del legislatore che ha disposto la creazione di *"...ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas"* prevedendo, peraltro, *"...l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi"* il processo continua a non decollare, nonostante siano passati 8 anni dall'emanazione del Regolamento interministeriale per lo svolgimento delle gare.

Ad oggi solo due gare – sulle oltre 170 previste – sono arrivate alla fase di assegnazione – e uno dei due casi è ora oggetto di contenzioso.

L'Autorità attribuisce cruciale importanza – ancor di più a valle di un così lungo iter normativo e dei grandi sforzi già compiuti da decine di stazioni appaltanti per conto di migliaia di comuni italiani – ad una significativa accelerazione dei processi di gara per i benefici attesi per famiglie e imprese in termini di riduzione dei costi.

In ultimo, l'Autorità ritiene che anche la durata delle nuove concessioni, oggi prevista pari a 12 anni, dovrebbe essere oggetto di ulteriore riflessione da parte del Legislatore, valutandone un allungamento, sia in una prospettiva di economicità del processo amministrativo di gara, sia di rafforzamento dell'incentivo degli operatori verso investimenti che favoriscano l'efficienza, la sicurezza e l'innovazione del servizio.

Anche il settore gas è investito da importanti cambiamenti di natura tecnologica che, in questo caso portano alla identificazione di gas rinnovabili quale possibile alternativa al gas fossile, sia per il soddisfacimento delle esigenze primarie, sia a supporto dello sviluppo delle fonti rinnovabili, rappresentando un interessante sistema di accumulo dell'energia in eccesso da fonte rinnovabile.

L'evoluzione di questi sistemi richiede ancora il superamento di alcune barriere di natura tecnologica ed economica. Essi rappresentano quindi un ottimo paradigma dell'atteggiamento che un moderno regolatore deve avere nei confronti di settori che, pur legati ad aspetti infrastrutturali di natura "convenzionale", possono offrire nuove opportunità.

Un gas rinnovabile, sostenibile e in grado di ridurre la dipendenza del nostro Paese in settori non immediatamente accessibili alle nuove tecnologie rappresenta una opportunità che merita l'attenzione di studio, ricerca e innovazione attualmente in corso.

Non posso esimermi dallo svolgere qualche riflessione sul tema che traguardiamo da qui ad ormai un anno: il completo superamento del meccanismo della tutela di prezzo per il segmento retail del mercato.

Nel tempo la tutela è diventata essa stessa parte del mercato e ha saputo ricavarsi spazi di efficienza che l'hanno resa un competitor diretto degli operatori.

Il mercato libero esiste ormai da diversi anni e il processo di migrazione ha conosciuto una dinamica crescente con il 43,4% dei clienti domestici che si trova nel mercato libero per il settore elettrico e il 50,1% nel settore gas.

La potenziale "attivazione" di un così ampio set di clienti ha evidenti motivi di interesse per gli operatori del settore e rappresenta un potenziale di crescita importante per una dinamica di mercato che, altrimenti, richiederebbe – ai ritmi attuali – un'evoluzione non inferiore ai 10 anni.

La legge 125 del 2007 aveva già tracciato un percorso di massima per identificare lo strumento della "salvaguardia" come elemento di garanzia per l'utente. Successivi passaggi normativi, fino alla legge Concorrenza 124 del 2017, hanno completato il percorso di superamento dei regimi di tutela.

Il processo avanza, però, a velocità diverse con alcune mancanze tra le quali, forse la più rilevante, è l'emanazione di un decreto per lo sviluppo di misure di accompagnamento. È, quindi, evidente che a luglio 2020 potrebbe presentarsi una situazione non ottimale, ma è altrettanto evidente che l'eventuale ulteriore rinvio della scadenza rappresenterebbe un elemento di incertezza che farebbe venire meno il carattere cogente delle diverse azioni.

Viene a volte argomentato che il superamento della maggiore tutela esporrebbe l'utente al rischio

di un mercato strutturalmente non in grado di offrire i previsti vantaggi, in primis economici, rispetto al suo mantenimento. Quello su cui ci si deve interrogare è quale modello sia più coerente rispetto alla evoluzione del settore. Il già richiamato *Clean Energy Package* e la decentralizzazione della generazione spingono verso forme crescenti di "democratizzazione" dell'energia con alcuni consumatori – tipicamente quelli più consapevoli – che tenderanno ad assumere un ruolo sempre più attivo anche grazie alle sollecitazioni che vengono dall'innovazione.

Che tutto questo sia compatibile con il mantenimento di un sistema di tutele come oggi strutturato appare un evidente ossimoro ed infatti lo stesso *Clean Energy Package* indica la necessità di un suo superamento.

Nel corso del 2018 l'Autorità tramite l'Acquirente Unico ha promosso lo sviluppo del Portale Offerte che rappresenta uno degli elementi necessari per lo sviluppo di quei servizi di tutela non di prezzo che l'Autorità presidierà ed intensificherà, anche successivamente al completamento del mercato libero. Il Portale Offerte è stato recentemente lanciato attraverso una campagna pubblicitaria, diffusa anche grazie agli spazi RAI messi a disposizione dal Dipartimento Informazione e Editoria della Presidenza del Consiglio.

Non è l'unico.

Da qualche giorno è disponibile on line anche la prima versione del Portale Consumi, un servizio che permetterà a ciascun utente di conoscere i propri consumi energetici. Attraverso la comprensione delle principali caratteristiche del proprio profilo energetico, sarà possibile identificare infatti con maggiore semplicità le offerte commerciali che più vi rispondono.

L'Autorità ha, inoltre, indicato le caratteristiche chiave per lo sviluppo dei gruppi di acquisto, forme di aggregazione della domanda che si sono dimostrate efficaci nel fornire vantaggi economici ai partecipanti e nel rinforzare la capacità contrattuale dei consumatori.

Questi strumenti devono affiancarsi ad altri che permettano la tutela consapevole del consumatore.

In questo senso meritano una menzione i numeri in costante crescita dello Sportello del Consumatore Energia e Ambiente dell'Autorità che ha registrato 345.000 contatti nel 2018 e, in particolare, quelli della conciliazione extragiudiziaria in larga parte attivabile e gestibile via web. In questo secondo caso, le 13.000 richieste giunte nel 2018 – in larga parte legate a problemi di fatturazione – hanno portato ad una conclusione positiva nel 66% dei casi per un controvalore di 5,6 milioni di euro.

Tra le condizioni necessarie da soddisfare per lo sviluppo del mercato libero vi è però, evidentemente, anche il rafforzamento del lato offerta, caratterizzato ad esempio nel settore elettrico, da una crescita del numero di operatori – giunti a 638 – e al tempo stesso da un aumento

del tasso di concentrazione del mercato.
Il settore deve anche cercare il definitivo affrancamento dall'immagine di un comparto particolarmente inaffidabile, in mano ad una varietà di soggetti dediti a pratiche commerciali aggressive, quando non scorrette.

La nostra azione, in collaborazione con l'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato è e sarà incessante in questo senso, ma è di fondamentale importanza che un segnale venga dagli stessi operatori, che provvedano a non impostare le proprie, lecite, campagne di acquisizione di nuovi clienti su meccanismi che abbiano come inevitabile effetto collaterale quello di stimolare iniziative quali quelle ricordate.

L'investimento in strutture commerciali motivate, formate e attente alla qualità dell'offerta e alla consapevolezza del consumatore, sarà per gli operatori un elemento di vantaggio competitivo nel medio periodo.

A questo sforzo da parte degli stessi operatori è necessario abbinare in tempi brevi la definitiva approvazione di un albo dei fornitori che assicuri una garanzia stabile nel tempo di corretta capacità economica e operativa degli operatori di mercato. L'Autorità ha fornito le proprie indicazioni operative al Ministero dello Sviluppo Economico, cui spetta la titolarità del relativo decreto, ma intende anche offrire la propria disponibilità ad operare quale soggetto attuatore nell'ambito delle proprie consuete attività di controllo e monitoraggio del mercato.

I tre pilastri, albo fornitori, Portale Offerte e Portale Consumi rappresenteranno a regime un set di strumenti moderno, digitalizzato ed affidabile per supportare un mercato libero dell'energia in grado di fornire gli output attesi al consumatore.

Eppure, ancora non basta.

Sempre prendendo come esempio il settore elettrico, lo scenario che oggi, e che realisticamente ritroveremo in larga parte al luglio 2020, ci offre un numero di clienti serviti in maggior tutela di circa 19 milioni e circa 76.000 in salvaguardia.

L'Autorità intende ora procedere alla definizione delle caratteristiche del meccanismo per la salvaguardia dei piccoli utenti, in modo che anche questo strumento sia definito nelle sue caratteristiche fondamentali entro la fine del 2019.

Il servizio di salvaguardia dovrà avere un carattere residuale rispetto al mercato libero, garantire la continuità del servizio per il tempo necessario a identificare un nuovo fornitore, avendo quindi natura temporanea e incentivare il passaggio al mercato libero.
Per procedere in questo senso, verrà rilasciato un documento di consultazione volto a definire

i primi aspetti di dettaglio delle modalità di implementazione come, tra gli altri, gli aspetti regolatori a garanzia degli esiti concorrenziali delle procedure e i requisiti per l'affidabilità degli esercenti la salvaguardia.

Parlare di tutela di prezzo permette di svolgere una breve riflessione conclusiva su due episodi che hanno rappresentato un passaggio delicato nella regolazione. In occasione delle disposizioni tariffarie per il secondo e il terzo trimestre del 2018 si è scelto di intervenire sulla modulazione delle variazioni al rialzo della tariffa, utilizzando il margine di disponibilità della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, tramite un intervento mirato su alcune componenti delle voci dei cosiddetti "oneri di sistema".

Dovendo trarre da questo episodio una *ratio* appare del tutto ragionevole che l'Autorità abbia posto in essere interventi di natura straordinaria, pur nella limitatezza degli strumenti e fornendo i necessari elementi di valutazione.

Giova anche ricordare che nei due trimestri successivi è stato possibile ripristinare completamente le disponibilità dei conti complessivi.

Al tempo stesso, è utile precisare che questa Autorità non intende vincolare risorse presso la Cassa con il solo fine di garantire una capacità di intervento nel controllo delle variazioni tariffarie. È per lo stesso motivo che ha ritenuto recentemente di segnalare il rischio che impegni derivanti da norme esterne alla gestione del sistema elettrico, che determinino vincoli nella disponibilità dei fondi stessi, rappresenterebbero un pericolo per l'ottimale gestione dei flussi in un'ottica di minimizzazione del loro impatto sulla bolletta dei consumatori.

Nulla di quanto rappresentato in questa relazione annuale sarebbe possibile senza il lavoro quotidiano di una struttura composta da persone di elevata professionalità. Una professionalità che deve saper coniugare elevate competenze tecniche, una visione globale dei contesti in cui gli aspetti tecnici si calano e la consapevolezza di operare in un quadro istituzionale di grande valore, che chiama i singoli a comportamenti e atteggiamenti che devono confrontarsi con una deontologia specifica perché specifici sono il ruolo e l'unicità della Regolazione.

È un patrimonio di donne e di uomini operosamente al servizio della Repubblica che deve crescere e consolidarsi in un contesto organizzativo e gestionale in grado di valorizzarne la crescita, la formazione, ma anche la capacità di operare con modalità improntate sempre più alla collaborazione, al superamento dei silos funzionali interni ed esterni, al confronto con gli operatori e in generale i portatori di interesse del settore.

Tutto questo richiede un importante sforzo identitario perché sono la forza della propria identità e la consapevolezza dei valori su cui si basa la propria azione che permettono di aprirsi al confronto

costruttivo cui chiamano le sfide che abbiamo sino a qui ricordato.
Questo si può ottenere con un'efficace organizzazione interna che permetta di ottimizzare i processi di sviluppo e *procurement*, con la promozione di percorsi di formazione continua di alto livello, sia gestionale che tecnico-specialistica, e con una adeguata comunicazione in grado di promuovere la riconoscibilità dell'insieme di valori identitari che caratterizzano ARERA.

Sono tutti fronti che questo Collegio intende perseguire e sviluppare nel profondo convincimento che l'investimento sulle donne e sugli uomini che non lavorano in Autorità, ma che costituiscono l'Autorità, sia il principale strumento di crescita.

In questo senso, la prossima stabilizzazione, sostenuta dal legislatore, di un significativo numero di persone che operano in Autorità ormai da molti anni è la dimostrazione di un importante segnale al consolidamento delle competenze e apre, assieme ai nuovi inserimenti che si determineranno per rispondere alle nuove attribuzioni regolatorie, ad una autorità moderna, giovane – con una età media che si colloca intorno dei 45 anni – e in grado di rispondere ai crescenti impegni che le vengono affidati.

La dinamica richiamata più volte nel corso di questa relazione, legata allo sviluppo tecnologico e alle transizioni in corso, non può non coinvolgere appieno anche l'Autorità e le uniche risposte plausibili sono formazione, aggiornamento e interazione con le strutture più moderne dei settori regolati, affinché la qualità tecnica delle donne e degli uomini che operano in ARERA sia sempre in grado di cogliere il valore della frontiera.

Rivolgo, quindi, un ringraziamento particolare a tutto il personale, donne e uomini, di questa Istituzione, il cui impegno e lavoro quotidiano rendono possibile il buon funzionamento dell'Autorità stessa.

Inoltre colgo l'occasione per estendere il ringraziamento dell'intero Collegio e degli Uffici, anche al TAR Lombardia, al Consiglio di Stato, all'Avvocatura dello Stato, al Consiglio nazionale consumatori ed utenti, al gruppo GSE, alla Cassa dei Servizi Energetici Ambientali, all'ENEA, al nostro Collegio dei Revisori e al Nucleo di valutazione e controllo strategico, e, in particolare, alla Guardia di Finanza che attraverso il nucleo speciale assicura quotidianamente il proprio sostegno alle nostre attività.

***

Autorità, Signore e Signori, Gentili ospiti nel trarre le conclusioni di questa nostra prima *Relazione Annuale* credo che una riflessione debba andare al contesto socioeconomico in cui le straordinarie rivoluzioni e cambiamenti che anche da queste poche note emergono si collocano.

Il nostro Paese attraversa, assieme ad altri ma forse più faticosamente, una lunga fase di difficoltà economica.

Il settore dei servizi pubblici appare certamente uno dei più rilevanti in termini di investimenti, i cui effetti possono rapidamente dispiegarsi sia in termini di occupazione che di miglioramento della vita dei nostri concittadini.

Se dovessi individuare un fattore comune che caratterizzi l'ampia gamma di temi coperti da ARERA e di cui solo una modesta rappresentazione sono stato in grado di tratteggiare, è la preoccupazione per il sistematico divario territoriale che questo Paese dimostra nelle diverse situazioni.

Lo osserviamo, e in qualche modo lo accettiamo spesso con una eccessiva condiscendenza, quasi che prenderne atto sia un modo per esorcizzarlo.

Non è certamente un elemento proprio solo dei servizi pubblici, ma è dai servizi pubblici che può venire una fenomenale leva di cambiamento.

Essi infatti riguardano tutti i cittadini nel loro quotidiano.

La mancanza di un servizio idrico appropriato nel proprio territorio non si aggira cercando l'acqua altrove, un servizio di gestione dei rifiuti costoso e non adeguato si manifesta quotidianamente davanti agli occhi, così come l'inadeguatezza di un'infrastruttura energetica.

È questa la principale sfida che questo Collegio sente di dover cogliere.

Immaginare che schemi e modelli possano operare in maniera indistinta nelle diverse aree del Paese rappresenterebbe un sintomo di presunzione intellettuale fortissima.

I fisici sanno bene che i modelli non coincidono con la realtà e che si deve essere prontamente disponibili ad abbandonare un modello quando non è utile ad interpretarla.
Quando il modello vuole avvicinarsi alla realtà deve cominciare a prendere atto e a misurare l'effetto che le deviazioni dall'idealità hanno sul modello e sui suoi risultati. Queste deviazioni dall'idealità sono i difetti e la realtà è, in fondo, la fisica dei difetti.

Abbiamo bisogno oggi, nel nostro Paese, di una regolazione che sappia costruire la "regolazione dei difetti", da intendersi come una Regolazione profondamente calata nella realtà e in grado di sospingere con la fermezza delle regole e la "gentilezza della progressività" i servizi che dobbiamo garantire ai nostri concittadini verso caratteristiche di omogeneità, efficacia ed efficienza, tali da non indurre la sensazione che esistano parti del Paese destinate ad essere diverse.

È un impegno grande e grande sarà l'impegno che tutti noi metteremo.

Grazie e buon lavoro a tutti.

PAGINA BIANCA

ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

SINTESI

RELAZIONE ANNUALE 2019

STATO DEI SERVIZI

e

ATTIVITÀ SVOLTA

***Per facilitare gli approfondimenti, le tabelle della presente sintesi riportano la numerazione e i riferimenti dei volumi integrali della Relazione Annuale 2019 scaricabili da www.arera.it.

I dati riportati nella Relazione Annuale sono aggiornati al 31 marzo 2019

ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

SINTESI
RELAZIONE ANNUALE 2019

Presentazione Pag. 3

Scenario Pag. 4

Energia elettrica Pag. 15

Gas Naturale Pag. 23

Servizio di teleriscaldamento Pag. 29

Servizi idrici Pag. 32

Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati Pag. 39

Alcuni strumenti di tutela dei consumatori Pag. 44

Alcuni elementi su vigilanza e contenzioso Pag. 49

PAGINA BIANCA

PRESENTAZIONE

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, del telecalore, dei servizi idrici e del ciclo dei rifiuti. Istituita con la legge n. 481 del 1995, ARERA è un'autorità amministrativa indipendente che opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori. Funzioni svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari degli operatori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. A questo si aggiunge l'attività consultiva e di segnalazione al Governo e Parlamento nelle materie di propria competenza anche ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria.

L'Autorità opera in piena autonomia e con indipendenza di giudizio nel quadro degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento e delle normative dell'Unione europea. In quest'ottica, le risorse per il suo funzionamento non provengono dal bilancio dello Stato ma da un contributo sui ricavi degli operatori regolati.

Con il DPR del 9 agosto 2018
sono stati nominati Stefano Besseghini Presidente,
Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti
e Stefano Saglia componenti

È un organo collegiale composto dal Presidente e da quattro componenti nominati con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri su proposta dei ministri competenti e con il parere favorevole di almeno due terzi dei componenti delle commissioni parlamentari competenti. Presidente e componenti restano in carica per sette anni non rinnovabili.

Sul piano internazionale, ARERA partecipa ai lavori dell'Agenzia per il coordinamento dei regolatori dell'energia (**ACER**), di cui al momento esprime la presidenza del Board of Regulators, ed è membro fondatore del Council of European Energy Regulators (**CEER**). È il principale promotore dell'Associazione dei regolatori dell'energia del Mediterraneo (**MEDREG**), di cui detiene la vicepresidenza permanente, e ricopre un ruolo di primo piano nell'Energy Community Regulatory Board (**ECRB**). Assicura un supporto anche all'International Confederation of Energy Regulators (**ICER**) e nell'aprile 2014 ha promosso l'avvio dello European Water Regulators (**WAREG**), un network per la cooperazione fra regolatori del settore idrico di cui detiene la presidenza dal 2015.

SCENARIO

IL CONTESTO INTERNAZIONALE

Nel 2018 l'economia mondiale ha mostrato un lievissimo rallentamento, (+3,6% contro il +3,8% del 2017, dati FMI, World Economic Outlook Database, aprile 2019). La crescita è stata sostenuta dai paesi asiatici (+ 6,4%), con gli Stati Uniti che continuano a registrare gli incrementi del PIL più sostenuti tra i paesi avanzati (+2,9%). A titolo di confronto, l'Italia è cresciuta dello 0,9%; la Germania dell'1,5%.

Mercato internazionale del petrolio

L'instabilità che anche nel 2018 ha caratterizzato i prezzi del petrolio è apparsa originata più dai timori legati alle tensioni politiche tra Usa e Iran che da fattori economici e dai fondamentali del mercato. Le quotazioni, in crescita, hanno conosciuto in corso d'anno due momenti di tensione, nel mese di maggio e a ottobre. **Il 2018 è stato il terzo anno consecutivo di aumento dei prezzi del petrolio (e quindi dell'energia) sui mercati internazionali: in euro si è passati dai 39,5 €/barile del 2016, ai 48,1 €/barile del 2017 ai 60,2 €/barile del 2018 (+ 52,4% in tre anni).** Il 2019 sarà l'anno in cui il petrolio, che continua ininterrottamente a crescere con incrementi regolari da almeno 15 anni, raggiungerà il record dei 100 milioni di b/g prodotti a livello mondiale.

Mercato internazionale del gas

La domanda mondiale di gas nel 2018 è risultata ancora in aumento (+4,6%, contro il +2,8% del 2017), con dinamiche regionali che riflettono quelle economiche: aumenti in Cina: +11 miliardi di metri cubi, +69 miliardi di metri cubi nell'area americana, soprattutto a seguito dell'entrata in esercizio di nuova produzione termoelettrica negli Usa. Nell'Unione europea c'è stata invece una contrazione di 16 miliardi di metri cubi (-3,3%): i cali più significativi sono stati in Germania (-7,2 miliardi di metri cubi); nei Paesi Bassi (-3,4 miliardi di metri cubi, per effetto della sostituzione del gas nazionale nelle centrali termoelettriche nazionali con importazioni di energia elettrica). **L'offerta di gas via gnl segna per il quinto anno consecutivo un nuovo record** dei volumi scambiati a livello mondiale, dopo l'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione di gas in Asia. Aumentano i flussi di gnl in Europa sia dagli Stati Uniti (passati da 5,7 a 7,6 milioni di tonnellate), sia dalla Russia (da 0,1 a 4,4 milioni di tonnellate).

Dopo due anni di rialzi, **i prezzi del gas hanno continuato a crescere in Europa e in Asia anche nel 2018, mentre gli aumenti sono stati marginali negli Usa. Gli Usa continuano a beneficiare di prezzi dell'energia significativamente più bassi**. È venuto meno il progressivo allineamento nei tre mercati regionali (asiatico, americano, europeo) che si era registrato fino al 2015: **l'Asia continua ad assicurare ottimi sbocchi e prezzi più alti rispetto a quelli europei**. I prezzi spot del gas nelle principali borse europee hanno registrato un rialzo da 18,6 a 24,4 c€/m³ (+31%). Le loro dinamiche si confermano influenzate da quelle del petrolio, riflettendone anche i momenti di tensione (maggio-ottobre).

Il prezzo spot del gas in Italia al PSV è stato sempre al di sopra di quello degli altri hub nel 2018: il differenziale rispetto al TTF è stato di 2,22 c€/m³ e di 2,24 c€/m³ rispetto all'NCG tedesco, leggermente ridotto il primo rispetto a quello medio del 2017 (2,35 c€/m³), ma cresciuto il secondo (2,07 c€/m³ nel 2017). Tali divari mostrano lo spostamento del baricentro del mercato verso il Centro-Nord-Europa. Ancora più meritevole di attenzione il fatto che i prezzi del gas alla frontiera italiana risultano in media i più elevati, così come quelli all'import dall'Algeria, ribaltando lo storico posizionamento dell'Italia.

Mercato internazionale del carbone

La produzione di carbone ha continuato a crescere a livello mondiale, tornando sui livelli del 2015, sostenuta

dalla domanda sui mercati asiatici. I prezzi sono saliti del +11%, dopo il +30% del 2017. La Germania ha visto un calo di importazione di questa fonte del -17%.

ETS

Dal 2017 il prezzo dei permessi europei di emissione della CO2 è triplicato, un trend sostenuto che, a partire dal settembre 2018 ha visto i prezzi mantenersi stabili sopra quota 20 €/ton con picchi, ad aprile 2019, fino a 24,9 €/t.

Tra gli elementi che condizioneranno l'andamento del mercato ETS nel breve termine c'è l'effetto post-Brexit e la possibilità della nascita di un sistema UK ETS autonomo. Nel lungo periodo, invece, gli scenari saranno condizionati dalle politiche energetiche ed ambientali dei principali paesi europei, nonché l'implementazione delle direttive RED II e CEP.

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEI PREZZI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

Prezzi dell'energia elettrica per i clienti domestici

Il 2018 conferma i significativi cambiamenti, registrati per la prima volta nel 2017, in termini di posizionamento relativo dei prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori italiani rispetto a quelli europei. In passato, i prezzi italiani per le prime due classi di consumo (consumi annui inferiori a 1.000 kWh e consumi tra 1.000 a 2.500 kWh/a) si assestavano su valori inferiori a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al netto, sia al lordo degli oneri e delle imposte. Per le classi successive, al contrario, si registravano valori più elevati, anche con differenze accentuate. Come già nell'anno precedente, **nel 2018 si assiste invece a un differenziale negativo dei prezzi italiani lordi rispetto alla media dell'Area euro, che si estende alle prime tre classi di consumo (consumi <5.000 kWh/a)**.

Se per la prima classe si riapre il divario, con un significativo -23% (era del -16% nel 2016) la seconda classe (consumi tra 1.000 e 2.500 kWh) conferma un differenziale del -10% a favore dei prezzi italiani e la terza (consumi tra 2.500 e 5.000 kWh) segna minime variazioni (-5% contro il -4% del 2017).

Le ultime due classi (da 5.000 a 15.000 kWh/a e superiori a 15.000 kWh/a) continuano inoltre nel processo di rapida convergenza verso i valori assunti nell'Area euro. In termini di prezzi netti, se si eccettua la prima classe di consumo (-22% contro il -10% del 2017), **l'allineamento con l'Area euro è perfetto per le classi intermedie e ormai prossimo anche per le due maggiori** (rispettivamente al +2% e al +1%, contro rispettivamente il +6% e il +10% del 2017.

All'origine di tali dinamiche vi sono aumenti dei prezzi netti italiani inferiori rispetto a quelli dell'Area euro, o nel caso di alcune classi, riduzioni dei prezzi netti a fronte invece di aumenti per l'area euro. Con l'entrata in vigore della riforma delle tariffe elettriche introdotta dall'Autorità (1° gennaio 2016) ha avuto inizio il progressivo riallineamento dei corrispettivi di rete applicati alle diverse classi di consumo, che ha contribuito ad avvicinare i prezzi netti italiani a quelli medi europei, grazie al graduale superamento della previgente struttura progressiva delle tariffe. **A ciò si sono accompagnate nel 2018 le riduzioni, anch'esse più vantaggiose per il cliente italiano, della componente oneri e imposte. Tale componente mantiene una struttura non degressiva, a differenza di quanto accade in altri paesi europei.**

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2018 (vedi TAV. 1.13 VOL. I)

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	21,02	36,13	14,40	23,66	12,49	19,89	11,15	17,45	10,08	15,72
Belgio	30,55	42,85	21,28	30,60	19,51	28,35	17,61	25,90	15,37	22,69
Bulgaria	8,40	10,08	8,29	9,95	8,27	9,92	8,27	9,92	8,18	9,82
Cipro	24,59	30,68	17,01	21,65	15,95	20,38	15,29	19,58	14,73	18,89
Croazia	17,50	21,37	11,14	14,18	10,24	13,16	9,83	12,70	9,54	12,37
Danimarca	16,35	38,87	12,54	33,79	10,64	31,25	9,74	24,92	9,39	22,80
Estonia	11,70	15,65	10,54	14,25	10,19	13,83	9,57	13,09	8,84	12,22
Finlandia	26,33	35,44	16,13	22,80	11,09	16,55	9,17	14,16	7,23	11,76
Francia	29,20	38,56	14,05	20,65	11,51	17,74	10,17	16,17	9,61	15,51
Germania	28,38	47,45	16,56	33,32	13,79	29,94	12,28	28,00	11,07	26,31
Grecia	16,18	22,01	11,79	17,02	11,29	16,59	11,00	17,61	10,33	20,91
Irlanda	27,39	38,64	23,25	31,67	19,26	24,54	16,92	20,58	14,51	16,87
Italia	22,71	31,68	16,44	22,57	13,51	21,14	12,17	21,21	10,95	20,40
Lettonia	13,13	20,90	10,80	16,01	10,38	15,21	9,99	14,50	10,03	14,74
Lituania	7,92	11,22	7,85	11,14	7,71	10,97	7,37	10,55	6,75	9,80
Lussemburgo	24,86	29,70	15,80	19,91	12,93	16,81	10,82	14,54	9,90	13,54
Malta	34,25	36,12	13,79	14,63	12,19	12,96	14,26	15,13	33,05	34,86
Paesi Bassi[b]	40,15	0,00	17,27	12,43	12,00	17,07	8,43	18,58	n.d.	n.d.
Polonia	11,63	17,63	9,61	15,26	8,98	14,03	8,37	12,98	8,22	12,59
Portogallo	15,67	40,70	10,90	24,97	10,18	22,70	9,82	21,64	9,60	20,50
Regno Unito	19,86	28,32	15,40	21,98	13,74	19,56	12,47	17,77	11,66	16,62
CECHIA	23,98	29,15	17,26	21,04	12,93	15,80	10,02	12,27	9,88	12,11
Romania	9,74	13,20	9,90	13,41	9,77	13,25	9,54	12,96	9,27	12,61
Slovacchia	16,47	24,15	10,95	17,53	8,96	15,14	7,23	13,06	5,74	11,28
Slovenia	18,11	32,33	12,90	20,14	11,17	16,26	10,17	14,06	9,46	12,59
Spagna	45,83	58,28	23,48	29,87	19,10	24,30	16,05	20,42	13,25	16,85
Svezia	27,47	38,19	15,05	22,66	12,45	19,41	10,20	16,60	8,34	14,27
Ungheria	9,22	11,70	9,22	11,70	8,83	11,21	8,65	10,98	8,58	10,90
Norvegia	32,80	42,25	20,27	26,94	13,18	18,29	9,31	13,57	8,15	12,15
Unione europea	26,08	36,75	15,59	23,56	13,07	20,83	11,53	19,11	10,54	17,95
Area euro	29,26	41,29	16,44	25,09	13,54	22,15	11,87	20,51	10,80	19,33

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Poiché il 97,5% dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (entro i 5.000 kWh/a), e consuma il 90,5% del volume dell'energia venduta in Italia nel settore domestico, si conferma anche per il 2018 che la quasi totalità dei consumatori domestici italiani beneficia di prezzi più bassi rispetto alla media dell'Area Euro.

Tra i principali paesi europei, la Germania si conferma il paese con i prezzi più alti per i clienti domestici di energia elettrica.

Rispetto alla Germania, i clienti finali italiani pagano prezzi inferiori del -30% per le prime tre classi e del -20% per le ultime due. Per queste ultime, prima del 2017 erano invece i clienti italiani a pagare prezzi superiori (+25% nel 2015).

Prezzi per i clienti industriali

Anche per il settore industriale il 2018 segna il consolidamento delle positive tendenze registrate già nel 2017. **Continua** infatti **la riduzione del divario tra i prezzi che i clienti industriali pagano nel nostro Paese e i valori medi pagati nell'Area euro**.

Tuttavia, i clienti industriali continuano a pagare, anche per il 2018, prezzi più alti di quelli della media dell'Euro, per tutte le classi, a eccezione di quella a più alti consumi (70-150k kWh/a, che nel 2018 registra (-12%).

I prezzi italiani si confermano più bassi non solo, come di consueto, di tutti quelli dei consumatori industriali tedeschi (per percentuali via via crescenti al crescere della classe da -8% a -36% a eccezione della penultima), ma anche di quelli inglesi, almeno per le ultime tre classi di consumo e di quelli spagnoli, in questo caso per la prima e ultima classe. Solo rispetto alla Francia i prezzi italiani risultano sempre più elevati.

All'origine del miglioramento relativo dei prezzi finali italiani è la sensibile riduzione nel 2018 della componente oneri e imposte che hanno più che compensato gli aumenti dei prezzi netti italiani. Nel 2018 i prezzi lordi italiani per i clienti industriali risultano pertanto ancora in calo.

Prezzi del gas per i clienti finali domestici

I prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani al lordo di oneri e imposte si confermano anche per il 2018 sensibilmente più alti della media dei prezzi dell'Area euro, con differenziali in crescita.

Fa come sempre eccezione la prima classe di consumo (< 525 m^3, per lo più usi cottura e acqua calda) per la quale però per la prima volta si registra un differenziale nullo nel confronto tra i prezzi netti.

Per la classe di consumo 525-5.254 m^3 (che presenta la quota maggiore sul totale dei consumi domestici, 74% circa) il differenziale con la media dei prezzi lordi dell'area euro è stato del +17% (era +15% nel 2017); per la classe di consumo oltre 5.254 m^3 (per lo più riscaldamento centralizzato) è stato del + 22%, contro il + 18% dell'anno precedente. In termini netti spicca per entrambe le classi un differenziale con l'Area euro del +10% nel 2018 (era del +6% e del +3% nel 2017).

Sono gli aumenti dei prezzi netti più sensibili di quelli della media dell'Area euro a spingere i valori finali dei prezzi: l'incremento è stato infatti intorno al 7% per le prime due classi e oltre l'11% per la terza classe, a fronte di percentuali che nell'Area euro non hanno superato il 4% circa. Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, anch'essa ha conosciuto aumenti di qualche punto percentuale, sempre però inferiori a quelli medi dell'Area euro.

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2018 (vedi TAV. 1.14 VOL. I)

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,16	19,10	9,24	14,72	7,12	12,05	6,13	10,32	5,45	9,16	4,92	8,31
Belgio	17,65	28,07	11,05	17,82	7,97	13,47	6,71	11,09	5,57	8,79	5,46	7,95
Bulgaria	10,71	12,97	9,45	11,46	8,18	9,94	7,46	9,07	6,70	8,16	6,11	7,45
Cipro	16,80	21,41	15,60	19,98	14,72	18,95	13,92	17,99	13,64	17,07	12,12	15,85
Croazia	11,73	14,94	9,98	12,94	8,58	11,34	7,47	9,97	6,46	8,16	5,82	6,71
Danimarca	9,50	29,84	8,38	27,97	6,22	25,24	6,13	25,04	5,37	24,02	5,31	24,00
Estonia	10,59	14,31	8,63	11,96	7,61	10,74	6,39	9,27	6,00	8,79	5,99	8,71
Finlandia	8,69	11,64	7,81	10,55	6,24	8,60	5,94	8,24	4,92	6,97	4,79	6,81
Francia	11,98	18,39	9,35	14,77	7,04	11,14	5,98	8,92	5,48	7,47	5,14	6,69
Germania	13,15	28,59	9,57	22,44	7,76	19,77	6,36	16,49	5,09	12,18	4,68	12,49
Grecia	12,10	19,09	10,05	16,45	7,92	12,14	6,95	10,25	6,84	8,94	5,56	7,14
Irlanda	17,02	23,58	14,35	17,98	12,06	15,05	9,87	12,10	9,20	11,24	8,38	10,45
Italia	14,36	26,34	10,06	19,84	8,89	16,52	8,09	13,51	7,52	10,43	6,73	8,02
Lettonia	14,36	23,04	10,33	15,65	8,22	12,62	6,98	10,70	5,64	9,07	4,85	7,99
Lituania	10,70	14,63	8,50	11,90	7,32	10,52	6,49	9,50	5,82	8,72	5,38	8,14
Lussemburgo	12,63	16,15	9,27	11,33	7,50	9,10	6,19	7,36	4,17	4,55	n.d.	n.d.
Malta	19,53	20,67	15,07	15,98	13,36	14,19	11,82	12,57	9,88	10,53	9,52	10,15
Paesi Bassi[N]	n.d.	n.d.	7,34	15,07	6,17	10,11	5,96	9,54	5,39	7,21	5,41	6,82
Polonia	11,65	18,09	9,10	14,04	6,49	10,83	5,53	9,58	5,24	9,06	4,56	7,91
Portogallo	12,11	24,81	9,97	18,37	7,98	14,11	7,50	13,15	6,67	11,40	6,12	10,41
Regno Unito	13,94	20,21	11,94	18,50	9,89	16,48	10,01	15,53	9,67	14,65	9,18	14,07
CECHIA	17,68	21,53	12,59	15,36	7,16	8,80	6,26	7,71	6,30	7,76	6,31	7,77
Romania	9,09	12,26	8,32	11,40	7,22	10,10	6,64	9,42	6,13	8,67	5,91	8,44
Slovacchia	16,17	23,96	9,82	16,34	8,05	14,20	7,14	13,11	6,27	12,07	5,89	11,61
Slovenia	10,89	17,14	8,83	12,91	6,94	10,54	6,05	8,84	5,43	7,57	5,16	7,07
Spagna	25,20	32,05	12,44	15,82	10,27	13,06	9,24	11,75	8,37	10,64	7,39	9,40
Svezia	15,40	19,31	8,20	10,31	7,01	8,82	5,86	7,39	5,13	6,48	4,49	5,67
Ungheria	10,81	14,69	9,06	12,47	7,38	10,33	6,70	9,47	6,13	8,75	6,35	9,03
Norvegia	7,86	12,11	7,38	10,52	7,24	10,32	6,08	8,85	5,41	8,01	4,60	5,75
Unione europea	14,11	22,91	9,96	17,18	8,00	14,17	7,11	12,24	6,39	10,22	5,90	9,49
Area euro	14,46	24,39	9,87	17,86	8,00	14,67	6,97	12,39	6,14	9,90	5,64	9,13

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali gas

Si confermano le dinamiche degli ultimi anni: le imprese industriali appartenenti alle tre classi a maggiori consumi di gas (oltre 263.000 m³) hanno continuato a beneficiare anche nel 2018 di prezzi lordi più vantaggiosi vantaggiosi rispetto a quelli dell'Area euro, sia pure con differenziali in riduzione rispetto all'anno precedente.

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2018 (vedi TAV. 1.15 VOL. I)

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	79,64	106,64	53,00	72,45	44,79	62,33
Belgio	70,21	87,82	48,49	61,37	42,78	54,56
Bulgaria	37,45	44,94	35,98	43,17	35,92	43,10
Croazia	38,69	48,37	30,76	38,45	28,95	36,19
Danimarca	54,96	110,21	42,28	94,37	39,90	91,39
Estonia	37,40	50,95	31,34	43,67	29,82	41,85
Francia	123,89	158,19	54,69	75,49	44,04	62,58
Germania	81,88	108,00	47,75	64,30	42,34	57,86
Grecia	63,99	74,04	54,13	62,76	53,99	62,57
Irlanda	72,27	86,46	60,99	73,67	55,37	67,31
Italia	90,07	119,75	57,11	88,08	47,87	81,18
Lettonia	56,70	70,76	34,71	44,16	34,65	44,08
Lituania	54,50	68,67	30,77	42,51	24,14	33,32
Lussemburgo	41,73	46,31	39,90	44,38	39,52	43,91
Paesi Bassi	83,53	138,86	42,00	88,61	n.d.	n.d.
Polonia	45,79	56,43	37,41	46,17	35,14	43,79
Portogallo	75,60	n.d.	60,95	n.d.	56,22	n.d.
Regno Unito	66,18	73,90	46,85	51,79	41,75	46,06
Cechia	92,54	111,97	49,97	60,46	46,10	55,78
Romania	30,08	35,79	29,97	35,66	29,08	34,60
Slovacchia	89,70	107,63	39,06	46,87	37,97	45,57
Slovenia	45,37	63,93	41,65	59,39	36,13	52,65
Spagna	86,04	107,11	64,81	81,41	49,91	63,38
Svezia	125,91	196,75	71,53	124,12	66,81	119,11
Ungheria	29,36	37,29	29,36	37,29	29,36	37,29
Unione europea[A]	79,81	102,96	48,78	66,63	42,08	59,35
Area euro	90,27	120,48	51,69	75,20	43,55	66,46

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Per le imprese a minori consumi (fino a 263.000 m³, corrispondenti alle prime due classi di consumo) i prezzi restano invece più elevati della media dell'Area euro, con differenziali da un anno all'altro senza troppe variazioni.

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2018 (vedi TAV. 1.16 VOL. I)

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	46,04	63,64	35,55	50,86	28,48	42,14	23,65	35,92	21,54	33,25
Belgio	41,32	52,74	30,87	40,12	23,46	30,87	20,86	26,96	22,05	28,05
Bulgaria	34,29	42,53	32,01	39,81	27,73	34,58	22,67	27,92	21,20	25,48
Croazia	35,56	45,54	30,78	39,78	27,92	35,63	26,06	33,07	n.d.	n.d.
Danimarca	39,51	90,90	37,71	88,51	29,75	76,61	27,99	73,80	27,12	72,52
Estonia	30,33	42,46	28,81	40,64	28,31	40,03	28,31	40,03	27,29	38,82
Finlandia	48,16	83,16	45,19	79,48	41,75	75,21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	46,76	65,81	38,55	55,56	31,48	45,99	26,56	34,33	22,76	26,12
Germania	40,27	52,99	34,94	46,65	29,19	39,80	23,35	32,86	23,42	32,95
Grecia	49,16	62,09	38,74	50,91	30,18	38,57	27,90	33,89	n.d.	n.d.
Irlanda	48,72	59,72	42,12	52,11	34,74	42,50	27,49	31,50	n.d.	n.d.
Italia	49,49	71,63	38,88	54,16	28,53	34,10	26,38	29,05	26,80	28,78
Lettonia	38,50	48,74	35,56	45,01	31,59	39,88	29,06	36,90	n.d.	n.d.
Lituania	36,20	50,07	34,58	47,85	33,29	45,60	30,70	41,47	n.d.	n.d.
Lussemburgo	40,11	44,57	38,66	42,43	34,01	37,21	25,05	27,11	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	28,88	72,40	23,95	43,59	22,63	32,86	22,12	29,45
Polonia	38,36	48,15	36,25	45,60	31,78	40,06	26,08	32,73	24,80	30,96
Portogallo	50,20	71,34	42,62	55,32	29,32	36,97	26,46	33,14	26,97	33,42
Regno Unito	48,05	57,66	27,83	34,52	27,09	33,68	21,59	26,79	21,81	26,63
Cechia	35,03	44,02	28,75	36,41	26,30	33,45	25,03	31,92	24,74	31,57
Romania	32,10	38,20	30,69	36,52	28,54	33,96	25,30	30,11	22,58	26,87
Slovacchia	40,76	50,59	35,50	44,28	30,18	37,89	25,75	32,58	22,84	29,09
Slovenia	43,29	60,80	40,03	55,90	30,10	42,62	25,10	34,11	n.d.	n.d.
Spagna	43,15	52,90	38,48	47,25	30,55	37,66	27,17	33,57	25,99	32,14
Svezia	60,49	111,82	51,71	100,84	42,14	88,88	36,20	81,45	35,06	80,03
Ungheria	30,65	41,16	29,28	39,33	26,22	35,42	26,28	35,47	26,08	34,83
Unione europea(A)	42,90	59,70	34,68	49,23	28,73	39,14	24,58	32,16	23,83	30,47
Area euro	43,43	62,09	36,01	52,24	28,90	39,84	24,78	32,33	23,98	30,41

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Rispetto all'anno precedente i prezzi netti italiani hanno subito rincari spiccatamente maggiori rispetto a quanto accaduto nell'Area euro, tranne che per l'ultima classe. I differenziali con l'Area euro sono tutti positivi e compresi tra il +6% e il + 14%. Permangono differenze tra il nostro Paese e gli altri paesi europei in merito all'articolazione dell'imposizione fiscale. Solo le imprese più piccole (< 26.000 m³) sono gravate da imposte più elevate rispetto alla media dell'Area Euro (+19%).

SETTORI AMBIENTALI IN EUROPA

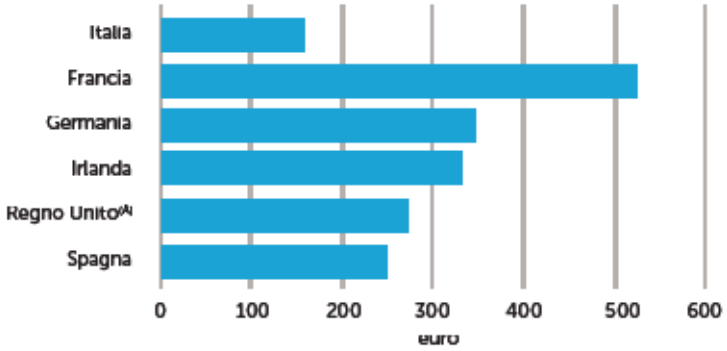
Sistemi idrici

L'Unione europea sta intervenendo con le revisione delle normative su una serie di problematiche tra i quali gli effetti degli stress idrici generati dall'effetto combinato di livelli crescenti di urbanizzazione (in termini di consumi sempre più elevati), dagli effetti dell'inquinamento (in termini di riduzione della quota idropotabili) e del clima (con frequenti periodi di siccità e precipitazioni concentrate sia in intensità, sia in volume, in periodi limitati). Nel 2015 il 33% della popolazione europea è stato esposto a condizioni di stress idrico, concentrate nei paesi dell'Europa meridionale Grecia Portogallo e Spagna (nel 2017 anche in Italia).

L'agricoltura è il settore al quale è destinata la quota maggiore di risorsa prelevata (circa il 42% in Europa), seguita dalla produzione di energia elettrica (28%), dall'uso industriale (18%) e dagli usi domestici e servizi (12%).

Secondo lo studio International Comparisons of Water Sector Performance (commissionato Global Water Intelligence by Water UK) il costo procapite annuo del servizio idrico integrato italiano è il più basso (156,39 euro). Il più caro tra tutti i paesi considerati risulta la Francia.

Costo pro-capite del servizio idrico in alcuni paesi europei (vedi FIG. 1.24 VOL. I)



(A) Il dato è riferito a Inghilterra e Galles.

Fonte: *International Comparisons of Water Sector Performance*, Report commissioned to Global Water Intelligence by Water UK.

Situazioni eterogenee si rilevano anche analizzando il tasso di allacciamento della popolazione ai sistemi fognari-depurativi, con valori più elevati nei paesi dell'Europa centrale (97%), e valori più contenuti nei paesi dell'Europa meridionale, sud-orientale e orientale. L'Agenzia europea dell'ambiente ha quantificato in circa 30 milioni le persone in Europa che nel 2015 non erano ancora allacciate a impianti di trattamento delle acque reflue, pari a circa il 6% della popolazione complessiva, mentre al 2014 risultavano 10 milioni le persone che nell'Unione europea vivevano ancora senza accesso a servizi igienico-sanitari avanzati, su un totale di 2,4 miliardi di persone in tutto il mondo (fonte: Commissione europea). Per quanto riguarda i fanghi da depurazione, a livello europeo la situazione è estremamente variegata, con Paesi, tra cui l'Italia, per i quali vi è una quota elevata, o assolutamente predominante, destinata alla discarica, mentre tale soluzione è praticamente assente per i principali paesi europei, dove prevale l'uso agricolo o l'incenerimento (fa eccezione la Spagna, che ha una piccola quota di fanghi destinati alla discarica, 14,9%). Rispetto a Regno Unito e Germania, l'Italia mostra, nei dati 2015, anche un deciso minor ricorso all'incenerimento (3,8% dell'Italia contro una media di oltre il 40%). In media europea il 58% dei fanghi risulta riutilizzato nel settore agricolo, contro il 48,5% dell'Italia, valore che risulta però in calo negli anni più recenti.

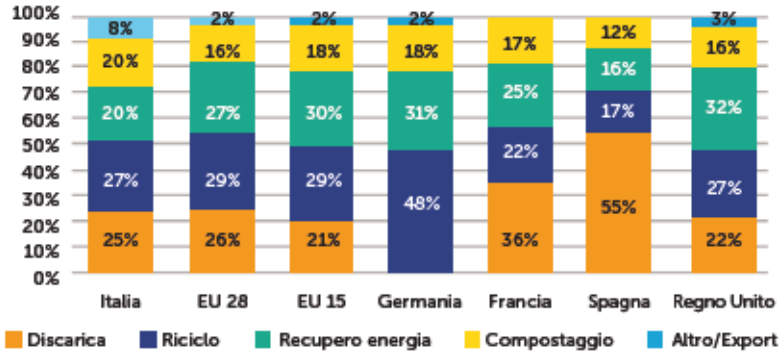
Produzione e gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa

Non esiste un quadro regolatorio comune per il settore dei rifiuti nei diversi Stati Membri dell'Unione Europea. In Francia le competenze municipali sono state progressivamente devolute ad associazioni di comuni, mentre la responsabilità della programmazione territoriale è passata a livello regionale. In Germania le competenze sono a livello comunale, ma gli obiettivi generali sono stabiliti al livello federale. Nel Regno Unito la regolazione del settore è organizzata a livello di agenzie nazionali (Inghilterra, Galles e Scozia), che implementano i piani definiti a livello di Governo; i servizi a maggiore complessità tecnologica sono esternalizzati a soggetti industriali con contratti di affidamento pluriennali che contengono anche elementi di regolazione economica. **L'Italia è uno dei primi paesi membri in cui la regolazione del settore è affidata ad un'Autorità indipendente.**

Per quanto concerne la produzione di rifiuti pro capite, nel 2016 l'Italia presenta un valore di quasi 497 kg, in linea sia con la media dell'Unione a 28 (483 kg) che con Francia (511 kg) e Regno Unito (483 kg), più distanti invece i valori di Germania (627 kg) e Spagna (443 kg). Non lontana dalla media UE nemmeno la percentuale di rifiuti conferiti in discarica che per il nostro Paese si attesta al 25% circa ma è ancora più alta dai Paesi più performanti (Germania 0%, Regno Unito 22%).

Trattamento dei rifiuti urbani per tecnologia (vedi FIG. 1.27 VOL. I)

Anno 2016, percentuali sul totale dei rifiuti urbani e assimilati



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Più complesso appare, invece, il confronto della spesa pro capite associata ai servizi in funzione della natura fiscale del prelievo a copertura dei costi. Pur con le cautele necessarie, si evidenza un costo nel nostro Paese (167 €/abitante nel 2014) maggiore di quello degli altri, fatto salvo il Regno Unito (200 €/abitante). Spagna e Francia si attestano a 105-110 €/abitante.

I PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI IN AMBITO UE

Dopo un lungo e intenso dibattito iniziato nel dicembre 2016 con la proposta della Commissione europea, il Parlamento e il Consiglio europeo hanno trovato un accordo su tutte le misure del Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for all Europeans*, anche chiamato *Clean Energy Package*). Il Pacchetto si articola in otto atti legislativi che fanno riferimento a quattro ambiti di intervento.

1. Mercato elettrico:
   - Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);

- Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);
- Regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico;
- Regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (rifusione);

2. Fonti Rinnovabili:
   - Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione);

3. Efficienza Energetica:
   - Direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
   - Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia;

4. *Governance*:
   - Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

Per quanto riguarda la legislazione del settore idrico, la Commissione europea ha presentato due proposte di riforma legislativa, attualmente al vaglio del Parlamento europeo e del Consiglio dei ministri dell'Unione europea:
- la proposta di direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano;
- la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua.

Nell'anno appena trascorso, il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'UE hanno approvato il *Pacchetto sull'economia circolare*, primaria leva di intervento per le politiche di gestione dei rifiuti previste nella *Strategia europea sull'economia circolare* e nel successivo *Piano di Azione per l'Economia Circolare*, e che incide anche sul settore della plastica, con norme specifiche e finalizzate a contenerne l'impatto sull'ambiente.
Il Pacchetto consta di:
- quattro direttive approvate il 18 giugno 2018 e pubblicate il 4 luglio 2018;
- due proposte di direttiva su cui, alla fine del 2018, è stato raggiunto un accordo politico definitivo in esito al processo di trilogo, ma che non sono state ancora approvate in via definitiva e pubblicate.

Le quattro direttive introducono nuove norme che integrano o sostituiscono direttive in vigore:
- la direttiva 2018/851/UE modifica la "direttiva quadro sui rifiuti" (2008/98/CE);
- la direttiva 2018/852/UE modifica la "direttiva imballaggi" (1994/62/CE, già modificata nel 2004);
- la direttiva 2018/850/UE modifica la "direttiva discariche" (1999/31/CE);
- la direttiva 2018/849/UE modifica le direttive 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso, 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori, 2012/19/UE relativa ai rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Gli stati membri dovranno provvedere al relativo recepimento entro il 5 luglio 2020.

DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA IN ITALIA

In un quadro di strutturale debolezza dell'economia italiana (dopo 4 anni di crescita nel 2018 **il PIL ha rallentato il proprio tasso di incremento fermandosi allo 0,9%)** anche i consumi totali di energia sono caratterizzati da aumento lieve (+1,5% rispetto al 2017). La distanza dei consumi dai picchi pre-crisi (2003) oltre che ai cali produttivi del comparto industriale e del settore delle costruzioni è dovuta anche al miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali.

Bilancio energetico nazionale nel 2018 (vedi TAV. 1.17 VOL. I)

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2018						
1 Produzione	0,25	4,46	4,68	34,00	0,00	43,40
2 Importazione	9,48	55,59	81,49	1,57	10,38	158,51
3 Esportazione	0,25	0,32	29,53	0,27	0,72	31,09
4 Variazione delle scorte	0,24	0,22	-1,92	0,00	0,00	-1,47
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	9,24	59,51	58,57	35,30	9,66	172,28
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,91	-3,72	0,00	-39,16	-44,97
7 Trasformazione in energia elettrica	-6,90	-19,81	-1,68	-26,37	54,75	–
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,16	37,80	53,18	8,93	25,25	127,32
- industria	2,11	12,64	2,88	0,13	9,48	27,23
- trasporti	–	0,83	37,06	1,24	0,99	40,12
- usi civili	0,00	23,58	2,78	7,52	14,25	48,14
- agricoltura	0,00	0,13	2,29	0,04	0,52	2,99
- usi non energetici	0,05	0,62	5,02	0,00	–	5,69
- bunkeraggi	–	–	3,15	–	–	3,15

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

L'analisi dei consumi per fonte vede al primo posto il gas naturale (59,51 Mtep) in flessione del 3,3% seguito a stretto giro dal petrolio (58,57 Mtep) che, al contrario segna una variazione positiva dell'1,4%. Sommate al carbone, sceso a un nuovo minimo storico (9,2 Mtep), le fonti fossili coprono una quota pari al 74%.
Nonostante il calo registrato da eolico e fotovoltaico, le rinnovabili segnano un balzo dell'11,4% stabilendo un nuovo record a 35,3 Mtep, spinte dal boom dell'idroelettrico.

In termini di impieghi nei consumi finali, l'industria mostra consumi stabili da un anno all'altro; gli aumenti hanno interessato i consumi energetici del settore civile (+1%), oltre che quello dei trasporti (+ 3,2%).

ENERGIA ELETTRICA

Consumi, produzione, infrastrutture e mercati

Nel 2018 i **consumi di energia elettrica (303,4 TWh)** hanno registrato un leggerissimo aumento pari allo 0,5% (contro il +2% del 2017), spinti dal settore agricolo (+1,8%) mentre sono rimasti stabili gli altri settori e in particolare quello domestico (+0,1%). La **produzione nazionale lorda è diminuita, da 295,8 TWh del 2017 a 290,6 TWh del 2018 (-1,8%).**

La domanda nazionale è stata soddisfatta per l'87,1% dalla produzione nazionale, risultata in calo dell'1,8% rispetto al 2017 con tutte le fonti che vedono una variazione negativa al netto del **boom dell'idroelettrico che ha segnato un +36,1%.** Nel loro insieme le rinnovabili sono cresciute del 10%, nonostante la contrazione del fotovoltaico (-7,1%), e dell'eolico (-1,4%). In calo anche la produzione a gas naturale (-7,6%), quella derivante dai prodotti petroliferi del -21,6% e dal carbone del -13,3%. La fonte gas ha assicurato il 44,6% della produzione lorda (era il 47,4% nel 2017 e il 43,5% nel 2016).

La quantità di energia elettrica incentivata si è attestata sui 63 TWh (erano 65 nel 2017, -2%), **per un costo del sistema di 11,2 miliardi di euro** (12,1 miliardi nel 2017, -7%) su un totale di **oneri generali di poco più di 13 miliardi di euro**. La quantità di energia elettrica acquistata dal Sistema Italia, invece, è stata pari a 295,6 TWh (292 TWh nel 2017) toccando il massimo livello degli ultimi 6 anni.

In crescita anche i **volumi scambiati in borsa** arrivati a quota 213 TWh (+1%) e il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) che ha segnato un incremento del 14% attestandosi sui 61,31 €/MWh. A livello zonale la crescita dei prezzi si è caratterizzata per rialzi compresi tra il 12 e il 19% e valori tra i 59 €/MWh del Sud (che si conferma la zona con il prezzo più basso) e i 69 €/MWh della Sicilia (che ha invece il prezzo zonale più alto per il dodicesimo anno consecutivo). Aumenta anche il differenziale tra la Sicilia e la zona Nord (8,77 €/MWh contro i quasi 5-6 del biennio precedente). Si è annullato invece il differenziale tra la Sardegna e la zona Nord. Torna a registrarsi una lieve crescita del differenziale tra zone e in particolare con la zona Nord, che negli ultimi anni aveva invece registrato differenze comprese tra 1 e 3 €/MWh.

Stabile, invece, il segmento della **trasmissione elettrica** - il cui 99,7% è coperto da Terna - nel 2018 conta le stesse 9 imprese titolari di asset della rete di trasmissione nazionale, (RTN) costituita da poco più di 73.000 km di linee e circuiti elettrici e di circa 890 stazioni di smistamento.

Per quanto riguarda la **distribuzione**, in lieve diminuzione i soggetti che al 31 dicembre 2018 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità: si tratta 130 distributori elettrici, quattro in meno rispetto all'anno precedente, che hanno erogato complessivamente 267,9 TWh. In termini di volumi distribuiti, e-distribuzione ha una quota dell'86,2% nel settore domestico e dell'84,8% nel non domestico.

Il numero di punti di prelievo è rimasto sostanzialmente invariato (-0,2%) a poco meno di 37 milioni di cui 29,5 milioni famiglie e 7,3 milioni non domestici (-0,3% rispetto al 2017). L'80,3% dei clienti domestici è residente e consuma l'88,9% di tutta l'energia distribuita. Dall'analisi dei dati della distribuzione, emerge che i consumi elettrici delle famiglie italiane sono piuttosto contenuti: il **53,5% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera i 1.800 kWh e preleva il 26,4% di tutta l'energia elettrica distribuita** mentre il restante 46,5% (>1.800 kWh) preleva il 73,6% del totale. La maggior parte delle famiglie (90% circa) ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW.

Guardando ai dati del mercato finale della vendita, **il 43,4% dei clienti domestici si trova nel mercato libero** (in aumento rispetto al 38,8% del 2017) **e consuma mediamente 2.073 kWh/anno contro i 1.840 kWh/anno** acquistati dalle famiglie che ancora si trovano nel mercato tutelato (valori che in entrambi i casi risultano ridotti rispetto al 2017).

Lato offerta, **nel 2018 è cresciuto in maniera decisa il numero dei venditori sul mercato retail** (+73 unità nel mercato libero, raggiungendo il numero di 638 operatori) confermando un trend di espansione che procede ininterrottamente dal 2007. L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in lieve ascesa al 37,8% dei volumi venduti seguito a grande distanza da Edison (4,9%) e dai gruppi Hera ed Eni (entrambi intorno al 4,3%). Rispetto al 2017, si registra un aumento del livello di concentrazione passato dal 45,9% al 47% delle vendite complessive.

Aumenta il numero dei clienti che ha cambiato fornitore (**switching**) nel 2018, salito al 10,7% rispetto al 10,3% dell'anno precedente imputabile principalmente ai clienti domestici.

Guardando ai dati relativi al **mercato libero**, **la quota di contratti domestici dual fuel sul totale è del 14% circa**, percentuale abbastanza costante negli anni a fronte di un aumento del numero di clienti totali che ne fanno ricorso, passato in valore assoluto, da 1,7 a 1,8 milioni. **La modalità contrattuale preferita è la monoraria**, scelta dal 63,32% dei clienti, contrariamente a quanto avviene nel servizio di maggior tutela dove la tariffa bioraria è largamente prevalente.

Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, arricchita dalla presenza delle offerte PLACET. **La media delle offerte commerciali che ogni impresa è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,7 per la clientela domestica e 39,2 per la clientela non domestica mentre il 25% dei venditori offre una sola opzione** (erano il 31% nel 2017).

Le **offerte online** al momento rivestono un ruolo piuttosto limitato: nell'86% dei casi il numero di offerte disponibili attraverso questo canale di vendita è risultato inferiore alle offerte totali. Il 25,7% dei venditori non offre nemmeno un'offerta online. D'altra parte, al momento questa opzione non sembra destare un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,4% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Un dato in calo rispetto al 3,8% dello scorso anno.

Guardando alla **tipologia di prezzo preferita**, è risultato che **l'86% (84% nel 2017) circa dei clienti domestici nel mercato libero ha sottoscritto un contratto a prezzo bloccato**, cioè con un prezzo che non cambia per almeno un anno dalla data della sottoscrizione; il 2,3% (5% nel 2017) dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale; il 42% 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.

In merito alla presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 39% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede) o un programma punti (36% dei clienti); il 12,1% ha scelto invece di non avere servizi aggiuntivi. Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile più della metà ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi; risulta anche in questo caso l'interesse dei clienti per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,6% dei clienti).

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi (vedi TAV. 2.44 VOL. I)

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO			CONTRATTI A PREZZO VARIABILE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Offerte sottoscritte rispetto al totale	68,5%	68,6%	70,4%	31,5%	31,4%	29,6%
SERVIZI AGGIUNTIVI						
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	68,4%	86,5%	82,7%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	13,3%	2,0%	1,8%
Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	23,0%	7,1%	6,1%	20,9%	7,0%	6,6%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	5,0%	1,4%	0,9%	1,5%	0,4%	0,4%
Omaggio o gadget	n.d.	0,2%	0,2%	n.d.	0,3%	0,4%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	n.d.	0,0%	0,0%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,0%	1,6%	1,8%	64,3%	3,7%	8,2%
TOTALE	100,0%	100%	100%	100,0%	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

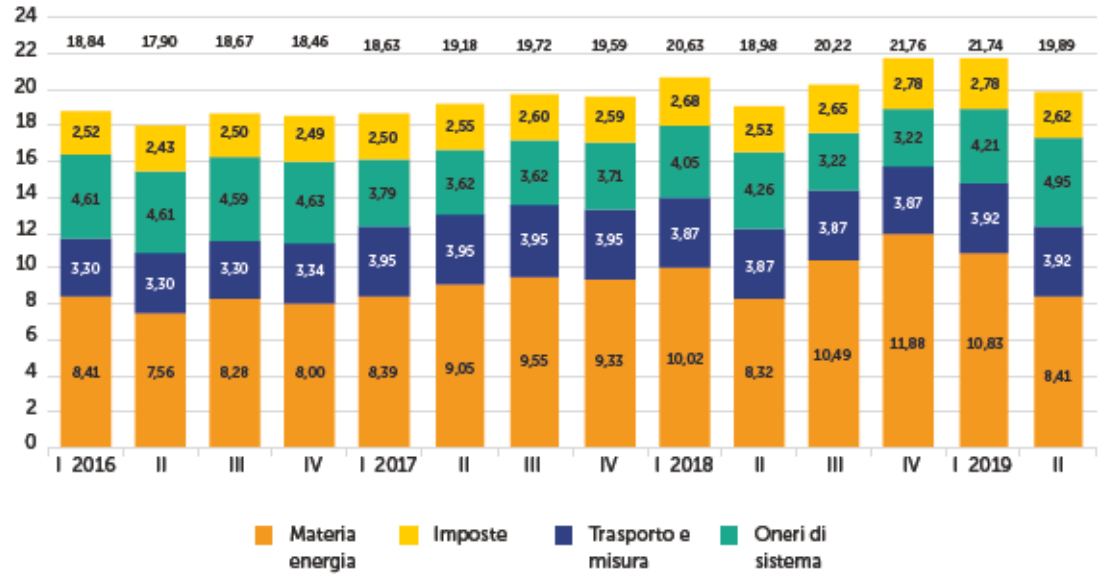
Nel 2018, il **servizio di salvaguardia** ha visto una forte contrazione da attribuire ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica (-18%), che segnala dunque un ridimensionamento dei casi di amministrazioni che pagano prezzi per questo servizio più alti di quelli di mercato. Lazio, Campania, Sicilia e Lombardia sono le regioni nelle quali è maggiore il ricorso al servizio di salvaguardia.

Prezzi e tariffe

Alla fine del 2018 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2019. **La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2019 risulta pari a 2,745 c€/kWh** (2,716 c€/kWh nel 2018).

Per quanto riguarda **le condizioni economiche del servizio di maggior tutela per il consumatore domestico tipo** (consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3kW), dopo una serie di anni durante i quali le forniture presentavano livello di prezzo sostanzialmente stabili, a partire dal secondo trimestre 2017 si è manifestata una tendenza crescente.

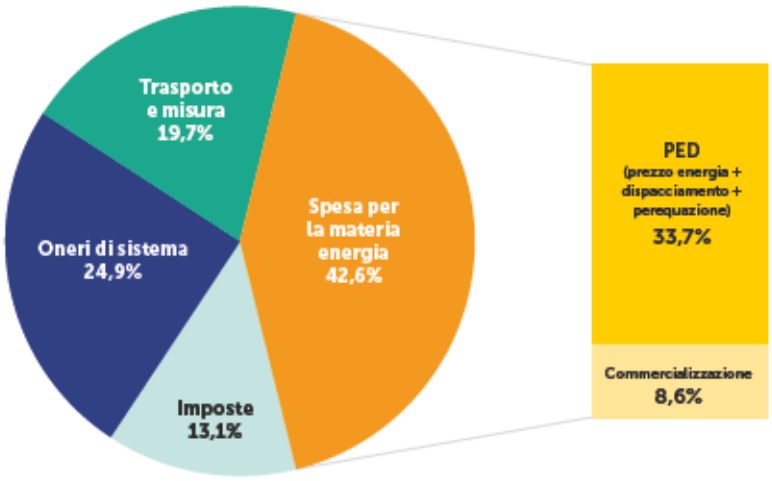
Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW c€/kWh
(vedi FIG. 2.27 VOL. I)



Fonte: ARERA.

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW (vedi FIG. 2.28 VOL. I)

Valori aggiornati al II trimestre 2019



Fonte: ARERA.

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2018 (vedi TAV. 2.59 VOL. I)

Milioni di euro

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	12.288
A_{PSOS} (A)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	10.928
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.822
$A_{A91/14SOS}$ (B)	Sconti previsti dal decreto legge 91/14	-462
A_{RIM} (C)	Rimanenti oneri generali	791
A_{2RIM}	Oneri per il finanziamento attività nucleari residue	94
A_{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	23
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	106
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	34
A_{6RIM}	Bonus sociale	43
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	33
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	407
A_{SVIRIM}	Sviluppo tecnologico	26
A_{mcRIM}	Misure di compensazione territoriale	24
TOTALE		13.079

(A) Compreso sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica.
(B) L'elemento A91/14SOS è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.
(C) La componente ARIM è stata annullata per tutto il secondo semestre 2018.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati CSEA.

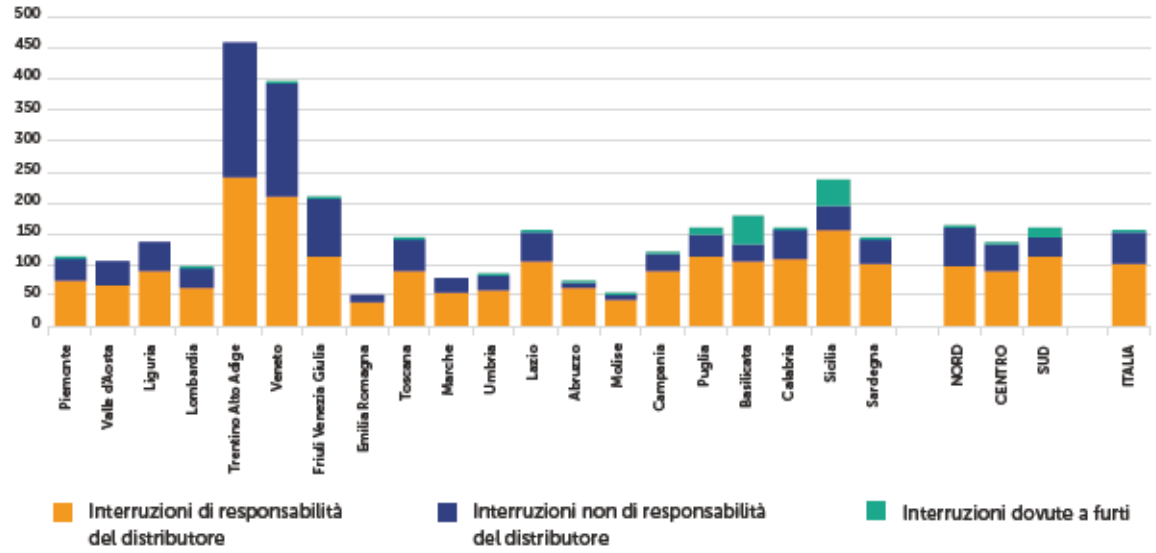
Qualità tecnica

Nel 2018 si interrompe il trend di miglioramento iniziato due anni prima per il servizio di trasmissione. Il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a 3 minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è leggermente peggiorato su base nazionale rispetto ai valori registrati nel 2017 anche se in alcune aree territoriali vi sono miglioramenti (Torino, Firenze, Roma e Cagliari).
In peggioramento anche il servizio di distribuzione sia per durata sia per numero di interruzioni, un trend che conferma l'andamento del 2017 e dovuto principalmente alle condizioni meteorologiche eccezionali.
Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione, il miglioramento è pari al 49% per la durata delle interruzioni e pari al 40% per il numero di interruzioni lunghe (>3 minuti).

Nel dettaglio, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 45 minuti a livello nazionale mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,38 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale. Anche nel 2018 si conferma per i vari indicatori il divario tra Centro-Nord e Sud del Paese.

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione (vedi FIG. 2.30 VOL. I)

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici[A]



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in BT e in MT) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate. Con riferimento agli indennizzi automatici che le imprese di distribuzione hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2017, per il superamento degli standard previsti, in totale sono stati corrisposti circa 76 milioni di euro a circa 620.000 utenti in bassa tensione (in media circa 123 € per utente) e circa 6 milioni di euro a 4.500 utenti in media tensione (in media 1.249 € per utente). Per il 2017 circa 75 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Per **le interruzioni occorse nel 2018 sono stati corrisposti 92 milioni di euro agli utenti in bassa tensione (in media circa 103 € per utente) e 10 milioni di euro per gli utenti in media tensione (in media 1.650 € per utente).** Per il 2018, circa 24 milioni di € di indennizzi sono invece a carico delle imprese per effetto delle disposizioni dell'Autorità del 2017, con le quali è stato stabilito che, superate le 72 ore di interruzione, l'onere addizionale degli indennizzi è posto in capo all'impresa di distribuzione e/o a Terna, anche se la causa dell'interruzione è attribuibile a forza maggiore.

Qualità commerciale

Lo scorso anno il numero dei casi di mancato rispetto degli standard minimi e obbligatori fissati per i servizi di distribuzione e misura relativi alle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, risposte a reclami per l'attività di distribuzione, etc) soggetti a rimborso automatico è stato in ulteriore aumento. Questo ha comportato un aumento sia del numero sia dell'ammontare degli indennizzi pagati agli utenti (circa 1, 6 milioni di euro).

In riferimento al servizio di vendita, invece, nel 2018 risultano migliorati i tempi medi effettivi dichiarati dagli operatori nei casi di risposta scritta ai reclami alle rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione. Si attestano al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità e risultano migliori rispetto al 2017. Anche i tempi medi di risposta alle richieste di informazione sono inferiori allo standard generale, ma leggermente più alti rispetto allo scorso anno.

Nel complesso con 284.507 reclami scritti nel 2018 si è assistito a un calo del 12% rispetto all'anno precedente, in gran parte dovuto ai clienti domestici, sia del mercato libero, sia di quello tutelato. Il 53% dei reclami scritti proviene dai clienti del mercato domestico, sia libero sia tutelato.

I casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo sono stati 31.276, per un ammontare totale di circa 1,5 milioni di euro, il maggior numero dei quali per casi di mancato rispetto dello standard di risposta ai reclami scritti ai clienti del mercato libero domestico, nel 94,4% dei casi per cause riconducibili alle imprese di vendita.

Numero di reclami nel settore elettrico nel 2017 e nel 2018 per tipologia di cliente (vedi TAV. 2.91 VOL. I)

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	82.907	67.393
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	50.045	46.208
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	117.602	101.132
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	51.884	48.725
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.721	3.051
Clienti multisito	18.413	17.998
TOTALE	323.572	284.507

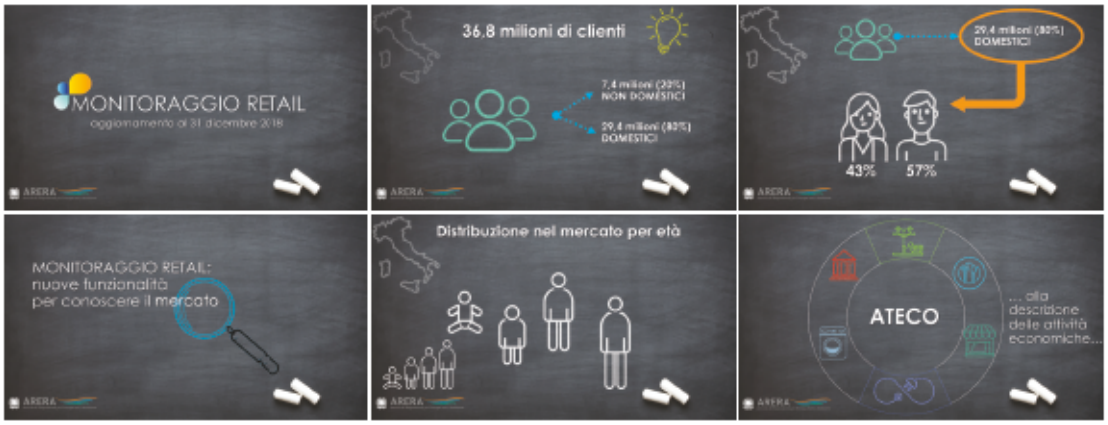
Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2018 (vedi TAV. 2.98 VOL. I)

Euro

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	498.875	3.955	2.125	504.955
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	243.005	950	1.050	245.005
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	471.846	21.390	52.400	545.636
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	204.820	5.480	11.795	222.095
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	19.482	1.010	625	21.117
Clienti multisito	54.955	3.670	1.625	60.250
TOTALE	1.492.983	36.455	69.620	1.599.058

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.



Il 20 febbraio l'Autorità ha organizzato a Milano un seminario dal titolo "Monitoraggio retail: uno strumento per l'evoluzione del mercato". In quell'occasione, per la prima volta, sono state illustrate le potenzialità del nuovo monitoraggio, che sarà sottoposto a breve a una consultazione pubblica. Sfruttando il Sistema informativo integrato (SII), consentirà di comprendere con maggiore efficacia lo sviluppo delle dinamiche concorrenziali e il livello di apertura dei mercati di energia elettrica e gas, nonché il livello di consapevolezza dei clienti, semplificando al tempo stesso gli adempimenti di venditori e distributori.

Con il nuovo monitoraggio sarà possibile inquadrare e descrivere in modo più completo e dettagliato il tipo di clientela, con cluster relativi alle caratteristiche dei clienti stessi (per esempio: età, genere, categorie commerciali o professionali delle utenze non domestiche), la zona geografica di fornitura, con focus regionali, provinciali e comunali, le offerte disponibili sul mercato (grazie alla mappatura del Portale Offerte) e le scelte operate dai clienti, il numero dei venditori, la loro dimensione e collocazione territoriale. Infine, sarà più facile anche fruire dei nuovi dati prodotti, e della serie storica, perché saranno pubblicati con maggiore frequenza e saranno consultabili da tutti gli stakeholder in modalità open data.

GAS NATURALE

Consumi, produzione, infrastrutture e mercati

Nel 2018 il consumo interno di gas naturale è diminuito del 3,3% rispetto al 2017 attestandosi a 70,3 miliardi di metri cubi. La ripresa dei consumi industriali (+4,1%) non è infatti riuscita a compensare il brusco calo dei consumi termoelettrici scesi dell'11% e la flessione degli altri usi (-4,3%). Sostanzialmente invariati, invece, i consumi civili (residenziale e terziario, -0,1%)

La **produzione** è risultata ancora in calo e ha raggiunto il minimo di 5,5 miliardi di metri cubi (1,8%), soprattutto per la riduzione della produzione in mare (-10%), mentre quella in terraferma è cresciuta del 14,5%. Il grado di dipendenza dall'estero è cresciuto nuovamente e ha raggiunto il 93,4% (92,7% nel 2017).

Le **importazioni** nel 2018 sono ammontate a 67,9 miliardi di metri cubi, in calo del 2,6% rispetto al 2017. Stabili i contributi di Russia (47,6%) e Qatar (9,6%) mentre è risultato in calo l'import dalla Libia passata dal 7% al 6,6% e dalla Algeria scesa dal 28% al 26,5%. In aumento il peso dal Nord Europa, con Norvegia e Olanda che insieme contano per il 6,1% (5,5% nel 2017). Il 4,3% del gas approvvigionato all'estero risulta acquistato presso le borse europee. Le importazioni di Eni rappresentano una quota, in crescita, del 52,3% (51,1% nel 2017). Tale quota si mantiene ben al di sopra del punto di minimo toccato nel 2010, quando per effetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 164/2000, la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. I primi tre importatori coprono una quota dell'83,5% (85,1% nel 2017) del gas importato, per via della discesa delle quote di Edison (21,8%) e di Enel Global Trading (9,4%), non compensata dall'incremento di Eni.

Per quanto riguarda la **tipologia di contratti**, i "long term" (durata superiore a 20 anni) rappresentano il 76,2%, in linea con l'anno precedente, mentre risultano in ulteriore crescita quelli a 5 anni arrivati al 13,9% (10,9% nel 2017). In calo, invece, i contratti di media durata (5-10 anni) scesi di due punti percentuali (10% al posto del 12,1% del 2017). L'incidenza delle importazioni spot (durata inferiore all'anno) è in aumento dal 9,8% del 2017 all'11,5%. Il 55,4% dei contratti in essere al 2018 scadrà entro i prossimi 10 anni e il 38,6% entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 36,6% possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è in costante ascesa dal 2014.

Se consideriamo l'attività di **trasporto** effettuata negli ultimi dieci anni, si nota come la quantità di gas complessivamente riconsegnato alle varie tipologie di clienti stiano recuperando terreno rispetto al punto di massimo toccato nel 2010 molto lentamente: nel 2018 siamo ancora al di sotto di quel livello di 8,2 miliardi di metri cubi. La rete è controllata al 93,2% da Snam.

L'Italia è caratterizzata da capacità importanti di **stoccaggio** di gas (12,8 miliardi di metri cubi commerciale e 4,6 miliardi di metri cubi strategico, utilizzabili solo in caso di emergenza). Le procedure per il conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2018-2019 su base concorsuale (70% di capacità del sistema) hanno determinato l'assegnazione a un prezzo medio che mostra un deciso aumento rispetto ai bassissimi valori del 2017, anche in virtù dei bassi prezzi spot nel periodo di assegnazione delle aste.

Nel 2018 i soggetti attivi nella **distribuzione** sono risultati 207 con un volume distribuito di 32,1 miliardi di m^3, 462 milioni di m^3 in più dell'anno precedente, a 23,8 milioni di clienti finali. Il consumo medio complessivo è stato pari a 1.351 m^3/a, in linea con lo scorso anno. Per quanto riguarda il consumo per riscaldamento, uso cucina e acqua calda (54,7% dei clienti) il consumo medio è di 1.120 m^3. La quota di famiglie dotate di misuratore elettronico è salita al 47% (+52% dal 2017 al 2018). I clienti domestici sono 21,9 milioni su un totale di 23,8. Il servizio è stato gestito attraverso 6.426 concessioni in 7.190 comuni. Sotto il profilo infrastrutturale, l'estensione

delle reti appare in rallentamento negli ultimi anni ma continua: lo scorso anno sono state metanizzate 12 nuove località (58 nel 2017) e la lunghezza delle reti è cresciuta di circa 679 km in bassa pressione (1.600 km nel 2017). Il 58% delle reti (152.595 km) è collocato al Nord, il 23% al Centro (59.782 km) e il restante 19% (49.983 km) si trova al Sud e in Sicilia.

Nel settore della **vendita**, su un totale di 412 imprese attive (-8 rispetto al 2017) soltanto 31 (il 7,5%) ha venduto oltre 300 milioni di m³. Il 2018 ha visto una riduzione di concentrazione sul mercato finale con la quota controllata dai primi 3 gruppi societari scesa dal 45% al 43,5% mentre per i primi cinque gruppi si è passato dal 53,4% al 51,7%. La classifica della società vede al primo posto il gruppo Eni al 19,3% (-1,5% rispetto al 2017) seguito da Edison al 13,2% (che accorcia la distanza da 7,4 a 6 punti percentuali) mentre al terzo posto si trova Enel a quota 11%.

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2018 (vedi TAV. 3.31 VOL. I)

M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni Gas e Luce	5.785	46	5.831	10,2%
Eni	5.157	32.931	38.088	9,1%
Edison Energia	4.857	1.825	6.681	8,6%
Enel Energia	4.408	0	4.408	7,8%
Iren Mercato	2.407	208	2.615	4,2%
Edison	2.221	14.961	17.182	3,9%
Ep Commodities	1.890	286	2.175	3,3%
Enel Global Trading	1.839	19.392	21.231	3,2%
Hera Comm	1.767	225	1.992	3,1%
A2A Energia	1.324	35	1.358	2,3%
Sorgenia	1.274	209	1.484	2,2%
Engie Italia	1.149	10.137	11.286	2,0%
Axpo Italia	1.009	2.045	3.054	1,8%
E.On Energia	949	107	1.055	1,7%
Estra Energie	928	1.576	2.504	1,6%
Shell Energy Italia	826	749	1.575	1,5%
Bp Energy Europe Ltd	800	2.022	2.822	1,4%
Solvay Energy Services Italia	688	0	688	1,2%
Vivigas	651	136	786	1,1%
Unogas Energia	643	153	796	1,1%
Ascotrade	523	330	852	0,9%
Dolomiti Energia	492	0	492	0,9%
Metaenergia Spa	444	60	504	0,8%
Egea Commerciale	378	39	417	0,7%
Green Network	357	111	468	0,6%
Linea Più	356	22	379	0,6%
Edison Energie	343	375	718	0,6%
Repower Vendita Italia	335	0	335	0,6%
Soenergy	331	73	404	0,6%
Alperia Energy	330	53	383	0,6%
Duferco Energia	329	698	1.027	0,6%
Altri	11.953	22.145	34.098	21,1%
TOTALE	56.744	110.945	167.689	-
Prezzo medio (c€/m³)	39,96	24,43	29,69	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali dai venditori è risultato pari a 39,96 c€/m³, rincarato di 5,68 c€ (+16,6%) rispetto al 2017. Anche quest'anno, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che è risultato pari a 37,53 c€/m³.

La quota di volumi venduti nel mercato libero è del 68,3% (67,9% nel 2017), quella nel mercato tutelato è dell'11,3% (12% nel 2017), mentre il 20,3% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85,8% del gas risulta acquistato sul **mercato libero** e il restante 14,2% sul **mercato tutelato**. In termini di clienti, invece, il **53,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 46,8% acquista nel mercato libero**.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2018 ha raggiunto il 50,6% (45,2% nel 2017) per le famiglie e il 78,4% per i condomini (76% nel 2017). In termini di punti di prelievo, nel 2018 **per la prima volta la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel mercato tutelato è scesa sotto la metà, al 49,9%**.

La percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2018, **è risultata complessivamente pari al 7%**, ovvero al 49,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Rispetto al 2017 le percentuali sono in aumento o stabili.

Sulla base dei dati raccolti, è emerso che la **media delle offerte commerciali** che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a **13,5 per la clientela domestica, a 7,8 per i condomini con uso domestico e pari a 24,9 per la clientela non domestica**. Si tratta di numeri in crescita sia per le famiglie (le offerte erano 8 del 2016 e 13 nel 2017) che per i condomini (7 nel 2016, 7,6 nel 2017). **Ad offrire una sola modalità contrattuale è il 17% dei venditori**, il 31% ne propone fino a 3 e il restante 52% da quattro in su. Infine, come già visto nel caso dell'energia elettrica, **la sottoscrizione di offerte online si ferma al 2,6% dei clienti**.

Dal punto di vista della **tipologia di prezzo scelta, il 70,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato**, contro il 29,6% che ha scelto un contratto a prezzo variabile (nel 2017 quest'ultimo era scelto dal 31,4% delle famiglie); il 2,8% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto con una clausola di durata minima contrattuale; il 39,6% ha preferito contratti che prevedono 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. In particolare, quest'ultima opzione è molto cresciuta rispetto al 2017 probabilmente a sottolineare la preferenza delle famiglie verso modalità contrattuali semplici, facilmente comprensibili e di immediato riscontro.

Dal 1° luglio 2018 è online il Portale Offerte per la raccolta e la pubblicazione di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas naturale. Su questo sito pubblico clienti domestici, famiglie e piccole imprese possono confrontare e scegliere in modo semplice, chiaro e gratuito le offerte di elettricità e gas. Il Portale Offerte mette a disposizione un motore di ricerca di semplice utilizzo e offre una serie di informazioni utili sui mercati dell'energia elettrica e del gas e sulle novità di legge previste.

Il Portale Offerte è realizzato e gestito da Acquirente Unico, come disposto dall'ARERA in attuazione della legge 124/2017 che ha previsto la fine dei servizi di tutela dal 1° luglio 2019 (scadenza rinviata al 1° luglio 2020 dalla legge 108/2018 di conversione del decreto legge n. 91/2018 - c.d. Milleproroghe).

Prezzi e tariffe

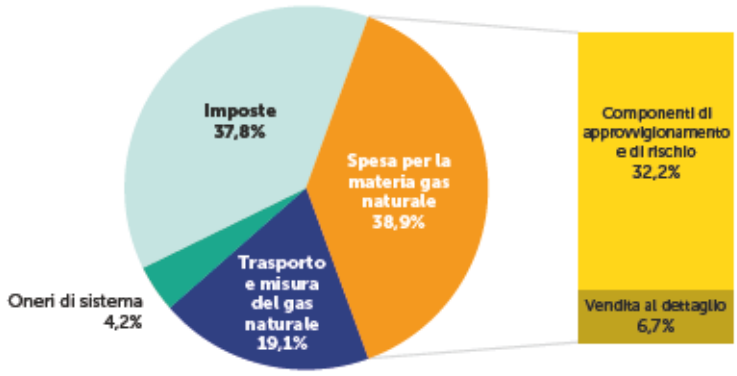
A consuntivo, l'importo medio unitario dell'insieme dei corrispettivi di **trasporto** applicati dall'operatore principale nell'anno 2017 è risultato pari a 2,68 €cent/S(m³) un valore in diminuzione rispetto ai 2,75 c€/S(m³) valutati per il 2016. Nell'agosto 2017 l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe di **trasporto e dispacciamento** per il periodo transitorio 2018-2019 (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale - RTTG). Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto per l'anno solare 2019 sono state approvate nel mese di giugno 2018.

Alla fine del 2018, l'Autorità ha approvato anche le proposte tariffarie per il servizio di **rigassificazione**, relative all'anno 2019, presentate dalle società GNL Italia per il terminale di Panigaglia, Terminale GNL Adriatico per il terminale di Rovigo e OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno. È stata definita a febbraio 2019, invece, la regolazione per l'accesso ai servizi di **stoccaggio** e per la loro erogazione (RAST) per il periodo 1° aprile 2019 - 31 marzo 2020. Gli esiti delle aste effettuate da Stogit e Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020 mostrano un prezzo medio di assegnazione in deciso aumento rispetto ai valori molto bassi del 2017, anche in virtù dei bassi prezzi spot nel periodo di assegnazione delle aste.

Nel 2018 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 40 c€/m³ 34,3 c€/m³ nel 2017) in aumento del 16,6%. L'aumento più elevato, sia in termini assoluti (7,5 c€/m³) sia relativi (20,7%) riguarda i clienti della classe intermedia (50.000 - 200.000 m³) mentre per quanto riguarda le altre classi, i grandi clienti (2 - 20 milioni di m³) hanno visto un aumento di 3,5 €/m³, (+15,3%) e quelli più piccoli (meno di 5.000 m³) sono saliti di 6,2 c€/m³ (+ 11,9%).

Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
(vedi FIG. 3.23 VOL. I)

Valori percentuali al 1°aprile 2019; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: ARERA.

Al 1° aprile 2019 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale è costituito per il 62,2% da componenti a copertura dei costi e per il restante 37,8% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima (comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 38,9%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 19,1%, mentre gli oneri di sistema (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 4,2%.

GPL

Al 1° aprile 2019, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 361 c€/m³ e risulta costituito per il 71,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,5% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 21,5%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5%, la distribuzione locale incide per il 25,6%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,4%.

Qualità tecnica

Nel 2018, nel settore della **distribuzione** si sono registrati: un lievissimo miglioramento nel tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento; un peggioramento nelle ispezioni programmate, in relazione all'aumento del numero delle dispersioni più pericolose; un miglioramento nelle dispersioni segnalate da terzi, in diminuzione generalizzata (-12%); una riduzione nella lunghezza rete ispezionata nel triennio 2016-2018 rispetto al precedente periodo 2015-2017.

Qualità commerciale

La **distribuzione** registra anche un miglioramento dei casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale, ad eccezione di alcune prestazioni, in particolare le verifiche funzionamento dei misuratori, e le verifiche della pressione di fornitura, per le quali invece si registra un aumento dei casi di mancato rispetto degli standard. Nel 2018 a fronte di 24.108 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 26.756 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari ad oltre 1,42 milioni di euro.

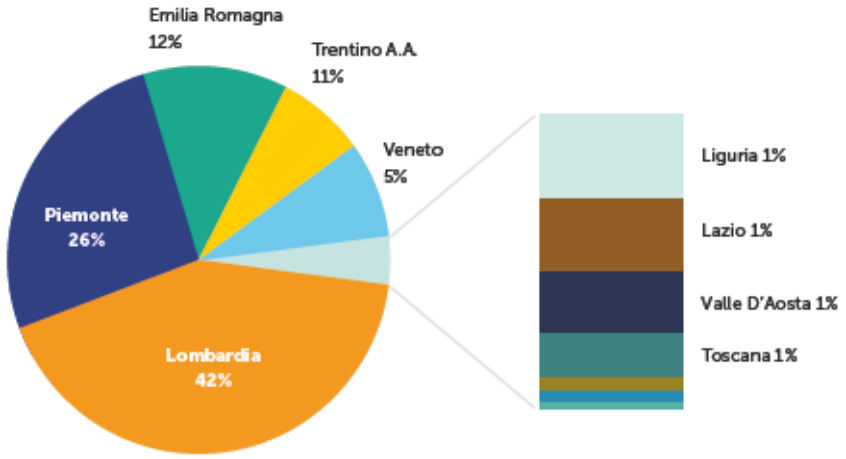
Nel complesso, le imprese di **vendita** che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto, nel 2018, 194.074 reclami scritti, il 62,5% dei quali riferiti al mercato libero, il 30,5% al mercato tutelato e il 7% ai clienti multisito (tavola 3.82). Con riferimento al 2017, si registra una diminuzione dei reclami riferiti sia al mercato libero che passano da 126.538 a 121.257 (-4,2%), sia al mercato tutelato, -22,4% (da 76.243 a 59.135). Particolarmente significativa risulta la diminuzione delle rettifiche di fatturazione che, complessivamente (tavola 3.84), rispetto al 2017, è pari al 53,4%, analoga a quella determinatosi nel settore elettrico (51,2% %).

SERVIZIO DI TELERISCALDAMENTO

L'Italia si colloca tra i Paesi europei con una minore diffusione del servizio di teleriscaldamento, con una quota del 6% della popolazione servita. Il trend di diffusione del servizio risulta tuttavia storicamente positivo, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, con una progressiva crescita sia in termini di volumetria servita sia di estensione delle reti di distribuzione del calore: **tra il 2000 e il 2017 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 6,7%, passando da 117,3 a 349,2 milioni di metri cubi**; nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.377 km nel 2017.

Per caratteristiche di domanda di riscaldamento e densità abitativa, il 95% della volumetria allacciata è concentrata nelle regioni del Nord: Piemonte, Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige ed Emilia-Romagna.

Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2017 (vedi FIG. 4.1 VOL. I)
(quota della volumetria totale allacciata)



Fonte: Annuario AIRU 2018.

Nel 2017 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.155 GWh termici, 6.729 GWh elettrici e 135 frigoriferi, con un incremento rispetto al 2016 rispettivamente pari al 3,4%, 5,9% e 8,1%. Il gas, con una quota del 71,6% del consumo energetico complessivo, in linea con gli anni passati, è la fonte più utilizzata mentre i rifiuti urbani residui coprono il 13,8% e le bioenergie il 9,1%. Relativamente all'incidenza delle diverse tipologie di impianto sui quantitativi totali di energia termica prodotta, gli impianti di cogenerazione di elettricità e calore hanno una quota del 68%.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di distribuzione, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore quantificati dall'AIRU in 508 ktep di fonti fossili risparmiate e 1.743 kt di CO_2 non emesse nel 2017. Sono in corso approfondimenti ai fini della definizione da parte dell'Autorità, con il contributo di RSE e di AIRU, di una metodologia condivisa per la determinazione della CO_2 risparmiata da un sistema di telecalore.

Le imprese operanti nel settore del telecalore oggi iscritte presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità sono 276. Di queste oltre l'80% si occupa, di norma in forma integrata, della distribuzione, della vendita e della misura di calore mentre la restante quota si occupa solo di produzione di energia termica o altro. Le imprese hanno tipologie di clienti molto variegate per classe di consumo, in funzione della loro localizzazione e densità abitativa dei luoghi forniti. I 34 operatori di maggiori dimensioni servono oltre il 75% degli utenti, corrispondente a più dell'85% dell'energia termica fornita. La maggior parte delle imprese non utilizza ancora misuratori del calore teleletti e telegestiti. L'Autorità intende intervenire sulla misura del calore con una regolazione che ne promuova la diffusione e favorisca l'avvio di sperimentazioni in tema di fornitura bidirezionale di calore o di demand side management.

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale e produzione di acqua calda a uso igienico sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali che in genere richiedono temperature di fornitura superiori a quelle di rete. Pertanto, il 65,2% del calore fornito nel 2017 è stato destinato a usi residenziali, il 31,9% al settore terziario, il 2,7% al settore industriale e lo 0,1% per usi di processo. Dai dati raccolti dall'Autorità e riferiti al 2018 risulta che la gran parte degli utenti presentano dimensioni ridotte, il 67% ha una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, il 27% tra 50 e 350 kW e solo il 6% superiore a 350 kW. Questi ultimi rappresentano oltre il 50% dei consumi.

I prezzi del servizio sono calcolati dalle imprese o sulla base di un criterio di costo sostenuto o sulla base del costo evitato (metodologia prevalente per la cooperative o per le società a partecipazione pubblica, che perlopiù utilizzano la biomassa in aree rurale o per le imprese che offrono il servizio di teleraffrescamento) vale a dire il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una diversa tecnologia (soggetti di maggiori dimensioni che operano in aree ad alta densità abitativa).

Dalle raccolte di informazioni dell'Autorità è emerso che **esistono potenziali criticità sulla trasparenza dei prezzi**, con operatori che solo nel 20% dei casi pubblicano tali condizioni sul proprio sito internet e, nella stragrande maggioranza dei casi, oltre l'80% indicano il contratto come la fonte di trasparenza delle condizioni praticate e del loro aggiornamento, rendendo difficile all'utente la comparazione e il controllo delle condizioni praticate una volta fatta la scelta di fornitura e allaccio. Relativamente a quest'ultima fase le informazioni raccolte mostrano come gli operatori scelgano di far pagare all'utente solo una quota dei costi effettivi per rendere competitiva la scelta.

Tali costi sono poi recuperati nel corso del rapporto di fornitura, anche in presenza di clausole di durata minima contrattuale (applicate al 26% degli utenti). In generale è emerso che tali clausole sono applicate o a clienti di operatori di piccole dimensioni, con questi ultimi evidentemente più sensibili al rischio mercato, o ai grandi utenti o agli utenti non residenziali, per i quali è anche maggiore la durata minima.

Questi aspetti hanno ovviamente implicazioni in termini di assetto concorrenziale ed efficiente del settore e di tutela dell'utente e sono oggetto degli interventi previsti dalla regolazione introdotta dall'Autorità dal 2018 (regolazione degli allacciamenti e del recesso dal 1° giugno 2018, della qualità commerciale dal 1° luglio 2019 e della trasparenza dal 2020).

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito, Autorità) dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2018, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- *la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento alla rete di telecalore e delle modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso dal contratto di fornitura;*
- *il consolidamento e la semplificazione degli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità dei soggetti che operano nel settore del teleriscaldamento;*
- *la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore;*
- *la regolazione degli obblighi di trasparenza dei gestori sulle principali dimensioni del servizio di telecalore, ivi incluso un adeguato monitoraggio dei prezzi nel settore;*
- *la regolazione della qualità tecnica del servizio di telecalore con riferimento alla sicurezza, alla continuità e all'efficienza del servizio.*

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Nel corso del 2018 l'Autorità ha approvato i seguenti Testi Integrati:

- ***OITLR - Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento***
  Approvato con delibera 574/2018/2018/tlr il 13 novembre 2018
- ***RQCT - Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (2019 - 2021)***
  Approvato con delibera 661/2018/2018/tlr il 11 dicembre 2018
- ***TUAR - Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso (2018 - 2021)***
  Approvato con delibera 24/2018/2018/tlr il 18 gennaio 2018

SERVIZI IDRICI

ASPETTI INFRASTRUTTURALI DEL SERVIZIO E QUALITÀ TECNICA

Nel corso del 2018 l'Autorità ha proseguito l'attività di ricognizione volta alla valutazione delle condizioni in cui versano le infrastrutture del servizio idrico, unitamente alle esigenze di investimento per il settore. Alla luce della specifica regolazione introdotta in materia di qualità tecnica (delibera 27 dicembre 2017, n. 917/2017/R/idr e relativo allegato A, RQTI), sono state ulteriormente sistematizzate le metodologie di raccolta delle informazioni, consentendo di delineare con crescente grado di dettaglio i principali aspetti riconducibili allo stato dei servizi idrici.

I macro-indicatori definiti dalla RQTI

- *M1 contenimento delle perdite idriche nelle reti e impianti di acquedotto*
- *M2 mantenimento della continuità del servizio idropotabile, sulla base della misura della frequenza delle Interruzioni del servizio*
- *M3 adeguatezza della qualità dell'acqua erogata*
- *M4 minimizzazione dell'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue, misurata sulla base del grado di adeguatezza del sistema fognario*
- *M5 minimizzazione dell'impatto ambientale collegato allo smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue*
- *M6 minimizzazione dell'impatto ambientale associato allo smaltimento dei reflui in uscita dai trattamenti depurativi*

Emerge, in generale, l'esistenza nel Paese di un *water service divide*, con valori dei parametri tecnici che tendono generalmente a rappresentare situazioni di maggiore criticità in corrispondenza dell'area Sud e Isole (dati 2016).

M1 - "Perdite idriche"

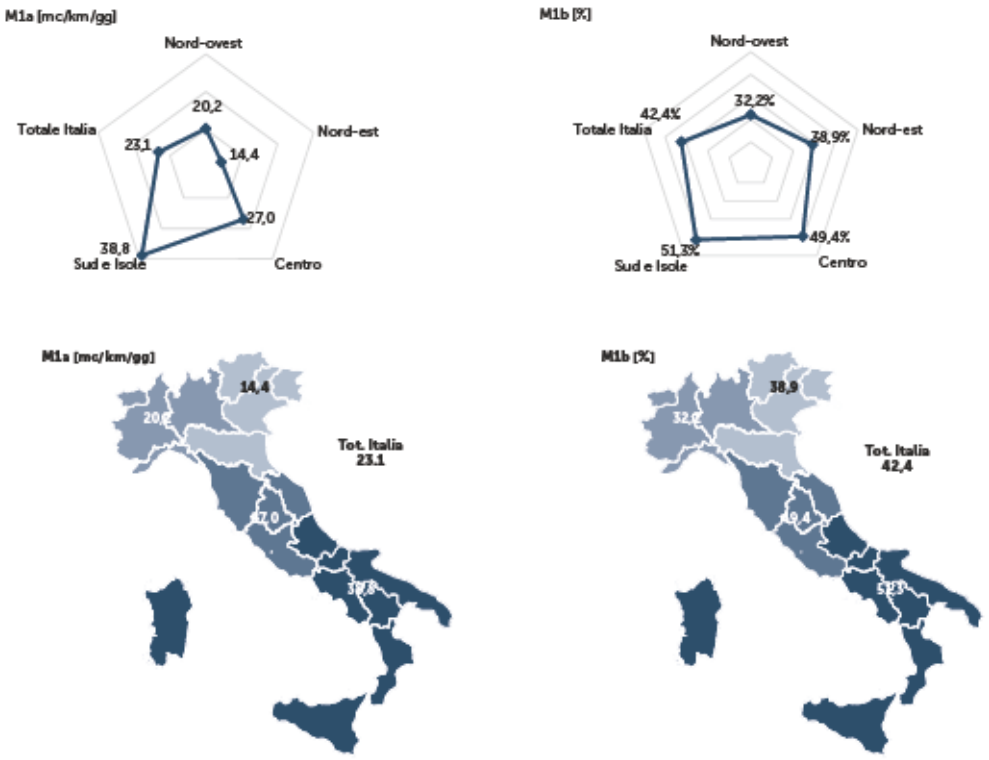
L'analisi dei valori delle perdite idriche **lineari** e **percentuali** restituisce valori medi nazionali rispettivamente pari a **23,1 m³/km/gg** e **42,4%**, confermando forti differenze a livello territoriale. Nello specifico si rilevano valori di perdite più contenuti al Nord e valori medi molto elevati al Centro e nel Sud e Isole, dove circa la metà della risorsa idrica immessa nei sistemi di acquedotto viene dispersa.

Significativa, inoltre, la correlazione tra i dati relativi alle perdite idriche e quelli dei consumi di energia elettrica relativi alla filiere acquedottistica, che pesano per circa il 60% sui consumi totali del servizio idrico integrato, evidenziando il costo energetico, oltre che ambientale, del fenomeno.

In riferimento all'attività di misura dei volumi, permangono ancora alcune lacune, sia relativamente alla misura di processo (in media 89,7% dei volumi misurati) sia, in misura minore, relativamente alla misura di utenza (in media 95,0% dei volumi misurati).

Per quanto riguarda i dati sulla misura di utenza si registrano un incremento dei tentativi di lettura, che passano da 2,04 a 2,21 per utente (+8,5%), e un incremento significativo delle letture validate, da 1,65 a 1,88 per utente (+13,5%). Sembrerebbe dunque che, a seguito dell'entrata in vigore del TIMSII nel corso del 2016, vi sia stato un primo impatto positivo sulla misura di utenza.

Valori medi di M1a e M1b per area geografica (vedi FIG. 5.5 VOL. I)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

M2 - "Interruzioni del servizio"

Relativamente a questo macro-indicatore si sono registrati valori mediamente pari a 36,05 ore/anno, dato fortemente condizionato da talune situazioni critiche a livello territoriale (specie nel Centro e nel Sud e Isole). In particolare, si osservano valori di M2 mediamente bassi nel Nord Ovest (0,49 ore/anno) e nel Nord Est (1,39 ore/anno), valori significativamente superiori nel Centro (45,37 ore/anno, a causa del valore riportato da due gestori) e ancora più elevati nel Sud e Isole (105,51 ore/anno, anche in ragione di quanto riportato da tre gestori).

M3 - "Qualità dell'acqua erogata"

La qualità dell'acqua distribuita attraverso i sistemi di acquedotto costituisce un aspetto fondamentale ai fini della valutazione della gestione del servizio. L'analisi dei dati raccolti mostra che il 10% della popolazione si trova in condizioni ottimali (classe A, caratterizzata in particolare dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno in corso), circa la metà del campione si colloca in una situazione intermedia e il restante 40% circa è in situazione critica. Anche in questo caso si trova una differenza geografica molto forte tra la popolazione servita da gestori in condizioni di eccellenza sia distribuita sulle varie aree (con una prevalenza nel Nord-Ovest, dove il 20% è in classe A), mentre le situazioni di criticità siano più rappresentate nel Sud e isole (66% in classe E) e nel Centro Italia (47% in classe E).

M4 - "Adeguatezza del sistema fognario"

Le informazioni raccolte nell'ambito delle istruttorie hanno confermato che le principali criticità rinvenibili nelle diverse aree del Paese riguardano principalmente la mancanza parziale o totale delle reti di raccolta e collettamento dei reflui, confermando profili di non conformità alla direttiva 91/271/CEE in materia di trattamento delle acque reflue. Nel dettaglio, la frequenza degli allagamenti e sversamenti da fognatura (indicatore M4a) è mediamente pari a 11 ogni 100 km di rete fognaria (con un picco di 21,6/100 km nel Sud e Isole), con il 23% degli scaricatori di piena da adeguare alla normativa vigente (indicatore M4b) e il 33% degli scaricatori di piena non controllati (indicatore M4c).

M5 - "Smaltimento fanghi in discarica"

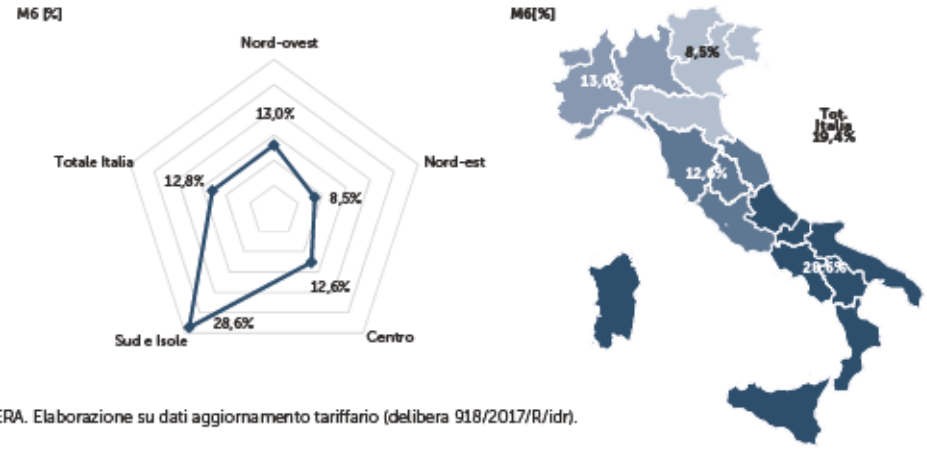
L'Autorità intende progressivamente scoraggiare il ricorso allo smaltimento in discarica, minimizzando l'impatto ambientale e valorizzando tutte le opzioni potenzialmente perseguibili di riuso e recupero di risorse.

Come per gli altri indicatori, anche in questo caso il dato medio nazionale riferito alla quota di fanghi smaltiti in discarica (20%) cela livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche. A fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-ovest (circa 4%) e allineato alla media nazionale per il Nord-est (19%), più di un terzo è smaltito in discarica al Centro (35,4%), con le regioni del Sud e Isole al 28,8%. A livello nazionale, più dell'80% dei fanghi prodotti è destinato quindi a un'operazione di riuso o recupero di risorse e la destinazione agricola risulta l'opzione prevalente (sia come spandimento diretto sui terreni sia indirettamente tramite la produzione di ammendanti di origine organica - compost), mentre residuale resta l'operazione di recupero energetico in impianti quali inceneritori o cementifici, confinata quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali.

M6 - "Qualità dell'acqua depurata"

Attraverso l'introduzione di questo macro-indicatore nell'ambito della regolazione della qualità tecnica, l'Autorità intende consolidare ulteriormente l'obiettivo di tutela ambientale. A livello geografico, il tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua reflua scaricata è pari in media al 12,8%, con le aree del Nord-ovest e del Centro sostanzialmente allineate, le regioni meridionali e insulari con un valore pari a più del doppio del dato nazionale, mentre il Nord-est si caratterizza per un valore di poco superiore all'8%.

Valori medi del macro-indicatore M6 per area geografica (vedi FIG. 5.37 VOL. I)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

INVESTIMENTI PIANIFICATI E ONERI AGGIUNTIVI

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale evidenzia la concentrazione degli sforzi dei gestori al contenimento del livello di perdite idriche (M1) che pertanto risulta obiettivo prioritario nelle scelte di pianificazione degli Enti di governo dell'ambito. Complessivamente le risorse destinate agli interventi per il miglioramento di M1 ammontano a circa 1,2 miliardi di euro nel biennio 2018-2019, con punte del 33,5% nel Sud e nelle Isole.

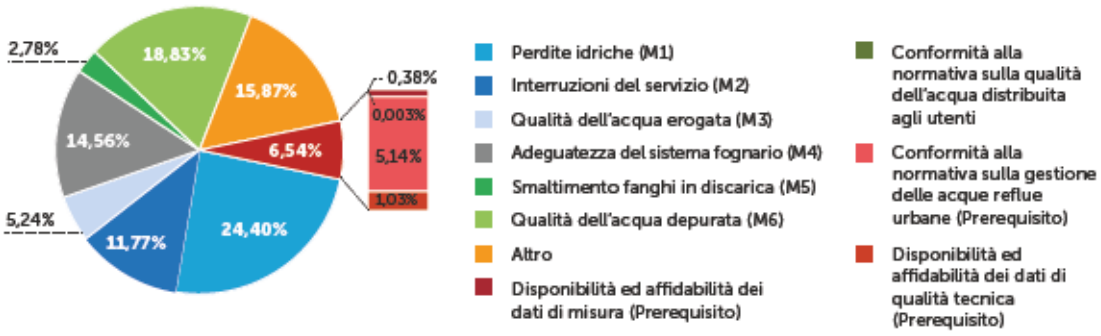
Seguono gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6) e per l'adeguamento del sistema fognario (M4), che si attestano rispettivamente al 18,9% ed al 14,6%.

Con riferimento alle singole attività del servizio idrico integrato, il fabbisogno nazionale è equamente distribuito tra obiettivi della fase di acquedotto ed obiettivi delle fasi di raccolta e trattamento (circa 2 miliardi di euro ciascuno), tenuto conto che tra questi ultimi rientrano anche le risorse destinate al superamento delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna della Corte di Giustizia Europea in materia di trattamento delle acque reflue (o alla prevenzione di ulteriori condanne in presenza di infrazione comunitaria), superamento che costituisce uno specifico prerequisito nella disciplina di qualità tecnica.

La restante quota di investimenti (15,87%) riguarda infine interventi su infrastrutture del servizio idrico integrato, non riconducibili direttamente agli specifici obiettivi fissati dall'Autorità, relativi a: estensione della copertura del servizio idrico integrato, miglioramento dei servizi all'utenza, efficientamento energetico degli impianti.

In termini di costi operativi, il recepimento degli obblighi di qualità tecnica ha comportato impatti tariffari contenuti: in media, gli oneri aggiuntivi connessi all'adeguamento agli standard di qualità tecnica fissati dall'Autorità si attestano a 0,63 euro/abitante nel 2018 e a 1,60 euro/abitante nel 2019.

Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale (vedi FIG. 5.40 VOL. I)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

INVESTIMENTI E TARIFFE

La regolazione tariffaria del servizio idrico integrato è stata progressivamente sviluppata dall'Autorità in modo da promuovere la trasparenza, l'accountability, la coerenza, l'efficienza e l'efficacia nel settore nonché il superamento delle criticità infrastrutturali caratterizzanti il comparto. Nel corso del 2018 - e nei primi mesi del 2019 - l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie, ovvero, in taluni casi, anche per l'intero periodo regolatorio 2016-2019, concludendo, in particolare, le verifiche su alcune predisposizioni tariffarie riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

***Le approvazioni delle proposte di aggiornamento biennale delle tariffe** per gli anni 2018 e 2019 deliberate dall'Autorità, alla data del 31 maggio 2019, riguardano 78 gestioni che servono 30.711.083 abitanti (53% della popolazione nazionale). **La variazione media delle tariffe, rispetto all'anno precedente, è stata pari allo 0,4% nel 2018 e allo 0,8% nel 2019**, confermando una sostanziale stabilità delle tariffe all'utenza, pur in presenza dell'avviato percorso di miglioramento della qualità del servizio idrico integrato.*

Le verifiche compiute dall'Autorità con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato un minor scostamento tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato per le annualità 2016 e 2017: tuttavia, per il citato biennio, il tasso di realizzazione degli interventi programmati è risultato rispettivamente pari all'82,9% per il 2016 e all'86,4% per il 2017, facendo registrare un incremento rispetto ai tassi di realizzazione riferiti alle annualità precedenti (pari all'81,9% per il 2014 e al 77,6% per il 2015).

Con riferimento al secondo periodo regolatorio (considerando l'aggiornamento del fabbisogno di investimenti pianificato dai soggetti competenti per il biennio 2018-2019), i programmi degli interventi trasmessi all'Autorità portano a quantificare, per il quadriennio 2016-2019, una spesa per investimenti da finanziare attraverso tariffa pari a 9 miliardi di euro; in termini pro capite, 178 €/abitante a livello nazionale, con valori più elevati al Centro, pari a 225 €/abitante. Considerando anche le previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche, gli investimenti programmati per il quadriennio 2016-2019 risultano, in termini pro capite, pari a 235 €/abitante a livello nazionale, con il valore più elevato nel Sud e Isole (281 €/abitante).

*La **spesa per investimenti**, inclusa la disponibilità di fondi pubblici, ammonta a 11,9 miliardi di euro per il quadriennio (2,2 miliardi nel 2016; 2,8 miliardi nel 2017; 3,5 e 3,4 miliardi di euro, rispettivamente, nelle annualità 2018 e 2019). In particolare, dall'esame delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai fini dell'aggiornamento biennale risulta che il recepimento della regolazione della qualità tecnica ha portato gli enti di governo dell'ambito - d'intesa con i relativi soggetti gestori - a pianificare, per gli anni 2018 e 2019, ulteriori investimenti rispetto a quelli previsti in sede di prima predisposizione tariffaria ai sensi della deliberazione 664/2015/R/idr, di fatto rideterminando in aumento, di circa il 14%, la spesa per investimenti (coperta da tariffa) inizialmente programmata per il citato biennio 2018-2019.*

SPESA MEDIA DELL'UTENZA DOMESTICA PER IL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO PER L'ANNO 2018

Con riferimento ad un campione di 103 gestioni (che erogano il servizio a oltre 40 milioni di abitanti), si rileva che per l'annualità 2018, **la spesa media annua sostenuta da un'utenza domestica residente tipo** (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 mc) **ammonta a 306 euro/anno a livello nazionale** (303 euro/anno nel 2017).

A livello geografico, questo valore presenta una elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area: a titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m^3/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 244 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 112 euro/anno e un massimo di 524 euro/anno.

Scomputando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 mc, si osserva che il 39% della spesa è imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 121,1 euro/anno, mentre per i servizi di fognatura e depurazione si pagano rispettivamente 39 euro/anno (il 13% del totale) e 89 euro/anno (con una incidenza del 29%).

QUALITÀ CONTRATTUALE

L'analisi delle informazioni trasmesse (da un panel di 152 gestioni che erogano il servizio a 45,6 milioni di abitanti), relative al 2018, conferma, da un lato, l'elevato livello di adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità contrattuale da parte degli operatori del Nord e del Centro e, dall'altro, la mancanza di risposte soddisfacenti da parte degli operatori localizzati in alcune aree del Sud e nelle Isole, denotando differenze territoriali in parte riconducibili ai diversi livelli qualitativi di partenza nonché alle differenti caratteristiche organizzative e gestionali dei gestori coinvolti.

I dati relativi a 27 standard specifici mostrano un elevato livello di qualità contrattuale offerto nel 2018, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,8%. Complessivamente, nell'anno 2018 sono stati corrisposti indennizzi per un valore di 9,4 milioni di euro principalmente riconducibili al recupero due annualità precedenti.

A fronte del miglioramento nelle prestazioni riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale, si rinvengono tuttavia impatti tariffari contenuti: in media, gli oneri aggiuntivi connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale fissati dall'Autorità si attestano, sia per il 2018 che per il 2019, a 0,98 euro/abitante/anno.

Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2018 (vedi TAV. 5.16 VOL. I)

Spesa media (inclusa IVA) per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro m³/anno)
Nord-Ovest	Media ponderata della popolazione	244,2	1,63
	Max.	524,0	3,49
	Min.	112,4	0,75
Nord-Est	Media ponderata della popolazione	299,7	2,00
	Max.	422,1	2,81
	Min.	207,9	1,39
Centro	Media ponderata della popolazione	377,6	2,52
	Max.	563,5	3,76
	Min.	253,6	1,69
Sud e Isole	Media ponderata della popolazione	300,2	2,00
	Max.	490,4	3,27
	Min.	199,2	1,33
TOTALE	Media ponderata della popolazione	306,3	2,04
	Max.	563,5	3,76
	Min.	112,4	0,75

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Componenti della spesa media nel 2018 (vedi TAV. 5.17 VOL. I)

Spesa in euro/anno

	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	TOTALE SII
Spesa per consumi di 150 euro/anno	121,1	38,9	88,6	29,9	27,8	306,3
Incidenza sulla spesa totale	39,5%	12,7%	28,9%	9,8%	9,1%	100,0%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

CICLO DEI RIFIUTI URBANI E ASSIMILATI

STRUTTURA E GOVERNANCE DEL SETTORE

La legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha attribuito all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) funzioni di regolazione e controllo del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, da esercitarsi "con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481".

Il modello di governo nel settore dei rifiuti è caratterizzato da un'articolazione su più livelli: statale, regionale e locale, e al di sopra di questi, quello sovranazionale. Si tratta di un sistema multilivello che implica frequenti interrelazioni tra i diversi livelli di governo.

La governance del settore (vedi FIG. 6.1 VOL. I)

Livello sovranazionale
Commissione UE (Direttive)

Livello nazionale
Stato (funzioni di indirizzo e coordinamento, vigilanza e controllo)

Livello regionale
Regioni (adozione e aggiornamento dei PRGR, delimitazione ATO, autorizzazioni)

Livello provinciale
Province (funzioni amministrative e di controllo, criteri di localizzazione degli impianti)

Livello intercomunale
EGATO (organizzazione del servizio, scelta della forma di gestione, affidamento della gestione, determinazione delle tariffe all'utenza, per quanto di competenza)

Livello comunale
Comuni (concorso, nell'ambito delle attività svolte a livello di EGATO, all'organizzazione e gestione del servizio, predisposizione dei regolamenti, definizione dei livelli di assimilazione)

ARERA

Fonte: ARERA.

Lo stretto rapporto con il territorio insito nella natura del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati implica, come emerge dalla sintesi delle principali competenze nell'ottica multilivello appena richiamata, un ruolo chiave degli enti locali, di primo e secondo grado, nella governance del settore.

Il settore dei rifiuti presenta importanti differenze rispetto agli altri settori regolati dall'Autorità e si caratterizza, in particolare, per un elevato livello di complessità e di disomogeneità gestionale, oltre che di governance. Nel corso del tempo, il settore si è trasformato da un sistema a filiera semplice, in cui l'interesse tutelato era limitato a quello dell'igiene urbana, a un sistema a filiera complessa, nel quale all'obiettivo di igiene urbana si è aggiunta l'esigenza di ridurre l'impatto ambientale e di sostituire lo smaltimento in discarica con il recupero di materia ed energia.

All'interno della configurazione produttiva del ciclo dei rifiuti urbani si possono individuare le seguenti fasi principali:

- la raccolta e trasporto;
- il recupero della frazione organica (FORSU) della raccolta differenziata (RD);
- il recupero delle frazioni "secche" della RD (e, in particolare, plastica, carta, vetro, legno, alluminio e acciaio) e le relative operazioni di trattamento;
- il recupero di energia e le eventuali operazioni di trattamento finalizzate al recupero di materia;
- lo smaltimento e le relative operazioni di trattamento.

Con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/RIF, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia tariffaria, individuando quali obiettivi prioritari:

- la promozione della massima trasparenza nel settore (in particolare, nella definizione dei costi riconosciuti per l'erogazione dei servizi che costituiscono attività di gestione del ciclo integrato e nella definizione delle condizioni di accesso praticate dai titolari degli impianti di trattamento agli utenti del servizio);
- l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea, attraverso l'introduzione di opportuni meccanismi tariffari per contribuire a sostenere lo sviluppo delle capacità di trattamento necessarie;
- la coerenza con gli obiettivi ambientali previsti dalla disciplina europea e nazionale, in particolare incentivando la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti e riducendo, al contempo, i conferimenti in discarica;
- la promozione della concorrenza, al fine di limitare il rischio di posizioni dominanti in alcune fasi del ciclo e di favorire l'ingresso di nuovi operatori con conseguenti benefici in termini di minor costo del servizio in favore degli utenti finali;
- la tutela degli utenti del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, attraverso un sistema tariffario che fornisca adeguati segnali di prezzo, anche in ossequio al principio comunitario *pay as you throw*, che sia trasparente e non discriminatorio e che, al contempo, persegua obiettivi di riequilibrio economico-sociale.

In considerazione della specificità e complessità di ciascuno dei servizi che costituiscono il ciclo integrato in gestione, l'Autorità intende impostare una regolazione specifica per: il servizio di raccolta e trasporto, i servizi di trattamento dei rifiuti e il ciclo integrato di gestione. Inoltre, al fine di fornire certezza e stabilità regolatoria al sistema e di promuovere una gestione efficiente ed efficace dei servizi del ciclo, l'Autorità è orientata a introdurre un primo periodo di regolazione tariffaria della durata di quattro anni, suddiviso in due semi-periodi (di pari durata).

Durante il primo semi-periodo di regolazione, l'Autorità è orientata a:

- definire i criteri per la determinazione dei corrispettivi per il servizio di raccolta e trasporto;
- fissare i criteri per la determinazione dei corrispettivi per i diversi servizi del trattamento;
- introdurre meccanismi di incentivazione per favorire il raggiungimento di obiettivi ambientali e per promuovere l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea;
- definire i criteri per la determinazione del costo riconosciuto per il servizio integrato;
- definire nel corso del periodo, sulla base di specifiche analisi, la riforma dei criteri di articolazione tariffaria del servizio per gli utenti, prevedendo che, fino ad allora, continuino ad applicarsi i criteri ad oggi in vigore;
- definire obblighi informativi adeguati con riferimento alle condizioni tecniche ed economiche praticate dai titolari degli impianti di trattamento.

Con riferimento, invece, al secondo semi-periodo di regolazione, l'Autorità intende definire una regolazione maggiormente finalizzata all'efficientamento dei costi e all'efficacia del servizio offerto, e a valutare l'eventuale adozione di specifiche misure volte a promuovere l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto, al fine di superare l'attuale frammentazione gestionale e favorire il raggiungimento di assetti industriali del servizio, nonché al fine di perseguire l'efficienza e l'economicità delle gestioni.

I PRINCIPALI DATI DEL SETTORE

Il settore dei rifiuti urbani presenta un disomogeneo grado di integrazione a monte e a valle della filiera. Dall'analisi condotta da Utilitatis sulle aziende che erogano i servizi di raccolta, spazzamento e trasporto dei rifiuti urbani e sugli operatori che gestiscono gli impianti di trattamento del rifiuto urbano residuo e del rifiuto organico, emerge che circa il 73% degli operatori individuati rientra nella categoria "raccolta e ciclo integrato", ovvero opera esclusivamente nel segmento della raccolta o ha ricevuto l'affidamento per l'intero ciclo integrato mentre il restante 27% è rappresentato da società che gestiscono esclusivamente impianti di recupero e smaltimento del rifiuto urbano residuo e/o della frazione organica.

PRODUZIONE E RACCOLTA DEI RIFIUTI

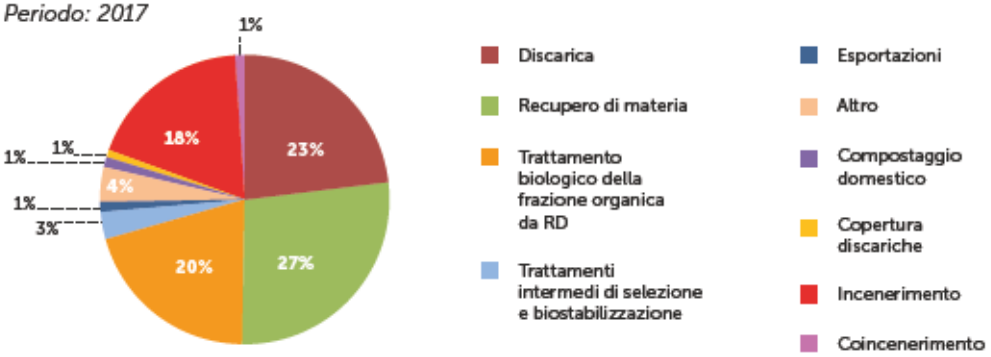
Nel 2017 la percentuale di raccolta differenziata è stata pari al 55,5% della produzione nazionale di rifiuti (16,4 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati, fonte: ISPRA 2018), ben al di sotto dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/06. In realtà i dati mostrano l'elevata eterogeneità del servizio a livello territoriale, con il Nord che ha raggiunto gli obiettivi della normativa con una raccolta differenziata di circa 9,2 milioni di tonnellate (pari al 66,2%) a differenza del Centro, che si attesta al 51,8% (3,4 milioni di tonnellate) e, soprattutto, del Sud, con il 41,9% di raccolta differenziata (3,8 milioni di tonnellate). Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata, le principali frazioni risultano essere: quella organica 40,3% (6,6 milioni di tonnellate), la carta 19,9% (3,3 milioni), il vetro 12,2% (2 milioni), la plastica 7,8% (1,3 milioni), il legno 4,9% (0,8 milioni) e il metallo 1,9% (0,3 milioni). Riguardo alla composizione delle singole frazioni, si valuta che per la plastica e il vetro si tratti principalmente di imballaggi (rispettivamente il 93% della plastica e l'87% del vetro), mentre la quota di imballaggi scende significativamente per il metallo (43%), e la carta e il cartone (28%).

Nell'ambito degli incontri tecnici organizzati dagli uffici dell'Autorità con alcuni dei principali stakeholder del settore sono emerse una serie di criticità per la filiera, tra cui le principali sono:

- l'assenza di criteri uniformi per la differenziazione dei rifiuti a livello nazionale e la carente qualità del rifiuto differenziato raccolto;
- le carenze normative relative all'end of waste;
- l'assenza di un adeguato mercato di sbocco per frazioni riciclate;
- la chiusura dei mercati esteri per frazioni differenziate di bassa qualità;
- la difficoltà di gestione degli scarti da operazioni di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, con mancanza di sbocchi per gli scarti di alcune frazioni merceologiche.

Ripartizione della gestione dei rifiuti urbani (vedi FIG. 6.5 VOL. I)

Periodo: 2017



Fonte: ISPRA. Rapporto Rifiuti Urbani 2018.

IMPIANTI DI TRATTAMENTO DEI RIFIUTI URBANI

Secondo il censimento effettuato da ISPRA, nel 2017 risultavano operativi sul territorio nazionale 644 impianti per il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti urbani. Di questi, 340 erano dedicati al trattamento della frazione organica della raccolta differenziata, 130 erano impianti per il trattamento i ntermedio di tipo meccanico o meccanico biologico dei rifiuti, 123 erano impianti di discarica a cui si aggiungono 39 impianti di incenerimento e 12 impianti industriali che effettuano il coincenerimento dei rifiuti urbani. I gestori di tali impianti in alcuni casi sono gestori affidatari anche del servizio di raccolta e trasporto.

Lo smaltimento in discarica interessa ancora una quota significativa dei rifiuti urbani prodotti, pari al 23% (figura 6.5), ben oltre l'obiettivo del 10% al 2035 introdotto dalla recente direttiva 850/2018/UE. La percentuale di rifiuti sottoposti a trattamento prima dello smaltimento in discarica è del 93%, ciò implica che vi è ancora una quota significativa di rifiuti smaltita in discarica senza i preventivi trattamenti previsti dalla normativa.

Il trattamento meccanico biologico (TMB) rappresenta la forma di gestione sempre più utilizzata per trattare i rifiuti prima dello smaltimento in discarica, ma viene utilizzata frequentemente anche a monte dell'incenerimento. Il confronto tra i quantitativi raccolti di rifiuto indifferenziato e quelli avviati agli impianti di trattamento meccanico biologico, discarica, incenerimento e co-incenerimento in ciascuna area geografica evidenzia il gap impiantistico che caratterizza, in particolare, le aree del Centro e del Sud che non riescono a trattare tutto il rifiuto urbano residuo raccolto, che viene quindi destinato agli impianti localizzati al Nord o all'estero. Il Nord invece risulta autosufficiente, con quantitativi di rifiuti urbani trattati superiori a quelli raccolti. Secondo dati Utilitalia, nel 2017 il 28,9% della capacità complessiva di trattamento termico dei rifiuti urbani risulta concentrata in 3 impianti di taglia superiore alle 60 t/h (impianti di Brescia, Milano e Acerra).

Relativamente al ricorso alla discarica come modalità di smaltimento finale del rifiuto, si rileva una significativa differenza tra le diverse aree del Paese: il Sud utilizza questa tipologia di smaltimento per il 40% dei rifiuti prodotti, con percentuali a livello regionale che arrivano fino al 73% (Sicilia), il Centro per il 24% dei rifiuti prodotti, mentre Il Nord conferisce in discarica il 12% dei propri rifiuti (dati 2017).

Per quanto concerne il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani, che rappresenta, tra l'altro, la frazione più importante dei rifiuti differenziati in termini quantitativi, gli impianti presenti sul territorio nazionale sono 340. Anche in questo caso, il Centro e il Sud presentano una capacità impiantistica inferiore alle necessità: inoltre, la tipologia di trattamento più diffusa in queste macroaree risulta essere il compostaggio, mentre il trattamento integrato aerobico e anaerobico, che costituisce una tecnologia di trattamento più evoluta, è ad oggi ancora marginale. Il Nord ha, al contrario, una capacità impiantistica superiore alla quantità di rifiuto organico raccolto, di cui oltre il 50% è rappresentata dal trattamento integrato aerobico e anaerobico.

Benché non puntualmente quantificate, alcune stime più recenti valutano in circa 4 miliardi di euro le necessità di investimento nazionali. Per quanto riguarda gli investimenti in nuovi impianti, che rappresentano la parte preponderante degli investimenti necessari, gli ostacoli principali alla realizzazione

sono rappresentati dal complesso iter autorizzativo a cui sono sottoposti e dalla ostilità spesso mostrata dalla popolazione e da alcuni enti locali nei confronti di alcune tipologie di opere.

COSTI DEL SERVIZIO DI GESTIONE DEI RIFIUTI

Dai dati ISPRA (2017), il costo complessivo di gestione dei servizi di igiene urbana a livello nazionale ammonterebbe a circa 10.419 milioni di euro all'anno; il costo totale per kg di rifiuto relativo alla gestione del ciclo integrato risulta cresciuto del 51% tra il 2006 e il 2017, con il Nord che ha un costo totale di 30,06 c€/kg, il Centro 37,56 e il Sud 40,4 c€/kg. Il costo medio annuo procapite della gestione dei rifiuti urbani è di 171,19 €/anno, il 33,1% imputabile alla gestione dei rifiuti indifferenziati, il 29,7% alla gestione delle raccolte differenziate il 12,4% allo spazzamento e lavaggio strade e la rimanente percentuale a costi comuni e di remunerazione del capitale. Il costo totale annuo procapite aumenta da 135,10 €/abitante a 193,12 €/abitante per anno passando dai comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti a quelli con popolazione superiore a 50.000 abitanti.

CRITERI TARIFFARI ATTUALMENTE APPLICATI

Le opzioni attualmente applicabili per la determinazione della tariffa all'utenza sono contenute nella legge 27 dicembre 2013, n. 147, istitutiva della TARI, la quale ha previsto che il Comune possa scegliere tra diverse possibilità per la determinazione della tariffa all'utenza optando per l'applicazione di una tariffa avente natura di tributo oppure, qualora sia stato adottato un sistema di misurazione puntuale delle quantità di rifiuti e lo preveda il regolamento comunale, per l'applicazione di una tariffa avente natura corrispettiva in luogo del tributo.

ALCUNI STRUMENTI A TUTELA DEI CONSUMATORI

IL SISTEMA DI TUTELE DEI CLIENTI E UTENTI FINALI

Nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019 sono proseguite le attività dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente connesse all'implementazione del sistema di tutele riformato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie di clienti e utenti finali nei confronti degli operatori o gestori dei settori regolati.

Nel corso dell'ultimo anno e con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas, nei quali il sistema è a regime dall'1° gennaio 2017, l'Autorità è intervenuta sul secondo livello, e in particolare sul Servizio conciliazione, inserendo elementi di efficientamento e armonizzazione del Testo Integrato Conciliazione - TICO con la doppia finalità di recepire gli input pervenuti attraverso il monitoraggio del primo anno di operatività del TICO per una ancora maggiore efficacia della procedura e di fornire chiarimenti interpretativi in chiave applicativa dello strumento a beneficio degli stakeholder.

Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello - 2018 e I trimestre 2019, settori energia elettrica, gas e idrico (vedi FIG. 9.1 VOL. II)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2018	I TRIMESTRE 2019
Livello base	Chiamate al call center 800-166654 (pervenute in orario di servizio)	da marzo 2018	404.822	127.987
	Richieste scritte di informazioni	da marzo 2018	6.762 (*)	2.700 (*)
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		20.159	6.895
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		5.884	584
Secondo livello	Domande al Servizio Conciliazione	(conciliazione obbligatoria) da luglio 2018 (conciliazione facoltativa)	11.034	3.476
	Organismi ADR iscritti nell'Elenco dell'Autorità	(conciliazione obbligatoria) (conciliazione facoltativa)	2.167 (**)	N.D. (***)
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		7.247	2.397
	Reclami di secondo livello	da marzo 2018	3.527	883
Altre attività	Segnalazioni	da marzo 2018	4	1
	Richieste all'help desk associazioni	da marzo 2018	41	15

(*) Nel 2018, 1.743 richieste scritte di informazione, classificate come complesse, sono state reindirizzate al Servizio conciliazione perché collegate a potenziali controversie. Nel primo trimestre 2019, le richieste complesse sono state 143.
(**) Conteggiando anche una domanda pervenuta per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.
(***) Rilevazione effettuata su base annuale ai sensi del Codice del consumo.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello, Servizio conciliazione e Relazioni Annuali Organismi ADR.

SPORTELLO PER IL CONSUMATORE ENERGIA E AMBIENTE

Per quanto riguarda il 2018, nei settori energetici il livello base ha registrato un livello costante del volume di chiamate in ingresso al call center dello Sportello (+6%) **mentre sono risultate in significativo aumento le richieste scritte di informazione (+44%) e le richieste di attivazione di procedure speciali informative (+77%)**. In diminuzione, invece, le procedure conciliative previste dal TICO per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici: il trend costante di domande presentate al Servizio di Conciliazione dell'Autorità (+1%) non compensa il calo di quelle presentate agli organismi ADR (Alternative Dispute Resolution, per la risoluzione extragiudiziale delle controversie) iscritti nell'Elenco dell'Autorità scese del 10%.

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, **i bonus gas, elettrico e idrico (44%)**, le modalità di risoluzione delle controversie (20,5%) e diritti e regolazione (13,7%) e risultano diversamente articolati per i settori energetici e per l'idrico. Nel caso del bonus sociale, infatti, la media è tra il 42% di chiamate per quello elettrico e gas e l'85% relative a quello idrico introdotto nel 2018.

Il contact center dello Sportello, nel corso del 2018, ha ricevuto 6.595 **richieste di informazione scritte** per i settori energetici e 3.884 reclami di secondo livello per i quali ha provveduto ad informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi previsti al secondo livello del sistema di tutele e utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio Conciliazione o altri organismi di conciliazione.

In totale, i clienti reindirizzati al **Servizio Conciliazione** o ad altra procedura conciliativa, direttamente o indirettamente, sono stati 5.627 (nel 2017 erano stati 7.524).

Il 34,8% delle 4.852 **richieste di informazione semplici** relative al servizio elettrico e gas ha avuto a tema la fatturazione e, in particolare, il sub argomento "consumi stimati errati"; il 19,1% ha riguardato l'argomento "mercato" e, nello specifico, sono state oggetto di interesse da parte dei clienti finali le tematiche relative ai "presunti contratti non richiesti" e allo "switching". Infine, il 12,4% delle richieste di informazione semplici ha riguardato l'argomento "morosità e sospensione", mentre, per l'argomento "contratti" (10,1%), le richieste di informazione si sono concentrate sui temi della voltura e dei subentri e sul recesso.
Le richieste di attivazione di procedure speciali informative, nel 2018, sono ammontate a 20.159, in notevole aumento (+ 77%) rispetto al 2017. La ripartizione settoriale è in linea con quella dell'anno precedente: il 76% di richieste ha infatti riguardato il settore elettrico, il 18% il gas e il 6% entrambi i settori.

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello - 2018 e I trimestre 2019
(vedi TAV. 9.6 VOL. II)

	2018 ANNO	2019 I TRIMESTRE
Buono	83,8%	84,6%
Sufficiente	11,7%	11,0%
Negativo	4,5%	4,4%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione	54,2%	54,4%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	88%	88,3%

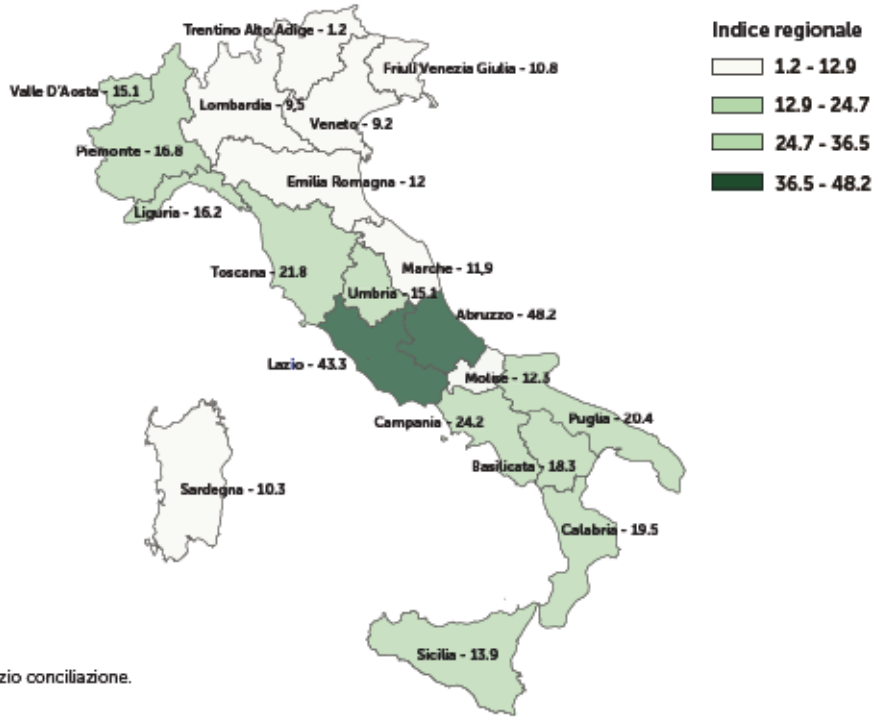
Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il Servizio Conciliazione dell'Autorità

Nel 2018 (secondo anno di operatività del TICO), il Servizio Conciliazione ha ricevuto 11.034 domande (+4% rispetto al 2017). Dal 1° luglio 2018, la procedura è utilizzabile anche dagli utenti finali del settore idrico, su base volontaria e in alternativa al reclamo di seconda istanza allo Sportello e ad ulteriori eventuali strumenti disponibili a livello locale. **Oltre il 90% delle domande di conciliazione è riconducibile ai settori elettrico (6.008, 54,5%) e gas (3.994, 36%)**. La restante quota è ripartita fra dual fuel (643, 6%), idrico (329, 3%, con una netta prevalenza delle controversie relative al servizio di acquedotto e solo 12 domande equamente ripartite fra fognatura e depurazione) e prosumer (60, 0,5%). Il 73% delle domande ricevute arriva da clienti domestici (-3% rispetto al 2017) e le restanti dai clienti non domestici.

Nel 2018, il Servizio Conciliazione, al netto delle procedure rinunciate (circa 1% delle domande ammesse), ha fatto registrare un tasso di accordo su procedure concluse pari al 66%, in leggera diminuzione rispetto al 2017. Scomputato per settori, quello elettrico ha registrato il 60% di accordo fra le parti, il gas si attesta al 73%, il dual fuel è al 75%, nell'idrico raggiunge il 78%, mentre per i prosumer è il 66%.

Indice regionale domande ricevute dal Servizio Conciliazione - 2018 (vedi FIG. 9.6 VOL. II)



Fonte: ARERA. Servizio conciliazione.

VALUTAZIONE DEI RECLAMI NEL SETTORE DEI SERVIZI AMBIENTALI, DEL SETTORE DEI RIFIUTI E DEL TELERISCALDAMENTO

Con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità ha definito un percorso volto ad assicurare l'estensione graduale al **settore idrico** del sistema di tutele per i reclami e le controversie dei clienti finali vigente per i settori energetici, tenendo conto delle specificità del settore e delle esperienze territoriali maturate. I reclami trasmessi allo Sportello dagli utenti finali nel 2018 (dal 1° marzo) sono stati 3.527. Tali reclami hanno avuto come oggetto principalmente la fatturazione (72%), cui seguono il bonus idrico (8%), la misura (6%), i contratti (5%), la qualità tecnica del servizio (5%) e i lavori/allacciamenti (3%). Dei reclami complessivamente gestiti nel 2018, il 91% è stato risolto a seguito

della trattazione da parte dello Sportello, il 6% è risultato ancora in fase di definizione (tra questi casi rientrano quelli in cui si è in attesa di risposta del gestore o da parte dell'utente).

Nell'ambito del procedimento avviato per individuare le prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, è stata adottata la delibera 197/2018/R/rif, che, in coerenza con quanto già regolamentato per i settori energetici e avviato per il settore idrico, ha dettato le disposizioni temporanee che dal 1° luglio 2018 hanno affidato allo Sportello per il consumatore energia e ambiente una prima gestione delle richieste di informazioni, dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni degli utenti nel settore dei rifiuti. In attesa di definire la regolazione, lo Sportello ha inoltre il compito di classificare ed esaminare le comunicazioni pervenute dagli utenti al solo fine di trasferire le informazioni raccolte all'Autorità, affinché quest'ultima ne possa tenere conto per la definizione complessiva del quadro regolatorio di competenza.

Per quanto riguarda il teleriscaldamento, l'Autorità ha definito le modalità e gli standard di qualità commerciale che devono essere applicati nel periodo di regolazione luglio 2019 - dicembre 2021 dagli esercenti il servizio di telecalore. In attesa che vengano definite le norme regolatorie a tutela degli utenti del servizio, l'Autorità ha previsto che i reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione degli utenti siano gestiti dagli Uffici dell'Autorità nei soli casi di comunicazioni collettive e di particolare rilevanza e dopo aver verificato che la segnalazione sia già stata trasmessa all'esercente, al fine di effettuare gli eventuali approfondimenti anche di natura tecnica e inviare all'esercente le richieste di informazioni volte a individuare le possibili soluzioni alle criticità segnalate.

BONUS SOCIALE ELETTRICO, GAS E IDRICO

In attuazione delle disposizioni normative previste dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016 in materia di tariffa sociale del servizio idrico integrato, dal 1° luglio 2018 si applica il "Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI)". L'Autorità ha previsto la possibilità di richiedere il bonus sociale idrico mediante un'unica domanda, utilizzando la modulistica (opportunamente integrata) già disponibile per la richiesta di bonus elettrico e/o gas.

Nel 2018 l'ammontare complessivo dei bonus erogati (+6,8 rispetto al 2017), sia per il settore elettrico (disagio economico e disagio fisico) che per il settore gas, è stato superiore a 1,3 milioni di euro. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia. A conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, anche per il 2018 circa il 65% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas.

Per quanto riguarda il bonus idrico, nel periodo 1° luglio - 31 dicembre 2018 sono state presentate 238.534 domande, di cui 232.561 ammesse dai Comuni e trasferite ai gestori a partire dal 4 ottobre; 3.257 domande ammesse (1,4%) hanno riguardato gestori non iscritti all'anagrafica SGAte, come invece previsto dalla normativa: in questi casi viene inviata una comunicazione agli utenti interessati, invitandoli a presentarsi direttamente agli sportelli dei gestori con le informazioni contenute nella comunicazione stessa. I Comuni coinvolti in qualità di soggetti a cui presentare le domande sono stati 5.172, mentre i gestori interessati sono stati 773 di cui 166 non accreditati (di cui l'89% è costituito da Comuni che gestiscono direttamente il servizio) infine gli ATO interessati sono stati 93.

INIZIATIVE PER SVILUPPARE LA CONSAPEVOLEZZA DEI CONSUMATORI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS

Nel 2018 l'Autorità ha definito e comunicato ai venditori il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e secondo semestre 2018 hanno informato il cliente finale del superamento delle tutele di prezzo, previsto inizialmente per il 1° luglio 2019 e successivamente prorogato al 1° luglio 2020, invitandolo a informarsi per tempo sulle opportunità del mercato libero.

Il testo da riportare nelle fatture emesse nel primo semestre 2019 contiene, invece, da un lato, l'indicazione di come cambiare contratto o fornitore sia semplice e gratuito, 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 luce e gas e le offerte PLACET.

Con la delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com, invece, l'Autorità è intervenuta sul Codice di condotta commerciale prevedendo, in particolare, l'armonizzazione dei criteri di stima della spesa annua delle schede di confrontabilità con quelli utilizzati nel Portale offerte luce e gas.

INTERVENTI A FAVORE DELLE POPOLAZIONI COLPITE DAGLI EVENTI CALAMITOSI

A partire dal dicembre 2016, l'Autorità ha approvato una serie di delibere (l'ultima è 312/2018/R/com) in attuazione a quanto previsto dall'articolo 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189 ("decreto terremoto"), ha approvato le disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni del Centro Italia colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

A seguito del crollo del viadotto Polcevera a Genova, l'Autorità ha adottato un provvedimento d'urgenza a tutela e garanzia dei soggetti titolari delle utenze site negli edifici coinvolti dall'evento calamitoso (delibera 442/2018/R/com).
In particolare, viene prevista la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere, relative alle utenze e alle forniture coinvolte dal crollo; la sospensione dei termini di pagamento delle fatture ovvero degli avvisi di pagamento relativi ai corrispettivi dovuti per l'allacciamento, l'attivazione, la disattivazione, la voltura o il subentro dai soggetti titolari delle utenze e delle forniture colpite; l'assimilazione alle utenze domestiche residenti delle nuove utenze/forniture attivate successivamente al crollo dai soggetti titolari di utenze colpite.

ALCUNI ELEMENTI SU VIGILANZA E CONTENZIOSO

VIGILANZA

Nell'ambito delle attività di enforcement, l'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie, in seguito a segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici o individuando di volta in volta l'ambito di intervento attraverso la definizione di un programma di attività definito con cadenza annuale.

Nel corso del 2018, hanno avuto luogo:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018; in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese;
- verifiche ispettive in loco, per un ampio spettro di tematiche, con attenzione particolare ai temi prioritari, come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e inerenti alle politiche di comunicazione delle società di distribuzione, elettriche e del gas, alla corretta contribuzione (da parte delle imprese regolate) degli oneri di funzionamento dell'Autorità, nonché alle informazioni fornite nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità.

In continuità con gli anni precedenti, l'Autorità ha svolto la maggior parte delle attività di controllo in collaborazione con la Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'articolo. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo della Guardia di Finanza, attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, costituisce un contributo essenziale alle attività di controllo dell'Autorità. **Nel 2018 la Guardia di Finanza ha contestato oltre 260 milioni di euro nel corso delle ispezioni sulle attività delle imprese di acqua, elettricità e gas, per costi riconosciuti in tariffa ma non dovuti**, una parte significativa dei quali già restituiti ai clienti attraverso riduzioni tariffarie.

L'attività congiunta - che annovera anche otto denunce effettuate all'Autorità giudiziaria per ipotesi di reato, oltre alle questioni tariffarie legate a investimenti non effettuati o incentivi non dovuti – ha consentito in diverse occasioni di ripristinare la sicurezza e la corretta qualità del servizio sia nel settore gas sia in quello elettrico.
Tra i casi registrati nel 2018 risultano mancate "odorizzazioni" delle reti gas, non conformità alle norme che regolano il pronto intervento in caso di segnalazioni e necessità di revisione delle procedure di sicurezza di diverse piccole imprese di distribuzione elettrica.
Grazie alle verifiche attivate sono stati inoltre recuperati 12 milioni di euro dalle aziende che non avevano versato il contributo per il funzionamento dell'Autorità negli anni 2013-2015.

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2014-2018 (vedi TAV. 10.1 VOL. II)

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2014	2015	2016	2017	2018
Tutela dei consumatori	11	16	9	8	9
Tariffe e *unbundling*	6	2	-	5	2
Qualità del servizio	92	83	87	84	76
Mercati all'ingrosso e *retail*	-	2	4	5	7
Connessione degli impianti di produzione	3	2	3	11	5
Impianti incentivati	22	14	2	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	6	9	11	9	7
TOTALE	140	128	116	124	108
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza - Nucleo speciale beni e servizi	118	114	114	122	106
Stazione sperimentale per i combustibili	68	55	61	61	51
Cassa per i servizi energetici e ambientali	4	6	5	4	7
Gestore dei servizi energetici	22	14	7	2	2

Fonte: ARERA.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2018, l'Autorità ha rafforzato il coordinamento con il GME e con Terna in relazione agli obblighi di segnalazione di potenziali violazioni degli articoli 3 e 5 del regolamento (UE) 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), che l'articolo 15 assegna loro in quanto gestori di mercato, ovvero "persone" che compiono operazioni su prodotti energetici all'ingrosso a titolo professionale (PPAT).

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

- la predisposizione delle Linee guida di ACER dedicate all'individuazione di specifiche fattispecie manipolative;
- l'aggiornamento costante del Market Monitoring Handbook, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolato rivolto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;
- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Sanzioni e impegni

Nel 2018 l'Autorità ha irrogato **sanzioni**, a seguito di procedimenti ordinari e di chiusura con procedura semplificata, per un **importo totale di quasi 7 milioni di euro a oltre 80 società**. Sono sei, invece, gli esercenti che hanno presentato **impegni** nell'ambito di un procedimento sanzionatorio e dichiarati ammissibili dall'Autorità, come previsto dall'articolo 17, comma 1 del Regolamento Sanzioni e impegni.

CONTENZIOSO

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2018 (gennaio - dicembre 2018) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Su un totale di 10.032 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 - 31 dicembre 2018), ne sono state impugnate 1.130, pari al 11,3% e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 141, pari al 12,5% del totale delle delibere impugnate e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,6%.

Nell'anno 2018, si è registrato un decremento del contenzioso rispetto all'anno precedente in termini di numero di ricorsi: 83 nel 2018 (rispetto a 180 nel 2017 e ai 199 nel 2016). Si registra, però, un'alta percentuale di delibere impugnate sul totale di quelle emesse, 99 delibere impugnate, pari al 13,8% del totale delle emesse nell'anno 2018 (715); la percentuale più alta di delibere impugnate resta quella del 2017, pari al 20,3% del totale emesse in quell'anno (928). Un tale dato si spiega con il contenzioso generato dall'impugnazione nel corso del 2018 dei provvedimenti prescrittivi (di natura individuale) del 2017 e del 2018, adottati nei confronti degli utenti del dispacciamento in prelievo e/o immissione rispetto a strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento a ristoro dei consumatori, a valle dei procedimenti avviati con la delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel (59 provvedimenti impugnati).

Per il settore idrico, si conferma un notevole calo dei ricorsi, soltanto 8 ricorsi di cui 5 avverso la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, di approvazione della Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI). Il dato indica un consolidamento della regolazione in tale settore, già verificato nel 2017 (6 ricorsi), soprattutto se raffrontato al numero dei ricorsi degli anni precedenti (34 nel 2016, 31 nel 2015).

Infine, nel corso del 2018, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati.

www.arera.it

ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

RELAZIONE ANNUALE

STATO DEI SERVIZI
31 MARZO 2019

VOLUME 1

Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	*Presidente*
Gianni Castelli	*Componente*
Andrea Guerrini	*Componente*
Clara Poletti	*Componente*
Stefano Saglia	*Componente*

Volume 1 - Indice

Capitolo 1: **Contesto internazionale e nazionale** pag. 19

Mercati internazionali dei prodotti energetici pag. 20
- Mercato internazionale del petrolio pag. 21
- Mercato internazionale del gas naturale pag. 28
- Mercato internazionale del GNL pag. 35
- Mercato internazionale del carbone pag. 38

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione pag. 40
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea pag. 42
- Prezzi dell'energia elettrica pag. 42
- Prezzi del gas pag. 50

Andamento dell'economia e del clima in Italia nel 2018 pag. 56
Domanda e offerta di energia in Italia pag. 56
Sistemi idrici in Europa pag. 60
Produzione e gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa pag. 65

Capitolo 2: **Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico** pag. 71

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2018 pag. 72
Mercato e concorrenza pag. 75
- Struttura dell'offerta di energia elettrica pag. 75
- Infrastrutture elettriche pag. 85
- Mercato all'ingrosso pag. 101
- Mercato dei Titoli di efficienza energetica pag. 107
- Mercato finale della vendita pag. 109

Prezzi e tariffe pag. 144
- Tariffe per l'uso delle infrastrutture pag. 144
- Prezzi del mercato al dettaglio pag. 145

Qualità del servizio pag. 153
- Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica pag. 153
- Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica pag. 157
- Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica pag. 167
- Qualità commerciale del servizio di vendita pag. 176

Capitolo 3: **Struttura, prezzi e qualità nel settore gas** pag. 183

Domanda e offerta di gas naturale pag. 184
Mercato e concorrenza pag. 187
- Struttura dell'offerta di gas pag. 187
- Infrastrutture del gas pag. 194
- Mercato all'ingrosso del gas pag. 214
- Mercato finale al dettaglio pag. 226
- Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali pag. 244

Prezzi e tariffe pag. 249
- Tariffe per l'uso delle infrastrutture pag. 249
- Prezzi del mercato al dettaglio pag. 255
- Condizioni economiche di riferimento pag. 256

Qualità del servizio pag. 265
- Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale pag. 265
- Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas pag. 269
- Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale pag. 280
- Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas pag. 283
- Qualità commerciale del servizio di vendita pag. 287

Capitolo 4: **Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore** pag. 293

Struttura del mercato e concorrenza pag. 294
- Stato di diffusione del servizio pag. 294
- Caratteristiche dell'offerta pag. 295
- Caratteristiche della domanda pag. 298
- Operatori del servizio di telecalore pag. 300

Prezzi e trasparenza del servizio pag. 301
- Prezzi di fornitura del teleriscaldamento pag. 301
- Prezzi di fornitura del teleraffrescamento pag. 302
- Modalità di recesso pag. 304

Qualità del servizio pag. 306
- Sicurezza e continuità del servizio pag. 306
- Qualità commerciale del servizio pag. 309

Capitolo 5: **Stato dei servizi idrici** pag. 313

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica pag. 314
- Servizio di Acquedotto pag. 315
- Servizio di Fognatura pag. 328
- Servizio di Depurazione pag. 333
- Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli Interventi pag. 341

Investimenti e tariffe pag. 348
- Stato delle approvazioni tariffarie relative all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 pag. 348
- Variazioni tariffarie e investimenti pag. 352

Qualità contrattuale pag. 365

Capitolo 6: **Struttura, tariffe e qualità ambientale nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati** pag. 391

Modello di governo nel settore dei rifiuti pag. 392
Assetti istituzionali territoriali e locali pag. 395
Caratteristiche strutturali degli Ambiti territoriali ottimali pag. 396
Struttura del settore pag. 399
- Produzione e raccolta dei rifiuti pag. 400
- Impianti di trattamento dei rifiuti urbani pag. 402
- Costi del servizio di gestione dei rifiuti pag. 406

Metodologie tariffarie attualmente applicate pag. 407
- Tariffe di accesso agli impianti di trattamento pag. 410

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 20
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2014 al 2018 e previsione per il 2019	pag. 22
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2014 al 2018 e previsione per il 2019	pag. 23
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag. 25
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	pag. 26
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag. 28
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag. 29
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag. 30
TAV. 1.9	Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza	pag. 31
TAV. 1.10	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL	pag. 36
TAV. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2018	pag. 36
TAV. 1.12	Mercato Internazionale del carbone	pag. 39
TAV. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2018	pag. 43
TAV. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2018	pag. 47
TAV. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2018	pag. 51
TAV. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2018	pag. 54
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2017 e nel 2018	pag. 58
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2017 e nel 2018	pag. 72
TAV. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2018	pag. 73
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte 2014-2018	pag. 76
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag. 76
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	pag. 77
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2018	pag. 79
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2018	pag. 80
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2018	pag. 81
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2018	pag. 81
TAV. 2.10	Asset della Rete di trasmissione nazionale	pag. 86
TAV. 2.11	Capacità di interconnessione con l'estero	pag. 87
TAV. 2.12	Attività dei distributori elettrici dal 2012	pag. 90
TAV. 2.13	Composizione societaria dei distributori nel 2018	pag. 91
TAV. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2018	pag. 91
TAV. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2018	pag. 92
TAV. 2.16	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2018	pag. 93
TAV. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per classe di potenza	pag. 95
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per fascia di consumo e residenza anagrafica	pag. 96
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per classe di potenza e per fascia di consumo	pag. 97
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2018 per livello di tensione e tipologia di utenza	pag. 98
TAV. 2.21	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2018 per livello di potenza	pag. 99
TAV. 2.22	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	pag. 101
TAV. 2.23	Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2012	pag. 107

TAV. 2.24 Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2018 pag. 108
TAV. 2.25 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2018 pag. 109
TAV. 2.26 Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente pag. 110
TAV. 2.27 Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione pag. 112
TAV. 2.28 Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2018 pag. 115
TAV. 2.29 Tassi di switching dei clienti finali pag. 116
TAV. 2.30 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente pag. 117
TAV. 2.31 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2018 pag. 118
TAV. 2.32 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2018 pag. 119
TAV. 2.33 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2018 pag. 120
TAV. 2.34 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2018 pag. 121
TAV. 2.35 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2018 pag. 122
TAV. 2.36 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2018 pag. 123
TAV. 2.37 Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2018 pag. 124
TAV. 2.38 Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2018 pag. 126
TAV. 2.39 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2018 pag. 127
TAV. 2.40 Attività dei venditori per classe di vendita pag. 129
TAV. 2.41 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione pag. 131
TAV. 2.42 Mercato libero domestico nel 2018 per classe di consumo pag. 133
TAV. 2.43 Mercato libero domestico nel 2018 per condizione contrattuale applicata pag. 133
TAV. 2.44 Mercato libero non domestico nel 2018 per classe di consumo pag. 134
TAV. 2.45 Mercato libero non domestico nel 2018 per livello di tensione pag. 134
TAV. 2.46 Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi pag. 137
TAV. 2.47 Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero pag. 138
TAV. 2.48 Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2018 pag. 140
TAV. 2.49 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente pag. 141
TAV. 2.50 Servizio di salvaguardia per regione pag. 142
TAV. 2.51 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura pag. 144
TAV. 2.52 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente pag. 144
TAV. 2.53 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente pag. 145
TAV. 2.54 Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2018 per classe di consumo pag. 146
TAV. 2.55 Ripartizione dei clienti domestici nel 2018 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero pag. 146
TAV. 2.56 Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2018 per livello di tensione pag. 147
TAV. 2.57 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2018 pag. 147
TAV. 2.58 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica pag. 148
TAV. 2.59 Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2018 pag. 152
TAV. 2.60 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti pag. 153
TAV. 2.61 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti pag. 153
TAV. 2.62 Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici pag. 154
TAV. 2.63 Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN pag. 154
TAV. 2.64 Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT pag. 155
TAV. 2.65 ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale pag. 155
TAV. 2.66 ASAI relativo alle linee elettriche aeree pag. 156
TAV. 2.67 Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione pag. 156

TAV. 2.68 Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione pag. 156
TAV. 2.69 Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione pag. 157
TAV. 2.70 Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2018 pag. 161
TAV. 2.71 Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione pag. 162
TAV. 2.72 Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione pag. 162
TAV. 2.73 Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati pag. 163
TAV. 2.74 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati pag. 164
TAV. 2.75 Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione pag. 165
TAV. 2.76 Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione pag. 165
TAV. 2.77 Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2017 pag. 165
TAV. 2.78 Standard in vigore per il biennio 2018-19 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione pag. 166
TAV. 2.79 Indennizzi automatici erogati nel 2018 ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni pag. 166
TAV. 2.80 Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna pag. 167
TAV. 2.81 Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2018 pag. 168
TAV. 2.82 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2018 pag. 169
TAV. 2.83 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2018 pag. 169
TAV. 2.84 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2018 pag. 170
TAV. 2.85 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2018 pag. 170
TAV. 2.86 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2018 pag. 171
TAV. 2.87 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2018 pag. 171
TAV. 2.88 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2018 pag. 171
TAV. 2.89 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2018 pag. 176
TAV. 2.90 Prestazioni del servizio di vendita del settore elettrico e tempi medi effettivi negli anni 2017 e 2018 pag. 177
TAV. 2.91 Numero di reclami nel settore elettrico nel 2017 e nel 2018 per tipologia di cliente pag. 177
TAV. 2.92 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018 pag. 178
TAV. 2.93 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018 pag. 178
TAV. 2.94 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018 pag. 179
TAV. 2.95 Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018 pag. 179
TAV. 2.96 Indicatori di qualità commerciale nel settore elettrico per tipologia di clienti nel 2018 pag. 180
TAV. 2.97 Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2018 pag. 180
TAV. 2.98 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2018 pag. 181

TAV. 3.1 Bilancio del gas naturale 2018 pag. 186
TAV. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2018 pag. 189
TAV. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2018 pag. 192
TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2018 pag. 194
TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2018 pag. 195
TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2018-2019 pag. 197
TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2019-2020 al 2032-2033 pag. 199
TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia pag. 200
TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2018-2019 e 2019 2020 pag. 201
TAV. 3.10 Attività dei distributori nel periodo 2012-2018 pag. 203
TAV. 3.11 Attività di distribuzione per regione nel 2018 pag. 204
TAV. 3.12 Composizione societaria dei distributori pag. 205
TAV. 3.13 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2018 pag. 206
TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2018 pag. 207
TAV. 3.15 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo pag. 208
TAV. 3.16 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso pag. 209
TAV. 3.17 Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2018 pag. 210
TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2017 e 2018 per classe di misuratore pag. 211
TAV. 3.19 Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo pag. 212
TAV. 3.20 Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2018 pag. 213
TAV. 3.21 Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento pag. 214
TAV. 3.22 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento pag. 214
TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2018 pag. 215
TAV. 3.24 Evoluzione del mercato all'ingrosso pag. 216
TAV. 3.25 Approvvigionamento dei grossisti nel 2018 pag. 218
TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2018 pag. 218
TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2018 pag. 219
TAV. 3.28 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME pag. 225
TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale nel 2017 e nel 2018 pag. 227
TAV. 3.30 Attività dei venditori nel periodo 2014-2018 pag. 227
TAV. 3.31 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2018 pag. 230
TAV. 3.32 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2018 pag. 231
TAV. 3.33 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo pag. 232
TAV. 3.34 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2018 pag. 234
TAV. 3.35 Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale pag. 235
TAV. 3.36 Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas naturale con servizi aggiuntivi pag. 238
TAV. 3.37 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2018 pag. 239
TAV. 3.38 Tassi di swiching per regione e per tipologia di clienti nel 2018 pag. 242
TAV. 3.39 Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2018 pag. 243
TAV. 3.40 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale pag. 245
TAV. 3.41 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale pag. 246
TAV. 3.42 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2018 pag. 247
TAV. 3.43 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2018 pag. 248
TAV. 3.44 Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2019 pag. 249
TAV. 3.45 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2019 pag. 252
TAV. 3.46 Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018 pag. 252

TAV. 3.47 Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020 pag. 253
TAV. 3.48 Articolazione della quota fissa τ1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018 pag. 254
TAV. 3.49 Articolazione della quota variabile τ3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018 pag. 254
TAV. 3.50 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale pag. 255
TAV. 3.51 Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017 pag. 256
TAV. 3.52 Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale" pag. 257
TAV. 3.53 Imposte sul gas pag. 262
TAV. 3.54 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2018 pag. 265
TAV. 3.55 Protezione catodica delle reti nel 2018 pag. 265
TAV. 3.56 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2018 pag. 266
TAV. 3.57 Impianti di odorizzazione nel 2018 pag. 266
TAV. 3.58 Emergenze di servizio nel 2018 pag. 266
TAV. 3.59 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2018, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio pag. 266
TAV. 3.60 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2018 pag. 267
TAV. 3.61 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2018, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio pag. 267
TAV. 3.62 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2018 pag. 267
TAV. 3.63 Casi di mancato rispetto nel 2018 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna pag. 268
TAV. 3.64 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2018 pag. 269
TAV. 3.65 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate pag. 271
TAV. 3.66 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi pag. 272
TAV. 3.67 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2018 pag. 275
TAV. 3.68 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2015-2018 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2016-2018 (rete in alta/media pressione) pag. 276
TAV. 3.69 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2018 pag. 277
TAV. 3.70 Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2018 pag. 278
TAV. 3.71 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2018 pag. 279
TAV. 3.72 Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale pag. 280
TAV. 3.73 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 pag. 282
TAV. 3.74 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori pag. 283
TAV. 3.75 Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi pag. 284
TAV. 3.76 Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati pag. 284
TAV. 3.77 Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2017 pag. 284
TAV. 3.78 Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice pag. 285
TAV. 3.79 Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice pag. 285
TAV. 3.80 Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi pag. 286
TAV. 3.81 Prestazioni del servizio di vendita del settore del gas naturale e tempi medi effettivi negli anni 2017 e 2018 pag. 286
TAV. 3.82 Numero di reclami nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018 pag. 286
TAV. 3.83 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018 pag. 286
TAV. 3.84 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018 pag. 287

TAV. 3.85 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018 pag. 288
TAV. 3.86 Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018 pag. 288
TAV. 3.87 Indicatori nel settore del gas naturale per tipologia di clienti nel 2018 pag. 288
TAV. 3.88 Numero di indennizzi da erogare nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2018 pag. 289
TAV. 3.89 Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2018 pag. 289
TAV. 3.90 Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti duel fuel negli anni 2017 e 2018 pag. 290
TAV. 3.91 Indicatori nei contratti dual fuel nel 2018 pag. 290
TAV. 3.92 Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici nel 2018 pag. 291
TAV. 3.93 Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel nel 2018 pag. 291
TAV. 4.1 Produzione di energia relativa all'anno 2017 pag. 295
TAV. 4.2 Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica negli impianti di telecalore pag. 296
TAV. 4.3 Produzione di energia termica nell'anno 2017 distinta per tecnologia di produzione pag. 296
TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia pag. 297
TAV. 4.5 Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2017 pag. 297
TAV. 4.6 Disponibilità di informazioni in materia di prezzi praticati all'utenza nei principali canali di comunicazione degli operatori pag. 302
TAV. 5.1 Campione di analisi. Programmi degli interventi proposti per l'aggiornamento biennale pag. 342
TAV. 5.2 Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 pag. 349
TAV. 5.3 Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2018-2019 pag. 350
TAV. 5.4 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità pag. 353
TAV. 5.5 $Opex_{QT}$ per gli anni 2018-2019 pag. 355
TAV. 5.6 $OP_{sociali}$ in tariffa per gli anni 2018-2019 pag. 356
TAV. 5.7 Confronto tra pianificazioni ai sensi delle delibere 918/2017/R/idr e 664/2015/R/idr pag. 358
TAV. 5.8 Percentuale di realizzazione degli investimenti rispetto alla pianificazione (periodo 2014-2017) pag. 359
TAV. 5.9 Sintesi del campione in esame pag. 360
TAV. 5.10 Uso domestico: sottotipologie tariffarie rilevate nel campione pag. 360
TAV. 5.11 Struttura media dell'articolazione per l'utenza domestica residente, tipo Standard pag. 360
TAV. 5.12 Tariffa pro capite per il servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente, tipo Standard pag. 361
TAV. 5.13 Tariffa pro capite per i servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente, tipo Standard pag. 362
TAV. 5.14 Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, tipo Standard pag. 362
TAV. 5.15 Campione di riferimento pag. 362
TAV. 5.16 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2018 pag. 363
TAV. 5.17 Componenti della spesa media nel 2018 pag. 364
TAV. 5.18 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici pag. 369
TAV. 5.19 Indennizzi automatici per tipologia d'utenza pag. 371
TAV. 5.20 Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali pag. 372
TAV. 5.21 $Opex_{QC}$ richiesti e $Opex_{QC}$ approvati per il quadriennio 2016-2019 pag. 388
TAV. 6.1 Ripartizione delle competenze ai sensi della normativa vigente pag. 393
TAV. 6.2 Caratteristiche strutturali degli Ambiti territoriali ottimali pag. 397

Indice delle figure

FIG. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori pag. 24
FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2016 pag. 27
FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio pag. 27
FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent pag. 32
FIG. 1.5 Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento pag. 33
FIG. 1.6 Prezzo alla frontiera per Paese importatore pag. 33
FIG. 1.7 Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere pag. 34
FIG. 1.8 Prezzo del gas naturale negli hub europei pag. 34
FIG. 1.9 Prezzi del GNL per aree pag. 37
FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali pag. 40
FIG. 1.11 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA) pag. 41
FIG. 1.12 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei pag. 44
FIG. 1.13 Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici pag. 46
FIG. 1.14 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei pag. 49
FIG. 1.15 Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali pag. 49
FIG. 1.16 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici pag. 52
FIG. 1.17 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei pag. 52
FIG. 1.18 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei pag. 55
FIG. 1.19 Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali pag. 55
FIG. 1.20 Intensità energetica del PIL dal 1995 pag. 59
FIG. 1.21 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995 pag. 59
FIG. 1.22 Prelievi di acqua dolce per la fornitura di servizi pubblici nel 2015(A) pag. 61
FIG. 1.23 Ripartizione dell'utilizzo di acqua in Europa da parte dei settori economici e distribuzione stagionale dei consumi civili nel 2015 pag. 62
FIG. 1.24 Costo pro-capite del servizio idrico in alcuni paesi europei pag. 62
FIG. 1.25 Destinazione dei fanghi di depurazione in Europa nel 2015 pag. 65
FIG. 1.26 Produzione media pro-capite di rifiuti urbani nei principali paesi europei pag. 68
FIG. 1.27 Trattamento dei rifiuti urbani per tecnologia pag. 68
FIG. 1.28 Costo medio nel 2014 del servizio di gestione dei rifiuti urbani in alcuni Stati Membri dell'Ue pag. 69
FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda pag. 78
FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2018 pag. 79
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili pag. 83
FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante pag. 83
FIG. 2.5 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte pag. 84
FIG. 2.6 Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013 pag. 85
FIG. 2.7 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia pag. 103
FIG. 2.8 Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2018 pag. 104
FIG. 2.9 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2018 pag. 105
FIG. 2.10 Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2018 pag. 106
FIG. 2.11 Prezzi medi nel 2018 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione pag. 107
FIG. 2.12 Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007 pag. 111
FIG. 2.13 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione pag. 113

FIG. 2.14 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato nel 2018 pag. 114
FIG. 2.15 Tassi di switching dal 2011 pag. 116
FIG. 2.16 Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2018 pag. 118
FIG. 2.17 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2018 pag. 122
FIG. 2.18 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2018 pag. 125
FIG. 2.19 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione pag. 126
FIG. 2.20 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica pag. 128
FIG. 2.21 Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori nel 2017 e nel 2018 pag. 136
FIG. 2.22 Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013 pag. 139
FIG. 2.23 Venditori e volumi nel servizio di salvaguardia pag. 143
FIG. 2.24 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio pag. 149
FIG. 2.25 Livello dei prezzi nell'ultimo triennio pag. 149
FIG. 2.26 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei pag. 150
FIG. 2.27 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW pag. 151
FIG. 2.28 Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW pag. 152
FIG. 2.29 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione pag. 158
FIG. 2.30 Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione pag. 158
FIG. 2.31 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici pag. 159
FIG. 2.32 Numero medio anno di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione pag. 159
FIG. 2.33 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione pag. 160
FIG. 2.34 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici pag. 160
FIG. 2.35 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2018 pag. 163
FIG. 2.36 Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2018 pag. 164
FIG. 2.37 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2018 pag. 172
FIG. 2.38 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2018 pag. 172
FIG. 2.39 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2018 pag. 173
FIG. 2.40 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2018 pag. 173
FIG. 2.41 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2018 pag. 174
FIG. 2.42 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2018 pag. 174
FIG. 2.43 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2018 pag. 175
FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore pag. 184
FIG. 3.2 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 pag. 188
FIG. 3.3 Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2018 pag. 188
FIG. 3.4 Immissioni in rete negli ultimi due anni pag. 190
FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza pag. 190
FIG. 3.6 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2018 secondo la durata intera pag. 193
FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2018 secondo la durata residua pag. 193
FIG. 3.8 Attività di trasporto dal 2008 pag. 196
FIG. 3.9 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici pag. 200
FIG. 3.10 Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente pag. 211

FIG. 3.11 Sottoscrittori del PSV dal 2008 pag. 221
FIG. 3.12 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate pag. 221
FIG. 3.13 Numero delle transazioni al PSV pag. 222
FIG. 3.14 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas pag. 225
FIG. 3.15 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009 pag. 236
FIG. 3.16 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori pag. 237
FIG. 3.17 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2018 pag. 240
FIG. 3.18 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2018 pag. 241
FIG. 3.19 Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni pag. 258
FIG. 3.20 Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni pag. 258
FIG. 3.21 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei pag. 259
FIG. 3.22 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo pag. 260
FIG. 3.23 Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo pag. 261
FIG. 3.24 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo pag. 264
FIG. 3.25 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo pag. 264
FIG. 3.26 Percentuale di rete ispezionata dal 2002 pag. 270
FIG. 3.27 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001 pag. 271
FIG. 3.28 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti pag. 273
FIG. 3.29 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti pag. 273
FIG. 3.30 Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace pag. 274
FIG. 3.31 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale pag. 281
FIG. 3.32 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6 pag. 281
FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata pag. 294
FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2017 pag. 295
FIG. 4.3 Calore fornito nel 2017 distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo pag. 298
FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2017 in funzione della classe dimensionale degli utenti pag. 299
FIG. 4.5 Quota del calore erogato nel 2017 dai 10 maggiori operatori, distinta per classe dimensionale dell'utente pag. 299
FIG. 4.6 Operatori del settore classificati per attività svolta nel 2019 pag. 300
FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2017 e del numero di utenti serviti pag. 300
FIG. 4.8 Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di operatori, numero di utenti ed energia termica erogata pag. 301
FIG. 4.9 Valore medio dei costi di allacciamento e dei corrispettivi di allacciamento pag. 302
applicati agli utenti in funzione della loro dimensione pag. 303
FIG. 4.10 Diffusione e durata delle clausole di durata minima nei contratti pag. 305
FIG. 4.11 Diffusione dei contratti con clausole di durata minima per taglia di utente pag. 305
FIG. 4.12 Contratti pluriennali per taglia e tipologia di utente e durata delle clausole pag. 306
FIG. 4.13 Diffusione dei fluidi termovettori sulle reti di telecalore in esercizio nel 2017 pag. 307
FIG. 4.14 Disponibilità del servizio di pronto intervento in funzione della dimensione dell'esercente pag. 308
FIG. 4.15 Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore pag. 308
FIG. 4.16 Numero di interruzioni registrate nel 2017, distinte tra programmate e non programmate pag. 309
FIG. 4.17 Incidenza delle prestazioni di qualità commerciale nel 2017 pag. 310
FIG. 5.1 Macro-indicatore M1: ripartizione geografica del panel pag. 316
FIG. 5.2 Macro-Indicatore M1: popolazione servita dal panel. Ripartizione per area geografica pag. 316
FIG. 5.3 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 pag. 317
FIG. 5.4 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche pag. 317
FIG. 5.5 Valori medi di M1a e M1b per area geografica pag. 318

FIG. 5.6 Valori iniziali degli indicatori M1a E M1b per il panel di gestioni analizzate pag. 319
FIG. 5.7 Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a per area geografica pag. 319
FIG. 5.8 Consumi di energia elettrica per il servizio di acquedotto, confronto con M1a per area geografica pag. 319
FIG. 5.9 Quota dei volumi di processo misurati per area geografica pag. 320
FIG. 5.10 Disponibilità ed efficacia delle letture e autoletture, confronto tra dati 2015 e 2017 pag. 321
FIG. 5.11 Misuratori di utenza per classi di età. Dati 2017 pag. 321
FIG. 5.12 Macro-indicatore M2: ripartizione del panel per area geografica pag. 322
FIG. 5.13 Macro-Indicatore M2: popolazione servita dal panel. Ripartizione per area geografica pag. 323
FIG. 5.14 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 pag. 323
FIG. 5.15 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M2 pag. 323
FIG. 5.16 Valori medi del macro-indicatore i M2 per area geografica pag. 324
FIG. 5.17 Macro-Indicatore M3: ripartizione del panel per area geografica pag. 325
FIG. 5.18 Macro-Indicatore M3: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica pag. 326
FIG. 5.19 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 pag. 326
FIG. 5.20 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M3 pag. 327
FIG. 5.21 Valori medi degli indicatori M3a e M3b per area geografica pag. 328
FIG. 5.22 Macro-indicatore M4: ripartizione del panel per area geografica pag. 329
FIG. 5.23 Macro-indicatore M4: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica pag. 329
FIG. 5.24 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 pag. 330
FIG. 5.25 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M4 pag. 331
FIG. 5.26 Valori medi degli indicatori M4a e M4b per area geografica pag. 332
FIG. 5.27 Servizio di depurazione: ripartizione del panel per area geografica pag. 333
FIG. 5.28 Servizio di depurazione: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica pag. 334
FIG. 5.29 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 pag. 335
FIG. 5.30 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per area geografica per il macro-indicatore M5 pag. 335
FIG. 5.31 Valori medi del macro-indicatore M5 per area geografica pag. 336
FIG. 5.32 Ripartizione del carico inquinante dei reflui depurati per origine e per area geografica pag. 336
FIG. 5.33 Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione pag. 337
FIG. 5.34 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica pag. 337
FIG. 5.35 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 pag. 339
FIG. 5.36 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per area geografica per il macro-indicatore M6 pag. 339
FIG. 5.37 Valori medi del macro-indicatore M6 per area geografica pag. 340
FIG. 5.38 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica pag. 340
FIG. 5.39 Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica pag. 341
FIG. 5.40 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale pag. 343
FIG. 5.41 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per area geografica, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale pag. 343
FIG. 5.42 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale pag. 344
FIG. 5.43 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per fonte di finanziamento, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale pag. 344

FIG. 5.44 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per tipologia di opera pag. 345
FIG. 5.45 Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per tipologia di opera. Dettaglio per singolo macro-indicatore pag. 345
FIG. 5.46 Criticità principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario 2018-2019 e come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale pag. 346
FIG. 5.47 Distribuzione percentuale degli $Opex_{QT}$ (2018-2019) per macro-indicatore pag. 347
FIG. 5.48 Distribuzione pro capite degli $Opex_{QT}$ per macro-indicatore pag. 348
FIG. 5.49 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità pag. 351
FIG. 5.50 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica pag. 351
FIG. 5.51 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti pag. 352
FIG. 5.52 Quota degli Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori pag. 352
FIG. 5.53 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2018 pag. 354
FIG. 5.54 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2018 pag. 354
FIG. 5.55 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2018 pag. 355
FIG. 5.56 Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2018 pag. 356
FIG. 5.57 Investimenti pro capite netti per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019 pag. 356
FIG. 5.58 Investimenti pro capite lordi per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019 pag. 357
FIG. 5.59 Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019 pag. 357
FIG. 5.60 Investimenti previsti per il quadriennio 2016-2019 ripartiti per indicatori di qualità tecnica pag. 358
FIG. 5.61 Progressività della struttura dei corrispettivi per l'utenza domestica residente, tipo Standard pag. 361
FIG. 5.62 Variabilità della spesa media annua nel 2018 pag. 364
FIG. 5.63 Ripartizione del panel 2018 per area geografica pag. 366
FIG. 5.64 Popolazione Servita dal panel 2018. Ripartizione per area geografica pag. 366
FIG. 5.65 Rispetto degli standard specifici per area pag. 367
FIG. 5.66 Totale indennizzato nel triennio 2016-2018 pag. 370
FIG. 5.67 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale pag. 373
FIG. 5.68 Rispetto degli standard generali per area pag. 374
FIG. 5.69 Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica pag. 375
FIG. 5.70 Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica pag. 375
FIG. 5.71 Preventivazione di lavori e allacci. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 376
FIG. 5.72 Esecuzione di lavori e allacci. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 377
FIG. 5.73 Avvio e cessazione del rapporto contrattuale. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 377
FIG. 5.74 Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione, 2017 e 2018 pag. 378
FIG. 5.75 Periodicità di fatturazione. Rispetto degli standard nel 2018 pag. 379
FIG. 5.76 Appuntamenti. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 380
FIG. 5.77 Misuratori e Livello di pressione. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 381
FIG. 5.78 Pronto intervento. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 381
FIG. 5.79 Tempi di attesa agli sportelli. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 382
FIG. 5.80 Call center. Rispetto degli standard nel 2018 pag. 383
FIG. 5.81 Risposte scritte. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 384
FIG. 5.82 Risposta ai reclami per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 384
FIG. 5.83 Risposta a richieste scritte di informazioni per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 385
FIG. 5.84 Risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018 pag. 385
FIG. 5.85 Tempi medi di risposta ai reclami nel 2018 per area geografica pag. 386
FIG. 5.86 Tempi medi di risposta ai reclami nel 2018 per tipologia di utenza pag. 386
FIG. 5.87 $Opex_{QC}$ approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite per area geografica pag. 387
FIG. 6.1 La governance del settore pag. 392

FIG. 6.2 Andamento della raccolta differenziata per macroarea e confronto con gli obiettivi pag. 400
FIG. 6.3 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata pag. 401
FIG. 6.4 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclaggio pag. 402
FIG. 6.5 Ripartizione della gestione dei rifiuti urbani pag. 403
FIG. 6.6 Confronto tra RUR raccolto e trattato, e dettaglio per tipologia di trattamento pag. 404
FIG. 6.7 Confronto tra frazione organica raccolta e trattata e dettaglio per tipologia di trattamento pag. 405

PAGINA BIANCA

Capitolo 1

CONTESTO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

CAPITOLO 1

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2018 l'economia mondiale è cresciuta a un tasso del 3,6%, solo in leggero calo rispetto all'anno precedente, quando l'incremento era stato del 3,8%. Un andamento simile, in leggera decelerazione, è atteso confermarsi anche per il 2019 (tavola 1.1).

Come avviene ormai da tempo, è il continente asiatico a sostenere la crescita mondiale, con livelli di sviluppo assai superiori alla media degli altri paesi, mentre le economie avanzate faticano sempre più a mantenere il passo con il resto del mondo.

L'Unione europea e in particolare l'Area euro hanno visto infatti aumentare nel 2018 la ricchezza a un ritmo dimezzato rispetto alla media mondiale e inferiore di 3-4 volte a quella degli aggregati asiatici, che potrebbe diventare di 4-6 volte nel 2019. Anche altre aree, come la Russia, l'America Latina, il Medio Oriente e il Nord Africa crescono al rallentatore, mentre gli Stati Uniti, nonostante l'alto livello di sviluppo già raggiunto, continuano a registrare gli incrementi del PIL più sostenuti tra i paesi avanzati (+2,9% nel 2018).

TAV. 1.1 *Tassi di crescita dell'economia mondiale*

Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE	2014	2015	2016	2017	2018	PREVISIONE APRILE 2019	
						2019	2020
Mondo	3,6	3,4	3,4	3,8	3,6	3,3	3,6
Economie avanzate	3,0	2,0	2,1	2,7	2,2	1,9	2,2
Stati Uniti	2,5	2,9	1,6	2,2	2,9	2,3	1,9
Unione europea	1,9	2,4	2,1	2,7	2,1	1,6	1,7
Area euro	1,4	2,1	2,0	2,4	1,8	1,3	1,5
Giappone	0,4	1,2	0,6	1,9	0,8	1,0	0,5
Russia e altri paesi CSI	1,0	-1,9	0,8	2,4	2,8	2,2	2,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,8	6,8	6,7	6,6	6,4	6,3	6,3
Cina	7,3	6,9	6,7	6,8	6,6	6,3	6,1
India	7,4	8,0	8,2	7,2	7,1	7,3	7,5
Asean-5	4,6	4,9	5,0	5,4	5,2	5,1	5,2
America Latina e Caraibi	1,3	0,3	-0,6	1,2	1,0	1,4	2,4
Medio Oriente e Nord Africa	2,7	2,4	5,3	1,8	1,4	1,3	3,2
Africa sub-sahariana	5,1	3,2	1,4	2,9	3,0	3,5	3,7

Fonte: FMI, World Economic Outlook Database, aprile 2019.

L'asse economico mondiale si è ormai spostato fra l'Oceano Pacifico e quello Indiano: sebbene in rallentamento, Cina e India, rispettivamente la prima e la terza economia mondiale, nel triennio 2016-2018 hanno mantenuto ritmi di crescita del 6,7-7,5%, valori sconosciuti da decenni in Europa. Il loro potenziale di sviluppo appare, peraltro, ancora molto rilevante: infrastrutture, consumi interni e servizi hanno già cominciato a fornire il loro contributo al PIL, ma il loro impatto è atteso dispiegarsi soprattutto nel medio-lungo termine. Di converso, sono i paesi caratterizzati da debiti pubblici elevati, e in particolare quelli che vedono un rapido aumento dell'età media e deboli dinamiche demografiche, quali diversi paesi europei e il Giappone, a essere di fronte anche per il futuro alle minori prospettive di crescita economica in termini di PIL aggregato.

Nell'aprile 2018 il Fondo Monetario Internazionale aveva previsto, per il 2019, un livello di crescita dell'economia mondiale del 3,9%, mentre un anno dopo ha corretto al ribasso al 3,3%. All'origine del calo della crescita, concretizzatosi già nel secondo semestre del 2018, vanno ascritti i timori emersi a causa della prolungata guerra commerciale fra Cina e Stati Uniti, la crisi economica in Argentina e in Turchia, il forte rallentamento del settore *automotive* in Germania a seguito dell'introduzione dei nuovi *standard* di emissione, le restrizioni delle politiche finanziarie in Cina e nelle economie avanzate. Il ridimensionamento delle aspettative di crescita ha per il momento indotto la Banca centrale degli Stati Uniti a bloccare l'atteso incremento del saggio di interesse, che prevedeva graduali aumenti dello stesso anche nel corso del 2019, con l'auspicio di indurre ulteriori effetti espansivi.

Mercato internazionale del petrolio

Nel 2018, la tradizionale instabilità del mercato petrolifero internazionale è stata originata, più che da fattori economici, da fattori politici, tornati a svolgere un ruolo di primo piano soprattutto nella seconda parte dell'anno con l'irrigidirsi dello scontro fra Stati Uniti e Iran. I prezzi del petrolio hanno registrato una tendenza al rialzo nella prima parte dell'anno, toccando un picco di 86 $/b (dollari al barile) a inizio ottobre 2018, pochi giorni prima del ripristino delle sanzioni statunitensi contro le esportazioni di petrolio dell'Iran, partite il 5 novembre 2018. Le contromisure prese dalla stessa amministrazione USA e dall'Arabia Saudita per limitare gli effetti dell'ammanco produttivo dell'Iran, sono state inizialmente più che sufficienti a evitare nuove tensioni e, più tardi, si sono dimostrate eccessive, in quanto hanno fatto scendere il prezzo verso i 50 $/b nelle ultime settimane del 2018. All'inizio del 2019 le quotazioni hanno cominciato a riprendersi molto lentamente, riportandosi verso i 70 $/b solo in maggio. Al di là dell'instabilità fra i 50 e gli 80 $/b, sul mercato è prevalsa abbondanza di offerta, a fronte di una domanda che è cresciuta di meno, ma con una regolarità che, di anno in anno, appare assumere carattere strutturale.

Domanda e offerta

Anche nel 2018 è stata confermata la regola che, salvo gli anni della crisi del 2008, perdura ininterrottamente ormai da almeno 15 anni, in base alla quale la domanda globale di petrolio cresce a un ritmo costante fra 1 e 1,5 milioni di b/g (barili al giorno) l'anno (tavola 1.2). L'ultimo record raggiunto è stato fissato a 99,2 milioni di b/g, 1,3 in più del 2017. Mentre le dinamiche sul lato della domanda sono costanti e dunque, almeno finora, anche prevedibili con relativa facilità, l'adattamento dell'offerta è più incerto e origina momentanei squilibri, più o meno accentuati, che vanno poi a incidere sulle dinamiche dei prezzi. Nella prima parte del 2018 le quotazioni del petrolio hanno risentito delle politiche di contenimento dell'offerta decise dagli accordi OPEC, mentre negli ultimi mesi dell'anno un improvviso rialzo della produzione, registrato proprio in concomitanza con il riavvio delle sanzioni all'Iran, ha comportato un'inaspettata caduta dei prezzi.

TAV. 1.2 *Domanda mondiale di petrolio dal 2014 al 2018 e previsione per il 2019*

Milioni di barili/giorno

	2014	2015	2016	2017	2018	PREVISIONE 2019
Paesi OCSE	45,8	46,5	47,0	47,4	47,7	48,0
America(A)	24,2	24,6	24,9	25,1	25,5	25,8
Europa(B)	13,5	13,8	14,0	14,3	14,3	14,3
Asia-Oceania(C)	8,1	8,1	8,1	8,1	7,9	7,8
Paesi non OCSE	47,4	48,8	49,5	50,5	51,5	52,6
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,6	4,5	4,5	4,7	4,8
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Cina	10,8	11,6	12,0	12,6	13,0	13,5
Altri Asia	11,8	12,5	13,1	13,5	13,9	14,3
America Latina	6,9	6,7	6,4	6,5	6,4	6,4
Medio Oriente	8,4	8,5	8,5	8,5	8,4	8,5
Africa	4,1	4,2	4,3	4,3	4,3	4,4
TOTALE MONDO	93,1	95,3	96,4	97,9	99,2	100,6

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.
(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.
(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda; dal 2012 anche Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2019.

Nel 2019 i consumi di petrolio sono attesi superare per la prima volta la soglia dei 100 milioni di b/g (tavola 1.3), livello superiore di oltre 23 milioni rispetto a quello di 20 anni fa, quando si dava per imminente il raggiungimento del picco dei consumi e i prezzi del petrolio si erano appena ripresi dai minimi storici sotto i 10 $/b. Tempi tecnologici e limiti fisici per lo sviluppo di alternative di consumo, preferenze dei consumatori ed esperienza del passato mostrano come questa fonte mantenga ancora un ruolo primario nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici.
Sotto la spinta della crescita economica, è sempre l'Asia che guida l'espansione della domanda di petrolio a livello mondiale, con maggiori consumi nel 2018 per 1 milione b/g su un totale di 1,3. Ancora una volta è la Cina che contribuisce di più, anche se segna un leggero rallentamento della sua corsa ormai ventennale.

Grazie alla forza dell'economia interna, salgono anche i consumi del Nord America, dopo tre anni di stabilità, con la benzina, il prodotto che conta per oltre la metà dei consumi, in leggero calo, mentre aumentano i consumi dei condensati, assorbiti dalla petrolchimica, e dei distillati medi, destinati all'agricoltura e ai trasporti interni, in particolare a quelli aerei. Di rilievo appare la debolezza dei consumi interni di benzina, soprattutto in quanto riconducibile a una maggiore efficienza del parco auto statunitense, ad oggi non particolarmente elevata e dunque con enormi spazi di miglioramento, che cominciano a essere sfruttati con motori più piccoli e più efficienti. Aumenta anche la penetrazione dell'auto elettrica negli Stati Uniti, con un picco nel 2018 (che porta a poco meno del 2% delle nuove immatricolazioni), e di quella ibrida, funzionante con un motore a benzina, ma più efficiente grazie all'accumulo di elettricità poi utilizzato da un motore elettrico complementare. In Europa, invece, i consumi petroliferi nel 2018 sono rimasti costanti, per effetto di dinamiche delle singole economie sostanzialmente piatte e di una penetrazione dell'auto elettrica intorno all'1,5%, sia pure in sensibile crescita, a scapito del motore a combustione interna, incluso quello diesel, che rimane allo stato predominante per la mobilità delle persone e delle merci e le cui prospettive sono legate a politiche ambientali e di mobilità nei grandi paesi, e in particolare della Germania, ancora non compiutamente definite.

TAV. 1.3 *Produzione mondiale di petrolio dal 2014 al 2018 e previsione per il 2019*

Milioni di barili/giorno

	2014	2015	2016	2017	2018	PREVISIONE 2019
Paesi OCSE	22,9	23,9	23,4	24,2	26,7	28,1
Americhe	19,1	20,0	19,5	20,3	22,8	24,2
Europa	3,3	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5
Paesi non OCSE e non OPEC	29,2	31,4	31,1	30,9	31,1	31,4
Russia e altri paesi CSI	13,9	14,0	14,2	14,3	14,6	14,6
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,2	4,3	4,0	3,9	3,8	3,8
Resto Asia	3,5	3,6	3,6	3,5	3,3	3,2
America Latina	4,4	4,6	4,5	4,5	4,5	4,8
Medio Oriente	1,3	3,3	3,3	3,2	3,3	3,3
Africa	1,8	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Biocarburanti[A]	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7
TOTALE NON OPEC	56,6	59,8	59,1	59,9	62,7	64,4
TOTALE OPEC[B]	37,1	36,6	37,8	37,5	37,4	35,7
Greggio	30,7	31,4	32,4	32,0	31,9	30,4
Gas liquidi	6,4	5,2	5,4	5,5	5,5	5,2
TOTALE MONDO	93,6	96,4	96,9	97,4	100,1	100,1
Variazione scorte[C]	0,5	1,1	0,5	-0,6	0,9	0,4

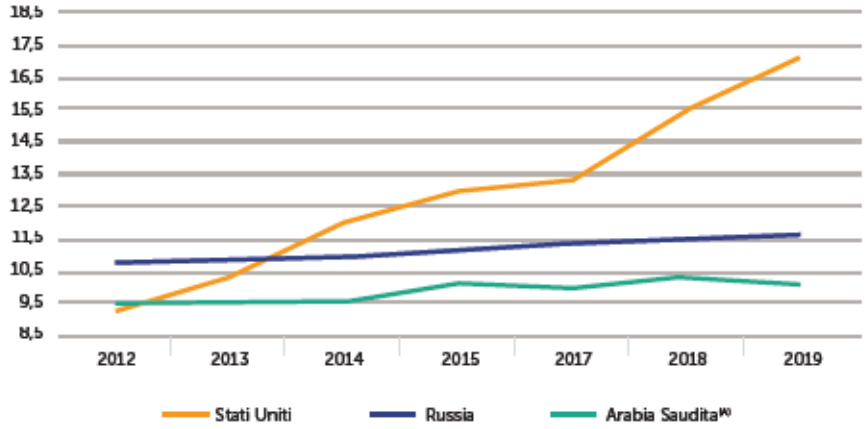
(A) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.
(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC.
(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, Aprile 2019.

CAPITOLO 1

FIG. 1.1 *Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori*

Milioni di barili/giorno; previsioni per il 2019



(A) Media del primo trimestre.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE.

Con riferimento invece al lato dell'offerta, la produzione di petrolio ha confermato nel 2018 le tendenze emerse negli ultimi anni, con gli Stati Uniti (figura 1.1) che segnano nuovi record produttivi grazie alla tecnologia della fratturazione, *fracking*, e ai suoi costi in ulteriore riduzione. In aggiunta, la facilità di accesso al credito negli Stati Uniti costituisce un altro elemento che facilita nuovi investimenti, nonostante la bassa capacità di molte imprese del settore a generare utili stabili. È soprattutto il bacino del Permiano, che si estende in gran parte nel Texas, a mantenere alti tassi di crescita, con volumi addizionali dell'ordine di 1 milione b/g all'anno e che hanno portato la produzione dell'area a oltre 4 milioni di b/g a inizio 2019, su un totale da fratturazione di circa 8 milioni di b/g. Limiti fisici, per assenza di oleodotti di trasporto, impediscono maggiori volumi di esportazioni dal Texas, ormai diventato un protagonista a pieno titolo del mercato internazionale, in maniera indipendente, come da tradizione, rispetto al resto degli Stati Uniti.

Gli investimenti delle grandi compagnie internazionali, in particolare la Exxon, e il tentativo di acquisizione della Anadarko da parte della Chevron ad aprile 2019, confermano il carattere strutturale dello spostamento del mercato sull'area di Houston, il capoluogo del Texas sul Golfo del Messico diventato lo sbocco dei nuovi flussi. Ciò appare un ritorno agli assetti di mercato degli anni '20 del secolo scorso, quando tutto il mercato globale, allora minuscolo, ruotava sulle esportazioni del Texas e le tecnologie e gli assetti, quelli che poi avrebbero dominato fino a oggi, si stavano allora formando. L'effetto sul mercato del boom americano è che la crescita della domanda mondiale di petrolio degli ultimi 4 anni è stata in gran parte coperta dagli Stati Uniti e solo in misura minore dagli altri paesi non OPEC, mentre la produzione OPEC si è mantenuta stabile sui 32 milioni di b/g, quota, oggi al 32%, che prosegue nella sua lenta discesa (tavole 1.4 e 1.5).

L'OPEC, guidato come sempre dall'Arabia Saudita, ha mantenuto un alto grado di rispetto degli accordi, di fatto quelli entrati in vigore il primo gennaio 2017 e faticosamente raggiunti a fine 2016. Ciò ha favorito un maggiore impegno anche da parte del gruppo dei paesi non OPEC, guidato dalla Russia. Il contenimento della produzione è stato il fattore che più ha aiutato a mantenere il livello dei prezzi, almeno fino all'inizio di ottobre 2018. La stabilità dell'offerta OPEC è stata favorita anche dal crollo della produzione del Venezuela, scesa a fine 2018 a 1 milione b/g, circa la metà dei livelli di inizio 2017, a seguito della crisi politica e istituzionale che ha investito il paese.

TAV. 1.4 *Produzione trimestrale di greggio OPEC*

Milioni di barili/giorno

	2017					2018					2019(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Arabia Saudita	9,88	9,97	9,99	9,99	9,96	9,95	10,14	10,43	10,78	10,33	10,06
Iran	3,78	3,77	3,83	3,82	3,80	3,83	3,84	3,62	3,03	3,58	2,73
Iraq	4,46	4,50	4,48	4,44	4,47	4,45	4,48	4,65	4,67	4,56	4,65
Emirati Arabi Uniti	2,96	2,93	2,94	2,90	2,93	2,84	2,88	3,00	3,26	3,00	3,06
Kuwait	2,71	2,71	2,70	2,70	2,71	2,70	2,71	2,79	2,78	2,75	2,71
Qatar(B)	0,60	0,62	0,60	0,61	0,61	0,60	0,61	–	–	–	–
Angola	1,64	1,64	1,67	1,63	1,64	1,55	1,49	1,48	1,45	1,49	1,45
Nigeria	1,39	1,49	1,62	1,62	1,53	1,66	1,51	1,62	1,63	1,60	1,66
Libia	0,66	0,71	0,94	0,98	0,82	1,01	0,89	0,90	1,08	0,97	0,97
Algeria	1,05	1,06	1,06	1,02	1,05	1,01	1,03	1,06	1,07	1,04	1,03
Congo(B)	–	–	–	–	–	0,31	0,33	0,33	0,33	0,32	0,34
Gabon	0,20	0,20	0,20	0,21	0,20	0,21	0,19	0,19	0,18	0,19	0,21
Guinea Equatoriale	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11
Ecuador	0,52	0,53	0,54	0,53	0,53	0,52	0,53	0,53	0,52	0,52	0,53
Venezuela	2,08	2,05	1,99	1,75	1,96	1,54	1,39	1,33	1,30	1,40	1,08
TOTALE	32,07	32,31	32,68	32,32	32,35	32,32	32,12	32,04	32,18	31,88	30,58

(A) Media del primo trimestre.
(B) Paesi entranti o uscenti nell'OPEC nel periodo considerato.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, Aprile 2019.

TAV. 1.5 *Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno*

Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2015	2016	2017	2018	2019(A)	2015	2016	2017	2018	2019(A)
Arabia Saudita	12,29	12,20	12,20	12,04	12,02	2,10	2,07	1,72	1,40	2,20
Iran	3,60	3,75	3,75	3,85	3,85	0,80	0,30	0,03	–	–
Iraq	4,04	4,61	4,66	4,84	4,90	0,06	0,16	0,02	0,14	0,36
Emirati Arabi Uniti	2,93	3,10	3,14	3,35	3,39	0,04	0,20	0,01	0,09	0,34
Kuwait	2,82	2,93	2,93	2,92	2,93	0,04	0,00	0,12	0,12	0,23
Qatar	0,70	0,67	0,67	0,62	–	0,04	0,00	0,04	0,02	–
Angola	1,80	1,67	1,78	1,58	1,50	0,01	0,01	0,13	0,10	0,05
Nigeria	1,89	1,70	1,70	1,72	1,72	0,09	0,20	0,31	0,06	0,08
Libia	0,49	0,60	0,65	1,07	1,10	0,08	0,06	0,03	0,08	0,00
Algeria	1,14	1,12	1,13	1,07	1,05	0,03	0,01	0,00	0,01	0,03
Congo°	–	–	–	0,34	0,35	–	–	–	0,00	0,00
Gabon	0,23	0,23	0,23	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Guinea Equatoriale	–	–	–	0,13	0,12	–	–	–	0,01	0,00
Ecuador	0,57	0,56	0,56	0,54	0,54	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01
Venezuela	2,50	2,14	2,20	1,25	0,87	0,08	0,11	0,08	0,00	0,00
TOTALE	**34,60**	**35,00**	**35,11**	**35,60**	**35,24**	**4,00**	**3,40**	**3,13**	**2,51**	**3,39**

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2019.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, Aprile 2019.

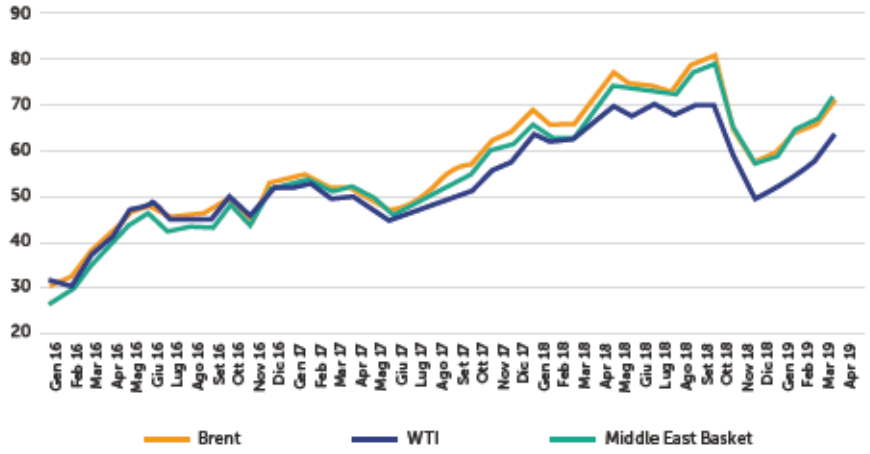
Prezzi dei greggi

Il prezzo del greggio Brent, la qualità di riferimento per l'Europa, il 4 ottobre 2018 ha raggiunto un picco di 86 $/b, record che non veniva toccato da 4 anni, precisamente dall'ottobre 2014, quando il crollo dai 110 $ era appena iniziato (figura 1.2).

I movimenti al rialzo intorno alla metà 2018, sono riconducibili alla decisione degli Stati Uniti di reintrodurre le sanzioni contro le esportazioni dell'Iran. Già l'annuncio della decisione a maggio 2018 aveva spinto i prezzi, ma poi soprattutto l'avvicinarsi della scadenza del 5 novembre, aveva accresciuto le preoccupazioni circa il venir meno dal mercato internazionale di 2 milioni di b/g di esportazioni iraniane. In realtà, l'Arabia Saudita aveva messo contestualmente in campo un aumento di produzione, di circa mezzo milione b/g che, assieme a quello degli altri membri, ha permesso un volume addizionale di offerta di 1 milione b/g in ottobre e a novembre 2018, in corrispondenza della flessione delle esportazioni iraniane.

FIG. 1.2 *Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2016*

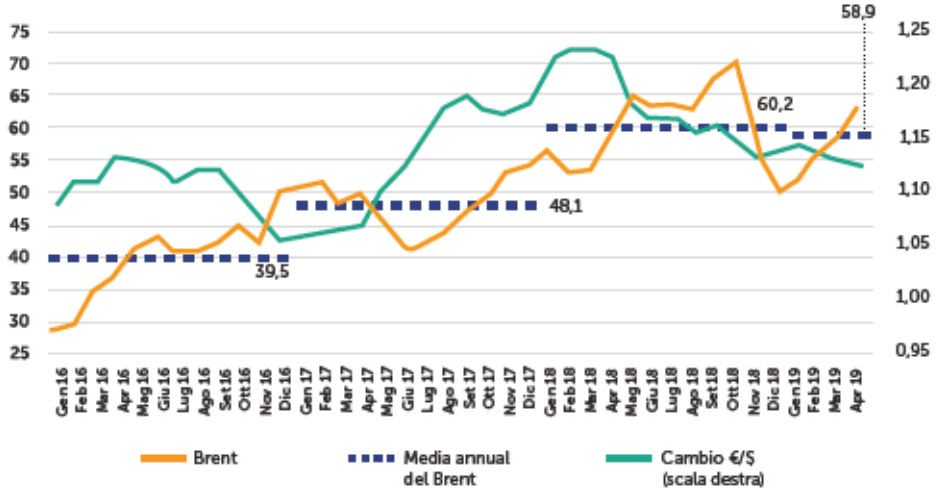
$/barile



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 *Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio*

€/barile



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Platts e Banca d'Italia.

Con lo stesso obiettivo di contenere le conseguenze sui prezzi, in corrispondenza con il riavvio delle sanzioni, gli Stati Uniti hanno concesso, a sorpresa, esenzioni alle importazioni dall'Iran di 8 paesi, fra cui l'Italia, per un periodo di sei mesi e per un volume totale di 1 milione b/g. Aumento della produzione ed esenzioni si sono tradotti in una crescita dell'offerta che, a fronte del rallentamento della domanda per un inverno mite, ha fatto crollare i prezzi fino al minimo di 50 $/b di fine dicembre 2018. Con l'inizio del 2019, una maggiore disciplina OPEC ha risollevato il mercato e, proprio il mancato rinnovo delle esenzioni agli 8 paesi nel maggio 2019, ha fatto ritornare i prezzi oltre la soglia dei 70 $/b.

Per i consumatori europei i rialzi del 2017 erano risultati contemperati da un apprezzamento dell'euro sul dollaro, mentre nel 2018 gli ancora più spiccati aumenti del prezzo del barile sono stati enfatizzati dalla debolezza dell'euro rispetto alla valuta statunitense (figura 1.3).

CAPITOLO 1

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

È proseguita anche nel 2018 la crescita dei consumi mondiali di gas (tavola 1.6), facendo segnare un incremento del 4,6% rispetto al 2017, per 168 G(m^3) aggiuntivi: l'area OCSE ha contribuito per 60 G(m^3), la Russia e gli altri paesi ex CSI per 63 G(m^3) e la Cina per 11 G(m^3). L'Europa, viceversa, ha mostrato, dopo 3 anni di crescita, un calo dei consumi del 3,3%, da 486 a 470 G(m^3).

All'interno dell'area OCSE (tavola 1.7), i volumi incrementali sono da attribuirsi in gran parte all'area americana, per 69 G(m^3), mentre la crescita nell'area asiatica non compensa la riduzione europea: +8 G(m^3) contro -19 G(m^3). La maggior parte della crescita nelle Americhe OCSE è stata guidata dagli Stati Uniti (+10,5%), dove sono stati aggiunti 14,5 GW di capacità netta a gas nella generazione di energia elettrica nel 2018. Inoltre, le condizioni meteorologiche del 2018, con il susseguirsi di diversi periodi di freddo e caldo estremo, hanno dato impulso al consumo di gas naturale nella termoelettrica, che conta per un terzo del consumo interno.

La diminuzione osservata nelle forniture di gas naturale in Europa OCSE è avvenuta per effetto combinato di temperature superiori alla media e di una domanda debole tanto nell'industria quanto nella termoelettrica, oltre che per la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili.

A livello di Unione europea (tavola 1.8), al calo nel 2018 di 16 G(m^3) hanno contribuito la Germania con 7,2 G(m^3) in meno tra 2017 e 2018 e i Paesi Bassi con 3,4 G(m^3) in meno: se nel 2017 la riduzione della produzione elettrica a carbone in quest'ultimo paese era stata sostituita da maggiori consumi di gas nelle centrali termoelettriche, nel 2018 si è invece ricorso a maggiori importazioni di elettricità. In Italia secondo questa fonte la riduzione dei consumi è stata di 2,5 G(m^3) e in Francia di 2 G(m^3). Solo nel Regno Unito si è avuto un aumento per circa 1,2 G(m^3), nonostante il calo nella termoelettrica. Restano invece pressoché invariati i consumi degli altri membri dell'Unione.

TAV. 1.6 *Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo*
G(m^3)

	2014	2015	2016	2017	2018
Paesi OCSE	1.602	1.623	1.687	1.704	1.764
Paesi ex URSS	570	604	599	606	669
Altri paesi	1.221	1.171	1.257	1.335	1.379
TOTALE MONDO	**3.393**	**3.398**	**3.543**	**3.644**	**3.812**
di cui Unione europea	417	436	468	486	470

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE, BP e Cedigaz.

TAV. 1.7 *Bilancio del gas naturale nell'area OCSE*

G(m³)

AREA DI CONSUMO	2014	2015	2016	2017	2018
OCSE Americhe					
Produzione interna	943	979	973	996	1089
Saldo import/export	1	-8	-15	-42	-59
Disponibilità	944	971	958	954	1030
Variazione scorte	9	16	-10	-8	-10
Consumo apparente	935	955	968	962	1040
Consumo effettivo	935	947	960	952	1023
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	72	71	112	132	149
Saldo import/export	151	139	113	101	90
Disponibilità	223	210	225	233	239
Variazione scorte	1	0	-2	1	2
Consumo apparente	222	211	227	232	237
Consumo effettivo	216	206	224	225	233
OCSE Europa					
Produzione interna	252	246	243	244	235
Saldo import/export	208	224	249	281	285
Disponibilità	460	470	492	525	520
Variazione scorte	7	-3	-12	-2	11
Consumo apparente	453	473	504	527	509
Consumo effettivo	452	470	502	527	508
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.267	1.296	1.328	1.360	1.474
Saldo import/export	360	355	347	340	316
Disponibilità	1.627	1.651	1.675	1.700	1.790
Variazione scorte	17	13	-24	-9	3
Consumo apparente	1.610	1.638	1.699	1.709	1.787
Consumo effettivo	1.603	1.623	1.686	1.704	1.764

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2019.

TAV. 1.8 *Consumi di gas naturale nell'Unione europea*
G(m^3)

	2014	2015	2016	2017	2018	DIFFERENZA 2018-2014
Austria	7,8	8,3	8,7	9,5	9	1,2
Belgio	15,6	16,8	17	17,3	17,7	2,1
Bulgaria	2,8	3	3,1	3,2	3,1	0,3
Croazia	2,4	2,6	2,7	3,1	2,8	0,4
Danimarca	3,2	3,2	3,2	3,1	3	-0,2
Estonia	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0
Finlandia	3,1	2,7	2,5	2,3	2,6	-0,5
Francia	36,9	39,8	43,2	42,9	40,9	4,0
Germania	77,6	81,3	89,1	92,5	85,3	7,7
Grecia	2,9	3,2	4,1	4,9	4,9	2,0
Irlanda	4,4	4,4	5,1	5,2	5,4	1,0
Italia	61,9	67,5	70,9	75,2	72,7	10,8
Lettonia	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4	0,1
Lituania	2,5	2,5	2,2	2,3	2,3	-0,2
Lussemburgo	1	0,9	0,8	0,8	0,8	-0,2
Paesi Bassi	40,3	40,1	42	46,4	43	2,7
Polonia	17,9	18,2	19,1	20,4	20,8	2,9
Portogallo	4,1	4,7	5,2	6,2	5,8	1,7
Regno Unito	70,9	72,2	81,5	79,6	80,9	10,0
Repubblica Ceca	7,5	7,9	8,5	8,7	8,3	0,8
Romania	11,6	11,2	11,4	12,3	12	0,4
Slovacchia	3,8	4,8	5	4,7	4,6	0,8
Slovenia	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,1
Spagna	27,2	28,2	28,8	31	31	3,8
Svezia	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	-0,1
Ungheria	8,5	9,1	9,7	10,4	10,1	1,6
Unione europea	**417,4**	**436**	**467,5**	**485,6**	**470,6**	**53,2**

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e Jodi Gas World Database.

TAV. 1.9 *Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza*
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2014	2015	2016	2017	2018
America del Nord	109,1	107,2	122,7	126,8	116,4
Asia(A)	3,1	2,8	1	0,1	0,0
Europa	0,5	0,5	0,4	0,0	0,3
Altre aree	8,9	10	9,3	6,3	5,7
Totale import area: OCSE Americhe	**121,6**	**120,5**	**133,5**	**133,1**	**122,5**
Oceania	26,9	29	38,6	46,0	51,6
Asia(A)	101	96,7	88,2	79,5	74,8
Europa e Russia	15,5	14,6	14	13,2	12,6
Altre aree	36,3	33,1	30,7	37,1	42,9
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	**179,7**	**173,4**	**171,5**	**175,9**	**181,9**
Europa	346,8	351,2	354,8	377,8	376,7
Russia	51,3	56	59,4	69,0	76,9
Asia(A)	28,4	36	32,4	23,6	24,3
Altre aree	222,3	221	245,2	268,8	272,2
Totale import area: OCSE Europa	**648,8**	**664,3**	**691,7**	**739,2**	**750,1**

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.
Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2019.

Offerta di gas naturale

Nel 2018, la produzione OCSE di gas naturale è aumentata di ben 114 G(m³) rispetto al 2017. La maggior parte della crescita è stata osservata nelle Americhe e più specificatamente negli Stati Uniti, +89 G(m³), grazie alla spinta produttiva dello *shale gas* da fratturazione. Di rilievo è stato anche l'incremento produttivo dell'area Asia Oceania, dove l'Australia ha fatto registrare un incremento del 15,9%, per 18 G(m³), grazie all'avvio di nuovi treni di esportazione di GNL.

L'Europa OCSE ha subito un calo del 3,6% nella produzione di gas naturale, quale effetto dell'impegno di ridurre lo sfruttamento del giacimento olandese di Groningen nei Paesi Bassi (-9,6%), al fine di limitare i microsismi attribuiti al suo progressivo esaurimento (ancora tavola 1.7).

L'import nei paesi OCSE di Asia e Oceania è cresciuto del 3,4%, mentre quello dell'Europa OCSE dell'1,5%, soprattutto per effetto della domanda debole; viceversa, si è ridotto dell'8% quello dei paesi OCSE delle Americhe, che hanno beneficiato del boom interno di produzione dello *shale gas*.

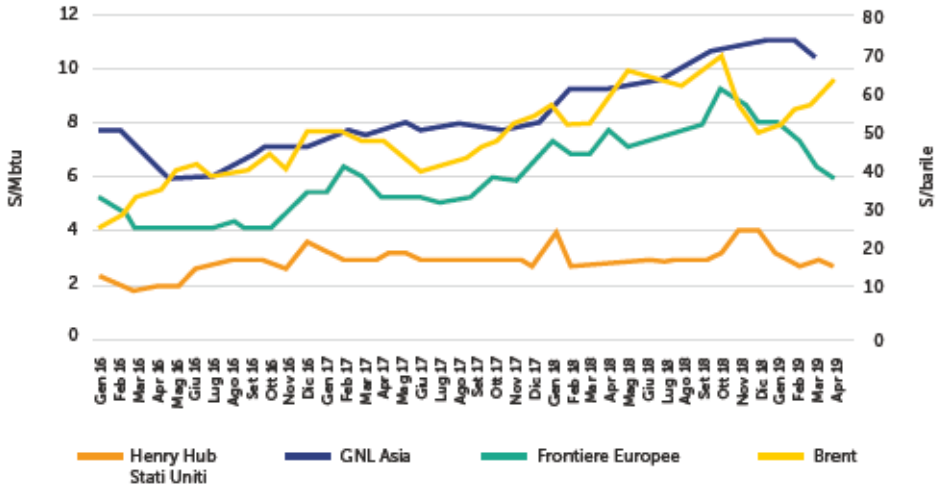
Le esportazioni totali OCSE di gas naturale sono aumentate del 4,4% nel 2018 rispetto al 2017, pari a 31 G(m³) in più, di cui 14 G(m³) di GNL (tavola 1.9).

Più in dettaglio, le importazioni dell'Europa, al netto dei flussi inter-area, hanno raggiunto un nuovo massimo nel 2018 a 320,6 G(m³), con un incremento del 2,5%, con quelle via tubo stabilizzatesi intorno a 250 G(m³), mentre quelle via GNL sono salite del 10%. Ciò conferma come l'Europa sia interessata dall'espansione del commercio mondiale di GNL anche con impatti positivi dalla concorrenza tra fonti.

Le importazioni totali dalla Russia hanno raggiunto un nuovo record a 200 G(m³). Il secondo fornitore dell'Europa, la Norvegia, ha aumentato leggermente le sue esportazioni da 114 a 118 G(m3). Sostanzialmente stabili gli altri fornitori Algeria, Libia e Qatar.

FIG. 1.4 *Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent*

$/MBtu per il gas, $/barile per il Brent



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

Prezzo del gas

Il mercato asiatico mantiene i prezzi del gas più elevati, con una media nel 2018 di 9,86 $/MBTu, seguito da quello europeo con 7,70 $/MBTu e, a distanza, dal mercato nordamericano con 3,17 $/MBTu all'*Henry Hub* (figura 1.4).

La crescita rispetto all'anno precedente è stata di circa 2 $/MBTu sui mercati asiatici ed europei, e di solo 18 centesimi su quello statunitense, con un allargamento della forbice di prezzi rispetto ai primi due e con un beneficio nei margini dell'export di GNL dagli Stati Uniti. Le dinamiche di prezzo infrannuali dei 3 macromercati evidenziano i diversi driver: sui mercati asiatici ed europei, ove è forte il legame con i prezzi petroliferi, sono avvenute oscillazioni in corso d'anno di 2,5 $/MBTu tra minimo e massimo, pur con andamenti non sovrapponibili a motivo delle diverse formule di indicizzazione, mentre il mercato nordamericano, esente dall'influenza del prezzo del petrolio, ha mostrato oscillazioni ben inferiori (1,5 $/MBTu).

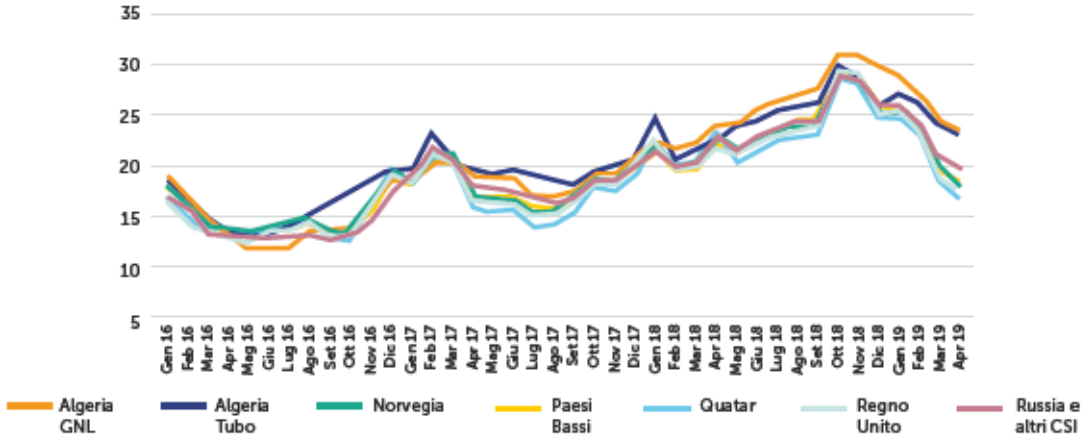
Guardando al prezzo alle frontiere europee, espresso in metri cubi per favorire comparazioni con i dati riportati nel prosieguo per altre fasi della filiera, nel 2018 esso è stato pari a 23,81 c€/m^3 contro 18,07 c€/m^3 del 2017. Nel corso dell'anno il prezzo di importazione medio europeo ha fatto osservare un'impennata di quasi 10 c€/m^3 tra febbraio e ottobre, poi riassorbita nei sei mesi successivi. Solo la Spagna, approvvigionandosi per una quota rilevante con GNL con contratti indicizzati al petrolio, ha avuto prezzi di importazione esenti da tali punte, sia al rialzo sia in diminuzione, osservate alle altre frontiere. Il prezzo alle frontiere italiane è stato superiore alla media europea di 0,78 c€/m^3, dimezzando il differenziale del 2017 di 1,49 c€/m^3.

Mettendo a raffronto i prezzi di importazione in Europa per paese di provenienza (figura 1.5), le forniture algerine risultano le più onerose e quelle dal Qatar le più economiche. Il differenziale tra prezzo massimo e minimo delle forniture è 3,36 c€/m^3 nel 2018 (+ 0,5 c€/m^3 rispetto al 2017).

Ponendo in relazione il prezzo medio di importazione della Germania, quale miglior *proxy* rispetto al prezzo dei contratti pluriennali del mercato europeo, e il prezzo spot sull'*hub* tedesco NCG si è registrato nel 2018 un differenziale negativo di ben 4,1 c€/m^3 a favore del primo, contro un modesto 0,7 c€/m^3 dell'anno precedente: anche in questo caso sono le dinamiche dei prezzi dei prodotti petroliferi, sottostanti una parte dei contratti di lungo periodo, a spiegare la divaricazione della forbice creatasi nel 2018 rispetto ai prezzi spot. La media dei prezzi sugli *hub* europei è stata nel 2018 di 24,4 c€/m^3 contro i 18,6 c€/m^3 del 2017. Il prezzo al PSV è stato sempre al di

FIG. 1.5 *Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento*

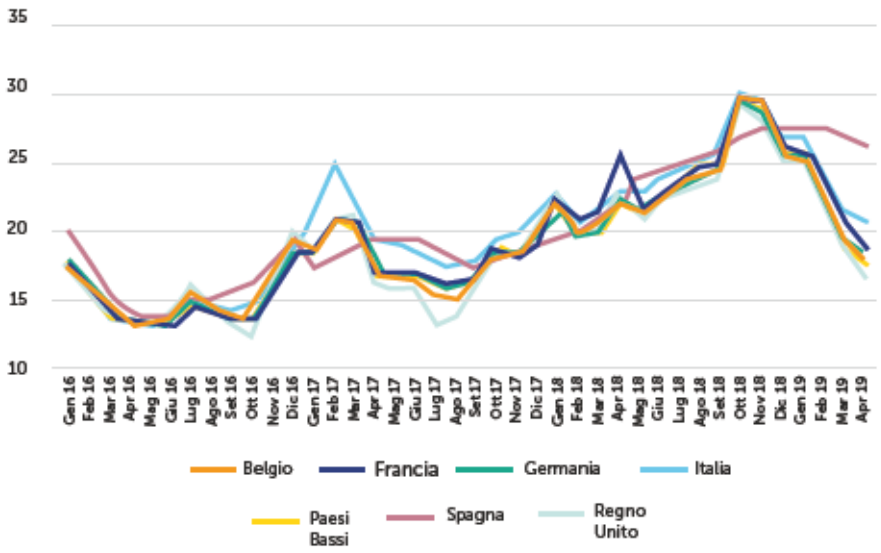
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.6 *Prezzo alla frontiera per paese importatore*

c€/m³



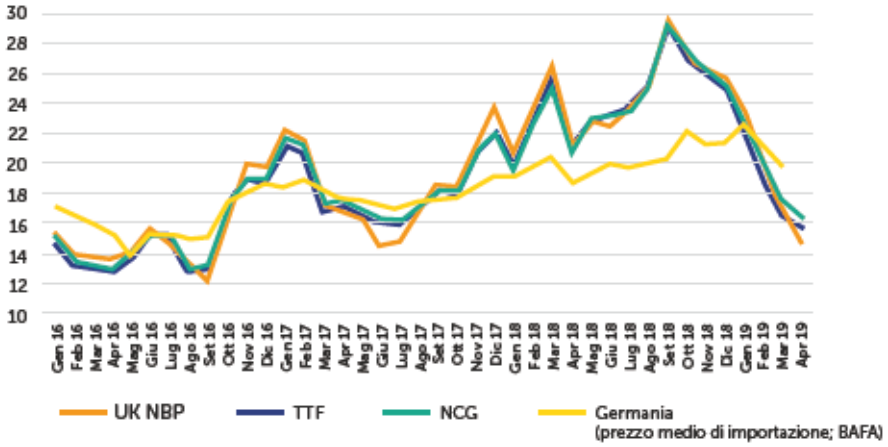
Fonte: World Gas Intelligence.

sopra di tutti gli altri *hub* nel corso del 2018: il differenziale rispetto al TTF è stato di 2,22 c€/m³ e di 2,24 c€/m³ rispetto al NCG, leggermente ridotto il primo rispetto a quello medio del 2017 (2,35 c€/m³), ma cresciuto il secondo (2,07 c€/m³ nel 2017). Per questi ultimi raffronti si vedano le figure 1.6, 1.7 e 1.8.

CAPITOLO 1

FIG. 1.7 *Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere*

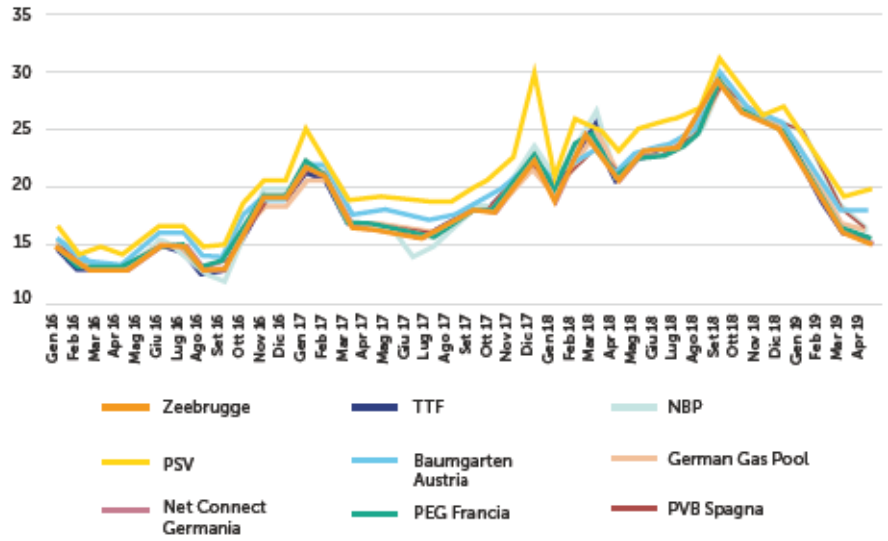
€/m³



Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

FIG. 1.8 *Prezzo del gas naturale negli hub europei*

c€/m³



Fonte: Platts.

Mercato internazionale del GNL

Per il quinto anno consecutivo, il commercio di GNL ha stabilito un nuovo primato, raggiungendo 313,8 Mt (milioni di tonnellate), vale a dire un incremento di 24 Mt dal 2017 (+8,3%). Il mercato asiatico è all'origine del nuovo balzo della domanda mondiale di GNL: la Cina ha infranto il proprio precedente record con un'importazione incrementale di 15,8 Mt nel 2018, determinata dalla sempre robusta crescita economica, nonché dall'implementazione delle politiche ambientali volte a promuovere lo spostamento dal carbone al gas. Altri mercati chiave nella crescita mondiale del GNL sono stati Corea del Sud, India e Pakistan. Il Giappone resta il principale importatore di GNL con una quota del 27%; i primi quattro importatori (Giappone, Cina, India e Sud Corea) coprono i 2/3 del totale.

Lato offerta, anche nel 2018 è il Qatar il maggiore esportatore di GNL (tavola 1.10), con una quota del 24%; assieme ad Australia, Malesia e USA, copre il 60% dell'esportazione globale di GNL.
La continua crescita del commercio è stata sostenuta da un aumento della produzione di GNL dagli impianti di liquefazione a seguito della forte domanda in Asia e, di conseguenza, dei prezzi crescenti osservati nel 2018 in tutto il mondo. Per effetto della maggior produzione australiana e della sostenuta domanda cinese, i flussi commerciali intra-Pacifico hanno raggiunto un volume di 122,6 Mt.

Tra gennaio 2018 e febbraio 2019, sono stati aggiunti 36,2 Mt/a di capacità di liquefazione (da 362,3 a 391,9 Mt/a), ed è stata dismessa capacità per 5,6 Mt/a. Tra l'altro, il primo progetto di liquefazione galleggiante, Kribi FLNG in Camerun, è divenuto operativo. Il tasso di utilizzo degli impianti di liquefazione è stato pari all'87% nel 2018, due punti percentuali in più rispetto al 2017.
Gli Stati Uniti sono stati ancora una volta importanti protagonisti della crescita di offerta di GNL con l'aggiunta di 8,2 Mt, per effetto della piena operatività dei nuovi treni a Sabine Pass GNL e dell'entrata in servizio dell'impianto di Cove Point GNL.
La capacità di liquefazione in Russia è cresciuta di 11 Mt/a anche per l'entrata in funzione dei 3 treni di Yamal LNG, mentre in Australia l'aumento è stato di 12,2 Mt grazie ai nuovi progetti Wheatstone LNG e Ichthys LNG.
Il 2019 è atteso essere un altro anno di forte ampliamento della capacità di liquefazione: a inizio anno, 101 Mt/a (Mt/anno) di ulteriore capacità di liquefazione risulta in costruzione, o comunque approvata nella sua realizzazione; in particolare, gli Stati Uniti vareranno oltre 29 Mt/a di tale nuova capacità. Nel corso del 2018 e nei primi mesi del 2019 hanno raggiunto la decisione finale di investimento: 14 Mt/a di capacità in GNL Canada T1-2 e 4,5 Mt/a in Corpus Christ GNL T3, 15,6 Mt/a in Golden Pass GNL, e, in Russia, 16,5 Mt/a di capacità in Yamal LNG T1-3.

La capacità di rigassificazione ha avuto una crescita netta di 6,2 Mt/a durante il 2018: 22,8 Mt/a di nuove aggiunte a cui vanno sottratti 16,6 Mt/a di 4 unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) rimosse nel corso dell'anno. Gran parte di questa capacità addizionale di rigassificazione è stata realizzata in Cina (10,6 Mt/a); 2 terminali di rigassificazione sono stati aggiunti in nuovi mercati, Panama e Bangladesh, portando il numero di mercati di GNL a livello mondiale a 36.
Cina e India hanno fatto registrare un tasso di utilizzo dei terminali di rigassificazione superiore all'85%.
Si segnala un'ulteriore capacità di rigassificazione in fase di costruzione per 129,7 Mt/a a partire da febbraio 2019, con anche impianti situati in nuovi mercati, quali il Bahrain, le Filippine, la Russia (Kaliningrad) e il Ghana; 36,4 Mt/a di tale capacità sono previsti entrare in funzione durante il 2019, in gran parte in India e Cina. Uno dei più grandi impianti di rigassificazione degli ultimi anni è in costruzione in Kuwait, con 11,3 Mt/a di capacità iniziale espandibile a 22,3 Mt/a, previsto in operatività nel 2021.
La flotta di metaniere ammonta a 525 navi a febbraio 2019, incrementata dell'11,5% nel 2018, con 53 nuove navi.

Il commercio a breve-medio termine ha raggiunto 99 Mt nel 2018, con un incremento di 14,5 Mt su base annua, e rappresenta il 31% del commercio di GNL lordo totale: è il secondo anno consecutivo che il mercato "non-lungo termine" è cresciuto, il che può essere spiegato dalla crescente offerta di GNL e dall'elevata elasticità della domanda. Come con il commercio mondiale totale, la crescita dell'offerta e della domanda a breve è stata più forte nel bacino del Pacifico. Notevole è stato l'aumento dell'offerta a breve termine da Australia, (+6,4 Mt); lato domanda, la maggior crescita delle importazioni non-lungo termine è stata determinata dalla Cina (+10 Mt).

TAV. 1.10 *Principali paesi importatori ed esportatori di GNL*

Mt

PAESI IMPORTATORI	2018
Giappone	82,5
Cina	54,0
Corea del Sud	44,0
India	22,4
Taiwan	16,8
Spagna	10,8
Turchia	8,3
Francia	7,8
Pakistan	6,9
Italia	6,1
Altri	54,2
TOTALE	313,8

PAESI ESPORTATORI	2018
Qatar	76,8
Australia	66,7
Malesia	24,7
USA	20,65
Nigeria	19,7
Russia	18,3
Indonesia	18,2
Trinidad &Tobago	11,6
Algeria	10,1
Oman	10
Altri	37,1
TOTALE	313,8

Fonte: IGU.

TAV. 1.11 *Commercio globale di GNL nel 2018*

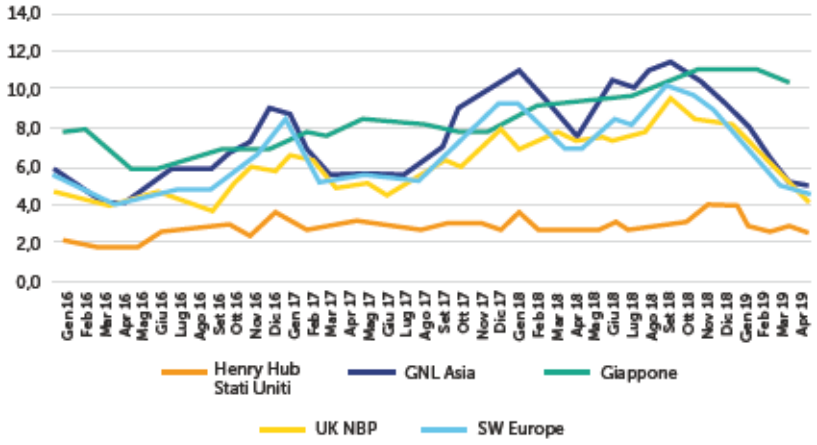
Mt

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI								
	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA-PACIFICO	TOTALE	RI-ESPORTAZIONI RICEVUTE	RI-ESPORTAZIONI CONSEGNATE
Asia	10,1	0,5	1,6	4,3	27,6	38,7	82,8	1,3	-0,1
Asia-Pacifico	4,5	0,3	11,2	9,9	44,2	83,9	154,1	–	–
Europa	15,8	6,4	4,4	7,6	17,0	–	51,2	0,7	-2,9
Nord America	1,1	0,1	0,2	7,8	–	0,2	9,3	0,1	-0,0
Sud America	1,3	0,2	0,4	4,7	1,2	–	7,7	0,1	-0,1
Medio Oriente	2,2	0,3	0,3	2,0	2,0	0,1	6,9	0,3	–
Africa	0,2	–	0,1	0,2	0,9	–	1,4	0,1	–
TOTALE	35,1	7,7	18,3	36,4	92,9	122,9	313,4	2,6	-3,1

Fonte: IGU.

FIG. 1.9 *Prezzi del GNL per aree*

$/MBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

Nella matrice import/export di GNL del 2018 (tavola 1.11) si apprezza la predominanza dei flussi all'interno dell'area Asia Pacifico che contano per circa un quarto del commercio mondiale di GNL (83,9 Mt); gli altri 2 macroflussi prevalenti sono tra Asia Pacifico e Asia (38,7 Mt), e fra Medio Oriente e Asia Pacifico (44,2 Mt). Le riesportazioni sono ammontate nel 2018 a circa 3 Mt. In Europa, da un anno all'altro, spicca la crescita nel 2018 delle esportazioni sia da Russia (da 0,1 a 4,4 Mt), così come dalle Americhe, da 5,7 a 7,6 Mt.

Il tasso di utilizzo dei rigassificatori in Europa è cresciuto tra 2017 e 2018 dal 30% al 33%, dove è l'Italia a segnare il valore massimo (+56%) e il Regno Unito quello minimo (15%).

Prezzi del GNL

La maggior parte dei prezzi di GNL in tutto il mondo ha mostrato una tendenza al rialzo nel 2018, guidata dall'aumento dei prezzi del petrolio e dalla forte domanda di GNL in Asia.

Il prezzo medio 2018 del GNL importato in Asia è stato pari a 9,9 $/MBTU, mentre quello importato in Europa Sud-Occidentale a 8,3 $/MBTU, segnando incrementi rispetto al 2017 rispettivamente di 2,8 e 2 $/MBTU. Il differenziale di prezzo tra i due mercati è raddoppiato da 0,8 a 1,6 $/MBTU, ridimensionandosi notevolmente nel primo quadrimestre 2019 a 0,5 $/MBTU.

Si è osservato un picco nei prezzi a inizio anno e a fine estate (figura 1.9). Anche i noli delle metaniere hanno contribuito alla volatilità dei prezzi del GNL: nei mesi primaverili ed estivi la loro media era di 56.000 $/g, per poi triplicare a 150.000 nell'ultimo trimestre 2018 e ritornare a più normali livelli di circa 74.000 $/g a inizio 2019.

Il primo quadrimestre 2019 ha registrato un crollo dei prezzi su tutti i mercati, più pronunciato per le consegne asiatiche rispetto a quelle europee. Le cause sono da ricondurre all'inverno mite tanto in Asia che in Europa, all'entrata in esercizio di nuova capacità di liquefazione e alla traiettoria dei prezzi petroliferi.

La crescita sostenuta della produzione di *shale gas* in Nord America ha visto l'*Henry Hub* rappresentare nel commercio internazionale un parametro di riferimento del gas di crescente importanza, spingendo acquirenti di Giappone, Corea del Sud, India, tra gli altri, a firmare una serie di accordi di ritiro del GNL basato sui prezzi di tale *hub*.

Dopo un breve calo all'inizio dell'anno, i prezzi all'*Henry Hub* sono saliti costantemente lungo il 2018, passando dai 2,66 $/MBTU di febbraio ai 4,06 $/MBtu di novembre: per la prima volta da fine 2014 hanno superato i 4 $/MBTU. Tale picco verso la fine dell'anno, può essere in parte attribuito a un arrivo precoce dell'inverno negli Stati Uniti, con un clima particolarmente freddo nel mese di novembre; a inizio 2019 *Henry Hub* è sceso di nuovo a 25 $/MBtu.

In prospettiva, la rimozione di vincoli allo sfruttamento degli scisti Marcellus e Utica, liberando offerta, potrà garantire un potente effetto di compressione dei prezzi, in aggiunta alla già forte concorrenza del gas con carbone e rinnovabili nel settore elettrico. I costi di consegna US GNL forniscono un sempre più importante punto di riferimento per i mercati globali, data la flessibilità della sua offerta senza destinazione, nonché la liquidità e la trasparenza dei prezzi del mercato degli Stati Uniti.

Mercato internazionale del carbone

Per il 2018 si stima un incremento del commercio mondiale di carbone del 3,7% sull'anno precedente, per 1,4 miliardi tonnellate (tavola 1.12). Il flusso delle esportazioni copre il 18,5% di una produzione mondiale di 7,7 miliardi tonnellate (+1,7%), risalita sostanzialmente allo stesso livello del 2015, registrando il terzo anno consecutivo di crescita. In effetti, al calo delle importazioni di carbone dei paesi sviluppati, è corrisposto un aumento più che compensativo di paesi come Cina (+3,7% a 281 Mt) e India (+7,6% a 224 Mt), a sostegno della crescita economica di questi paesi. I processi di sviluppo richiedono crescenti quantità di energia termica ed elettrica, che il carbone può fornire in abbondanza e a basso costo, in particolare in contesti politici dove l'obiettivo di creazione di ricchezza prevarrà ancora per molto sulle esigenze ambientali. Queste economie sono infatti estese in termini di PIL totale, ma ancora molto indietro per ricchezza individuale: la Cina è 105a al mondo come PIL *pro capite*, l'India 156a. Va rilevato tuttavia che in Asia anche paesi ricchi come Giappone e Corea del Sud stanno aumentando le importazioni di carbone.

Una situazione opposta emerge nei paesi europei dove, salvo rare eccezioni, è generalizzata la tendenza, imposta dalla politica, a uscire dal carbone. Tale tendenza è riassunta efficacemente dal calo delle importazioni della Germania, paese storicamente simbolo del carbone in Europa: -17% negli ultimi due anni, con importazioni già inferiori ai 40 Mt (erano 54,5 nel 2015).

Sul fronte degli esportatori, è rimarchevole il progressivo rafforzamento degli USA, al pari di quanto sta avvenendo per gas e petrolio. Tale fenomeno conferma gli Stati Uniti nell'insolita posizione di economia estremamente avanzata, ma al contempo esportatrice di materie prime energetiche. La rivoluzione dello *shale oil*, più precisamente *tight oil* e dello *shale* gas, continua infatti a diminuire la competitività interna del carbone, costretto in tal modo a cercare sbocchi internazionali.

Indonesia e Australia rimangono di gran lunga i primi esportatori mondiali, grazie alla prossimità geografica con grandi consumatori, Cina, India e Giappone, mentre la Federazione Russa si conferma al terzo posto, nonostante il forte incremento dei consumi interni (+6% a 433 Mt nel 2018).

TAV. 1.12 *Mercato Internazionale del carbone*

Mt

ESPORTATORI DI CARBONE	2015	2016	2017	2018(A)
Indonesia	368,0	372,9	390,6	407,1
Australia	392,3	389,3	378,9	391,9
Russia	155,2	171,1	189,7	198,7
Usa	67,1	54,7	88,0	92,3
Colombia	72,8	83,3	86,1	88,3
Sud Africa	75,8	69,9	71,0	74,6
Altri	173,8	185,7	166,0	168,1
Mondo	**1.305,0**	**1.326,9**	**1.370,3**	**1.421,0**

IMPORTATORI DI CARBONE	2015	2016	2017	2018(A)
Cina	204,1	255,6	271,1	281,2
India	212,1	193,6	208,3	224,1
Giappone	189,3	186,0	187,5	194,4
Corea del Sud	134,0	134,5	148,2	154,7
Taiwan	64,8	65,6	67,6	71,1
Germania	54,5	57,8	48,0	39,8
Altri	446,6	425,2	456,2	472,9
Mondo	**1.305,4**	**1.318,3**	**1.386,9**	**1.438,2**

(A) Stime NE Nomisma Energia.

Fonte: International Energy Agency.

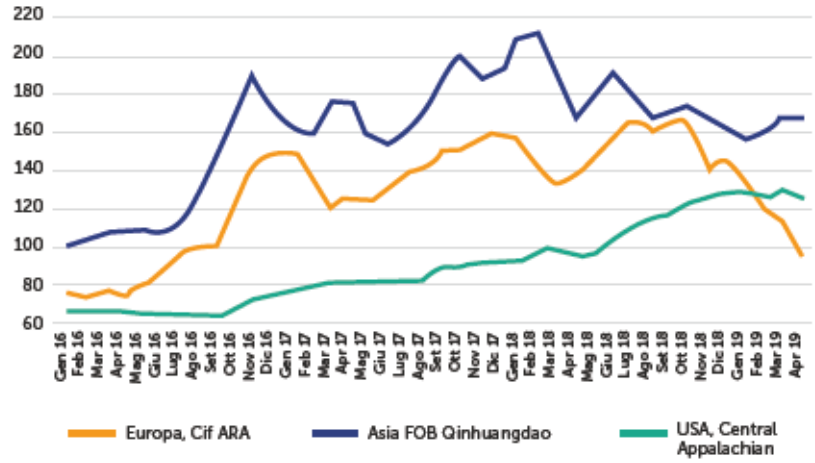
Prezzo del carbone

Nel 2018 i prezzi medi annui del carbone hanno registrato un buon recupero rispetto a quelli del 2017 (figura 1.10). La quotazione europea di riferimento (Cif ARA) è aumentata dell'11% a 152 $/tep; quella asiatica (*FOB Qinhuangdao*) del 7% a 181 $/tep e quella interna Usa (*Central Appalachian*) del 24% a 109 $/tep.

In effetti i prezzi sono stati sostenuti dalla ripresa del commercio mondiale, determinato per lo più dall'aumento della domanda asiatica. Tali incrementi non sono stati però confermati nel primo quadrimestre 2019, a causa del rallentamento della crescita economica mondiale, confermata in aprile dalle revisioni al ribasso del Fondo Monetario Internazionale. Solo i prezzi Usa, sostenuti dalle esportazioni, hanno confermato il trend al rialzo: +32% nel primo quadrimestre 2019, rispetto allo stesso periodo del 2018, a una media di periodo di 128 $/tep, mentre i prezzi di Europa e Asia sono scesi rispettivamente del 25% (a 116 $/tep) e del 30% (a 170 $/tep).

FIG. 1.10 *Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali*

$/tep



Fonte: Platts per i *benchmark cif* NW Europe e Asia; EIA per US Appalachian.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Il prezzo dei permessi europei di emissione della CO_2 è triplicato dal 2017 al 2018: da 5,9 €/t a 15,9 €/t. Nel corso del 2018 si è osservata una traiettoria crescente e ininterrotta da 8,3 €/t a gennaio a 21,4 €/t a settembre, un ritracciamento nei 2 mesi successivi e a dicembre la punta dell'anno a 22,6 €/t. A seguire, il primo quadrimestre 2019 ha mostrato un ripiegamento in febbraio a 21 €/t e un nuovo balzo in aprile con un record di 24,9 €/t.

Nel corso delle aste del 2018 sono stati assegnati permessi per 819 Mt, contro 849Mt del 2017 (30 Mt in meno). Secondo quanto emerso dai dati rilasciati dalla Commissione europea, gli stati membri dell'UE hanno distribuito nel primo quadrimestre circa il 60% dei 758,5 milioni di permessi stanziati nell'anno per l'allocazione gratuita agli emettitori industriali, con 5 governi che ancora non hanno iniziato il processo annuale.

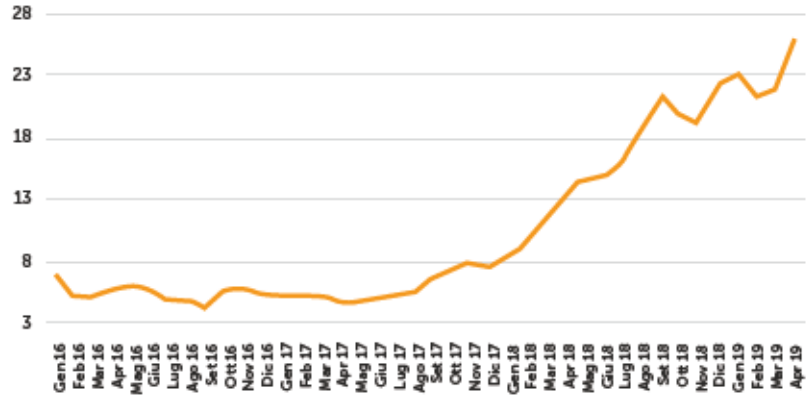
Sui mercati *forward* sono stati negoziati nel 2018 permessi di emissione per 8,4Gt (miliardi di tonnellate, da raffrontarsi ai 5,1Gt dell'anno precedente (3,3 Gt in più).

Se il 2017 aveva fatto osservare differenziali *spot-forward (dec17)* molto contenuti, con oscillazioni in valore assoluto non superiori ai 15-20 centesimi, il 2018 è stato caratterizzato da un ampliamento delle fluttuazioni dello *spread* tra prezzi delle aste e contratti *spot-forward (dec18)*, con picchi di 2 euro seguiti da crolli a -1,5 nel mese di ottobre, poi ridottisi nell'ultimo mese di novembre (figura 1.11).

Gli analisti hanno ridimensionato al ribasso le loro previsioni di breve termine sulle Emission unit allowance (EUA), anticipando che gli speculatori potrebbero rallentare le scommesse su futuri rialzi del prezzo per effetto di una serie di rischi di ribasso (percorso di uscita della Germania dal carbone, mancato accordo sulla *Brexit*, eccesso di GNL che riduce la domanda di carbone). Viceversa, molti emettitori dell'industria sono ancora poco consapevoli della necessità di acquistare permessi nel prossimo biennio e ciò costituisce un potenziale elemento di forte rialzo.

FIG. 1.11 *Prezzo dei permessi d'emissione Emission unit allowance (EUA)*

€/ton



Fonte: ICE.

In relazione agli effetti della *Brexit*, ulteriormente rimandata, nella seconda metà del 2019, in caso di mancato collegamento *post-Brexit*, l'UK gestirà un sistema ETS autonomo. Un eventuale mercato UK ETS autonomo sarebbe abbastanza grande e liquido per essere fattibile, almeno secondo quanto ha riferito il ministro inglese per il clima Claire Perry, ribadendo che le opzioni *post-Brexit* preferite rimangono comunque quelle di un collegamento col mercato europeo. L'Autorità europea per la sicurezza e i mercati (ESMA) ha annunciato che nel caso di *no deal* in ambito *Brexit*, la piattaforma di scambio britannica ICE continuerà a fornire i propri servizi all'Europa: ciò allo scopo di limitare i rischi di una distorsione nella compensazione centrale e per evitare impatti negativi sulla stabilità finanziaria dell'Europa.

Gli scenari di lungo periodo sono dominati dalle politiche energetiche e ambientali dei principali paesi europei in relazione all'uscita più o meno veloce dal carbone e secondariamente dal nucleare. Circa le politiche energetiche europee vanno considerate sia la nuova direttiva sulle fonti rinnovabili (*Renewable Energy Directive, RED II*) che rivede al rialzo il target sul contributo delle rinnovabili alla copertura dei consumi finali di energia, dal 27% al 32%, così come pure la nuova direttiva sull'efficienza energetica, che fissa un obiettivo del 32,5% al 2030 (entrambe le decisioni, approvate nel giugno 2018, rientrano nel pacchetto di misure *Clean Energy for all Europeans* pubblicato nel novembre 2016 dalla Commissione). Quanto agli sviluppi circa le decisioni dei paesi membri sulla capacità a carbone e nucleare:

- il governo olandese chiuderà il prossimo anno una delle cinque centrali a carbone del paese, con quattro anni di anticipo rispetto a quanto programmato originariamente;
- la Germania ha trovato l'accordo, a inizio 2019, sull'uscita dal carbone al 2038, dopo sei mesi di dibattiti; è poi improbabile che la Germania cancelli le quote di emissione corrispondenti alla riduzione di emissioni dovuta a riduzione della capacità a carbone. La commissione del carbone tedesca ha proposto di chiudere 3 GW di capacità da lignite entro il 2022;
- la Francia sta pianificando un aumento della sua capacità di energia rinnovabile da 48,6 GW di fine 2017 a 113 GW nel 2028; verranno chiusi da 4 a 6 reattori nucleari al 2028 e si deciderà attorno al 2022 se EDF avrà il permesso di costruire nuovi reattori nucleari.

CAPITOLO 1

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2018 nei diversi paesi europei, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 12 maggio 2019. Tali prezzi sono calcolati ai sensi del regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi di gas naturale ed energia elettrica, che ha abrogato la previgente direttiva.

Rispetto alla precedente direttiva, le principali novità introdotte dal nuovo regolamento riguardano l'introduzione dell'obbligo di rilevazione dei prezzi per i clienti domestici (la cui raccolta avveniva prima su base volontaria degli stati membri) e il livello di disaggregazione dei prezzi richiesto. Infatti, sia per il settore elettrico, sia per il settore gas, è ora richiesta la trasmissione con cadenza semestrale dei prezzi suddivisi per componenti fiscali e con cadenza annuale dei prezzi suddivisi per componenti economiche (energia/rete/imposte) e sotto-componenti (dei costi di rete e delle tasse). In precedenza la disaggregazione per componenti economiche era richiesta solo per il settore elettrico, ma non per il gas. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e contenuti di tale regolamento e delle modalità di implementazione nel nostro Paese si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Il regolamento 2016/1952 ha fissato al 30 settembre 2017 la prima scadenza per l'invio a Eurostat dei prezzi secondo la nuova metodologia, prevedendo altresì, all'articolo 9, la possibilità per gli stati membri di chiedere una deroga temporanea dall'applicazione delle nuove norme, qualora fossero necessari notevoli adeguamenti o si fosse determinato un onere aggiuntivo rilevante a carico dei rispondenti. L'Italia, ai sensi dell'articolo 9 del medesimo regolamento, ha chiesto tale deroga sino al 2019, tramite una richiesta formale inviata dal Ministero dello sviluppo economico alle autorità europee l'11 luglio 2017, trovandosi nelle condizioni ivi previste, vale a dire in presenza di oneri aggiuntivi rilevanti a carico dei rispondenti, tra l'altro particolarmente numerosi. Insieme all'Italia, hanno chiesto la deroga anche Germania, Spagna e Cipro.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Il 2018 conferma i significativi miglioramenti, registrati per la prima volta nel 2017, in termini di posizionamento relativo dei prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani rispetto a quelli europei. Storicamente, in passato, i prezzi italiani per le prime due classi di consumo[1] si assestavano infatti su valori inferiori a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri generali di sistema, mentre per quelli per le classi successive, al contrario, si registravano valori superiori, anche con differenze particolarmente accentuate.

Come già nell'anno precedente, nel 2018 si è assistito invece a un differenziale negativo dei prezzi italiani lordi rispetto alla media dell'Area euro che si estende alle prime tre classi di consumo (tavola 1.13). Se per la prima classe si riapre il divario a favore dell'Italia, con un significativo -23% (era del -16% nel 2017), la seconda classe conferma un differenziale del -10% a favore dei prezzi italiani e la terza classe (consumi da 2.500 a 5.000 kWh) si attesta al -5%, con minime variazioni rispetto al 2017 (-4%). Le ultime due classi continuano inoltre nel processo di rapida convergenza verso i valori assunti nell'Area euro, con differenziali rispettivamente del +3% e del +6%, che si confrontano con valori del +6 e del +10% nel 2017 e ancora del +40% e +60% circa nel 2015.

1 Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/a.

TAV. 1.13 *Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2018*

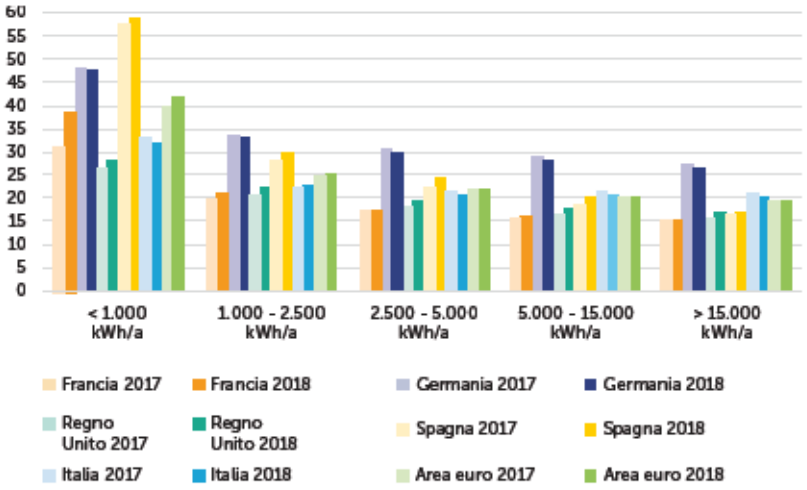
Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	21,02	36,13	14,40	23,66	12,49	19,89	11,15	17,45	10,08	15,72
Belgio	30,55	42,85	21,28	30,60	19,51	28,35	17,61	25,90	15,37	22,69
Bulgaria	8,40	10,08	8,29	9,95	8,27	9,92	8,27	9,92	8,18	9,82
Cipro	24,59	30,68	17,01	21,65	15,95	20,38	15,29	19,58	14,73	18,89
Croazia	17,50	21,37	11,14	14,18	10,24	13,16	9,83	12,70	9,54	12,37
Danimarca	16,35	38,87	12,54	33,79	10,64	31,25	9,74	24,92	9,39	22,80
Estonia	11,70	15,65	10,54	14,25	10,19	13,83	9,57	13,09	8,84	12,22
Finlandia	26,33	35,44	16,13	22,80	11,09	16,55	9,17	14,16	7,23	11,76
Francia	29,20	38,56	14,05	20,65	11,51	17,74	10,17	16,17	9,61	15,51
Germania	28,38	47,45	16,56	33,32	13,79	29,94	12,28	28,00	11,07	26,31
Grecia	16,18	22,01	11,79	17,02	11,29	16,59	11,00	17,61	10,33	20,91
Irlanda	27,39	38,64	23,25	31,67	19,26	24,54	16,92	20,58	14,51	16,87
Italia	22,71	31,68	16,44	22,57	13,51	21,14	12,17	21,21	10,95	20,40
Lettonia	13,13	20,90	10,80	16,01	10,38	15,21	9,99	14,50	10,03	14,74
Lituania	7,92	11,22	7,85	11,14	7,71	10,97	7,37	10,55	6,75	9,80
Lussemburgo	24,86	29,70	15,80	19,91	12,93	16,81	10,82	14,54	9,90	13,54
Malta	34,25	36,12	13,79	14,63	12,19	12,96	14,26	15,13	33,05	34,86
Paesi Bassi(x)	40,15	0,00	17,27	12,43	12,00	17,07	8,43	18,58	n.d.	n.d.
Polonia	11,63	17,63	9,61	15,26	8,98	14,03	8,37	12,98	8,22	12,59
Portogallo	15,67	40,70	10,90	24,97	10,18	22,70	9,82	21,64	9,60	20,50
Regno Unito	19,86	28,32	15,40	21,98	13,74	19,56	12,47	17,77	11,66	16,62
CECHIA	23,98	29,15	17,26	21,04	12,93	15,80	10,02	12,27	9,88	12,11
Romania	9,74	13,20	9,90	13,41	9,77	13,25	9,54	12,96	9,27	12,61
Slovacchia	16,47	24,15	10,95	17,53	8,96	15,14	7,23	13,06	5,74	11,28
Slovenia	18,11	32,33	12,90	20,14	11,17	16,26	10,17	14,06	9,46	12,59
Spagna	45,83	58,28	23,48	29,87	19,10	24,30	16,05	20,42	13,25	16,85
Svezia	27,47	38,19	15,05	22,66	12,45	19,41	10,20	16,60	8,34	14,27
Ungheria	9,22	11,70	9,22	11,70	8,83	11,21	8,65	10,98	8,58	10,90
Norvegia	32,80	42,25	20,27	26,94	13,18	18,29	9,31	13,57	8,15	12,15
Unione europea	26,08	36,75	15,59	23,56	13,07	20,83	11,53	19,11	10,54	17,95
Area euro	29,26	41,29	16,44	25,09	13,54	22,15	11,87	20,51	10,80	19,33

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.12 *Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei*

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Ancor più di rilievo è che in termini di prezzi netti, se si eccettua la prima classe di consumo (22%, contro il -10% del 2017), l'allineamento con l'Area euro è perfetto per le classi intermedie e ormai prossimo anche per le due maggiori (rispettivamente al +2% e +1%, contro rispettivamente il +6 e il +10% del 2017).

A fronte di aumenti nell'Area euro dei prezzi lordi per tutte le classi di consumo (figura 1.12), i prezzi italiani nel 2018 sono cresciuti solo per la seconda e per la terza classe, rispettivamente del +2,8% e del +0,4% (contro il +2,4% e il +1,5% delle stesse classi per l'Area euro). La prima e ultima classe di consumo italiane presentano invece diminuzioni, a fronte di corrispondenti aumenti nell'Area euro (-3,9% contro +5,2%, -3,3% contro +0,4%). I diversi andamenti hanno contribuito al sopra citato riallineamento. All'origine di tale dinamica vi sono le variazioni più favorevoli dei prezzi netti per i clienti finali italiani rispetto a quelli dell'Area euro, anche quando in leggero aumento; più significative le differenze per la prima classe di consumo, con un calo del 5,7% per l'Italia a fronte di un aumento del 9,7% nell'Area euro. A ciò si accompagnano le riduzioni, anch'esse leggermente più vantaggiose, della componente oneri e imposte (con il calo più spiccato per quest'ultima nella classe a maggiori consumi (-4% contro +2%).

L'avvio, dall'1 gennaio 2016, della riforma delle tariffe elettriche domestiche disegnata dall'Autorità, ha consentito il progressivo riallineamento dei corrispettivi di rete applicati alle diverse classi di consumo, attraverso il graduale superamento della previgente struttura progressiva delle tariffe, processo che nel 2017 ha conosciuto un ulteriore avanzamento. Ciò ha dunque ricondotto i prezzi medi delle classi di consumo più elevate in linea con le medie europee senza, al contempo, che questo comportasse un peggioramento della situazione nel primo scaglione di consumo rispetto agli altri paesi europei.

Per tutte le classi, a eccezione di quella a minori consumi (dove si registra un +5%), è proseguita inoltre in Italia la tendenza alla diminuzione dell'incidenza della componente oneri e imposte sul prezzo finale lordo. In particolare, nella seconda e terza classe l'incidenza di tale componente ha segnato rispettivamente cali del 6,7% e del 4,3%. Segni in calo per questa stessa componente sono stati rilevati anche nell'Area euro, in particolare per la prima classe di consumi (-12,6%), e con l'eccezione dell'ultima (+2,1%). In valore assoluto tale componente si mantiene più bassa rispetto alla media dell'Area euro per le prime tre classi di consumo nazionale (con differenza fino a 3 c€/kWh per la prima classe), mentre è più alta per le restanti due (di poco meno di 1 c€/kWh). La componente oneri e imposte del

nostro Paese continua dunque a presentare una struttura non degressiva, a differenza di quanto accade nel resto d'Europa.
Tenuto conto che nel 2018 il 97,5% dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 5.000 kWh/a) e consuma circa il 90,5% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico, si conferma anche per il 2018 che la quasi totalità dei consumatori domestici italiani beneficiano di prezzi più bassi rispetto alla media dell'Area euro. I restanti clienti (845.000 su 33,9 milioni di clienti) pagano invece in media tra il 3 e il 6% in più, come visto sopra.

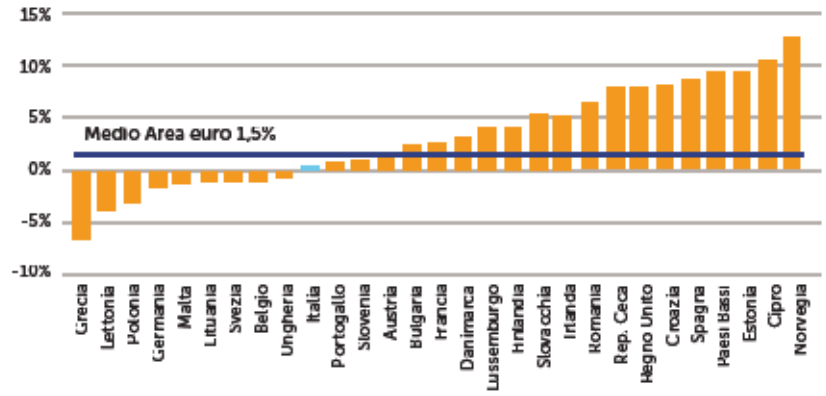
Passando al confronto tra la situazione italiana e quella dei principali paesi europei[2], nel 2018 i prezzi finali di questi ultimi hanno registrato, come già nel 2018, andamenti variegati. Aumenti generalizzati e particolarmente sensibili vi sono stati per Regno Unito e Spagna, intorno al +7-8% per tutte le classi (al netto della prima per la Spagna, +2%), sostanzialmente riconducibili ad aumenti della componente oneri. Meno rilevanti gli aumenti in Francia, dove però spicca l'oltre 24% della prima classe.
In Germania prevalgono invece le riduzioni di prezzo per tutte le classi (la prima è sostanzialmente stabile), grazie al calo della componente oneri che si è aggiunta alle riduzioni di prezzi netti, o ne ha più che compensato gli incrementi, in leggero rialzo, per le prime due classi di consumo.
L'incidenza degli oneri e delle imposte in Germania è particolarmente elevata (se si eccettua la prima classe dove è al 40%, supera infatti il 50% per tutte le altre classi); essa risulta per la prima volta da anni in calo generalizzato. Solo l'ultima classe tocca un nuovo aumento, che porta il valore al 58%. A titolo di confronto, l'incidenza media degli oneri e delle imposte in Italia è di oltre il 40% per le due classi a maggiori consumi, ma del 27-28% per le prime due e del 36% per la classe con consumi tra 2.500 e 5.000 kWh/a. Tali valori sono leggermente superiori a quelli della Francia. Regno Unito e Spagna presentano invece incidenze decisamente meno rilevanti, rispettivamente intorno al 30% e al 20%, in sensibile aumento però nel caso britannico rispetto ai valori presentati lo scorso anno.
Tra i principali paesi europei, la Germania si conferma il paese con i prezzi più alti per i clienti domestici dell'energia elettrica. Rispetto alla Germania i consumatori domestici italiani continuano a pagare prezzi finali decisamente inferiori, per percentuali intorno al 30% per le prime tre classi e di oltre il -20% per le due classi a maggior volume. Per queste ultime, prima del 2017 erano invece i clienti italiani a pagare prezzi superiori (+25% nel 2015).
Francia e Regno Unito mantengono prezzi più bassi dell'Italia (fino a oltre, rispettivamente il 30% e il 20% per le classi a più elevati consumi), anche se per la prima volta la Francia presenta prezzi più alti per la prima classe di consumo. La Spagna conferma prezzi più alti per le prime tre classi di consumo e più bassi per le restanti due.

Con riferimento specifico alla classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/a) – rappresentativa del cliente domestico, avendo essa il maggior peso in termini di energia venduta (35,9%) e includendo il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità – l'Italia conferma per il secondo anno di seguito un prezzo più basso rispetto a quello della media dell'Area euro (5%), a fronte di un passato in cui tale differenziale era di segno opposto (tra il +6% e il +10%). Per questa categoria di consumo i prezzi italiani al lordo delle imposte sono aumentati dello 0,4% rispetto al 2017, a fronte di un incremento medio dell'1,5% nell'Area euro (figura 1.13) e comunque superiore in tutti i principali paesi al netto della Germania (-1,8%). Continua dunque la dinamica positiva del prezzo per questa classe, che se nel 2017 era quella che era diminuita di più, nel 2018 è stata quella che è cresciuta meno (sempre eccettuata la Germania).
In termini di valori al netto delle imposte (ancora tavola 1.13), il differenziale di prezzo italiano, oltre che azzerato rispetto alla media dell'Area euro, è sfavorevole rispetto alla Francia (+17%) ma favorevole rispetto a Germania e Regno Unito (-2%) e ancora più favorevole rispetto alla Spagna (-30%).
In termini di valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe, con un prezzo di 21,14 c€/KWh, pagano il 29% in meno delle tedesche, il 13% delle spagnole, ma il 20% in più delle francesi e l'8% in più delle britanniche, sia pure con un significativo miglioramento relativo rispetto alla posizione assunta in passato nei confronti di Spagna e Regno Unito.

2 Con i principali paesi europei si intendono Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quello dell'Italia.

FIG. 1.13 *Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici*

Variazione percentuale 2017-2018 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Anche per il settore industriale il 2018 segna il consolidamento delle tendenze positive registrate nel 2017. Continua infatti la riduzione del divario tra i prezzi che i clienti industriali pagano nel nostro Paese e i valori medi pagati nell'Area euro (tavola 1.14).

I prezzi italiani restano tuttavia più alti per tutte le classi, a eccezione di quella a più alti consumi, per i quali il differenziale positivo, ancora dell'11% nel 2016, si è del tutto annullato nel 2017 ed è diventato negativo nel 2018 (-12%). La prima classe di consumo, che copre il 19,9% in termini di energia e il 36,9% in termini di punti di prelievo fatturati, è arrivata a registrare nel 2018 un differenziale in più dell'8%, pur se in netto calo rispetto al 12% del 2017 e al 33% del 2016. Per le tre classi successive si è passati, rispettivamente, dal +13% del 2017 al +11% del 2018, dal +19% al +9% e ancora più sensibile la riduzione del differenziale per la penultima classe, passata dal +27% al +5%.

TAV. 1.14 *Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2018*

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,16	19,10	9,24	14,72	7,12	12,05	6,13	10,32	5,45	9,16	4,92	8,31
Belgio	17,65	28,07	11,05	17,82	7,97	13,47	6,71	11,09	5,57	8,79	5,46	7,95
Bulgaria	10,71	12,97	9,45	11,46	8,18	9,94	7,46	9,07	6,70	8,16	6,11	7,45
Cipro	16,80	21,41	15,60	19,98	14,72	18,95	13,92	17,99	13,64	17,07	12,12	15,85
Croazia	11,73	14,94	9,98	12,94	8,58	11,34	7,47	9,97	6,46	8,16	5,82	6,71
Danimarca	9,50	29,84	8,38	27,97	6,22	25,24	6,13	25,04	5,37	24,02	5,31	24,00
Estonia	10,59	14,31	8,63	11,96	7,61	10,74	6,39	9,27	6,00	8,79	5,99	8,71
Finlandia	8,69	11,64	7,81	10,55	6,24	8,60	5,94	8,24	4,92	6,97	4,79	6,81
Francia	11,98	18,39	9,35	14,77	7,04	11,14	5,98	8,92	5,48	7,47	5,14	6,69
Germania	13,15	28,59	9,57	22,44	7,76	19,77	6,36	16,49	5,09	12,18	4,68	12,49
Grecia	12,10	19,09	10,05	16,45	7,92	12,14	6,95	10,25	6,84	8,94	5,56	7,14
Irlanda	17,02	23,58	14,35	17,98	12,06	15,05	9,87	12,10	9,20	11,24	8,38	10,45
Italia	14,36	26,34	10,06	19,84	8,89	16,52	8,09	13,51	7,52	10,43	6,73	8,02
Lettonia	14,36	23,04	10,33	15,65	8,22	12,62	6,98	10,70	5,64	9,07	4,85	7,99
Lituania	10,70	14,63	8,50	11,90	7,32	10,52	6,49	9,50	5,82	8,72	5,38	8,14
Lussemburgo	12,63	16,15	9,27	11,33	7,50	9,10	6,19	7,36	4,17	4,55	n.d.	n.d.
Malta	19,53	20,67	15,07	15,98	13,36	14,19	11,82	12,57	9,88	10,53	9,52	10,15
Paesi Bassi(x)	n.d.	n.d.	7,34	15,07	6,17	10,11	5,96	9,54	5,39	7,21	5,41	6,82
Polonia	11,65	18,09	9,10	14,04	6,49	10,83	5,53	9,58	5,24	9,06	4,56	7,91
Portogallo	12,11	24,81	9,97	18,37	7,98	14,11	7,50	13,15	6,67	11,40	6,12	10,41
Regno Unito	13,94	20,21	11,94	18,50	9,89	16,48	10,01	15,53	9,67	14,65	9,18	14,07
CECHIA	17,68	21,53	12,59	15,36	7,16	8,80	6,26	7,71	6,30	7,76	6,31	7,77
Romania	9,09	12,26	8,32	11,40	7,22	10,10	6,64	9,42	6,13	8,67	5,91	8,44
Slovacchia	16,17	23,96	9,82	16,34	8,05	14,20	7,14	13,11	6,27	12,07	5,89	11,61
Slovenia	10,89	17,14	8,83	12,91	6,94	10,54	6,05	8,84	5,43	7,57	5,16	7,07
Spagna	25,20	32,05	12,44	15,82	10,27	13,06	9,24	11,75	8,37	10,64	7,39	9,40
Svezia	15,40	19,31	8,20	10,31	7,01	8,82	5,86	7,39	5,13	6,48	4,49	5,67
Ungheria	10,81	14,69	9,06	12,47	7,38	10,33	6,70	9,47	6,13	8,75	6,35	9,03
Norvegia	7,86	12,11	7,38	10,52	7,24	10,32	6,08	8,85	5,41	8,01	4,60	5,75
Unione europea	14,11	22,91	9,96	17,18	8,00	14,17	7,11	12,24	6,39	10,22	5,90	9,49
Area euro	14,46	24,39	9,87	17,86	8,00	14,67	6,97	12,39	6,14	9,90	5,64	9,13

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

All'origine del miglioramento relativo dei prezzi finali italiani è la sensibile riduzione nel 2018 della componente oneri e imposte, che ha visto diminuzioni in tutte le classi, ma significativamente pari a circa un terzo del valore 2017 per la terzultima classe e a più della metà per le ultime due. Tali dinamiche hanno decisamente più che compensato i maggiori aumenti rispetto alla media dell'Area euro, che invece hanno riguardato i prezzi netti italiani per quasi tutte le classi.

Pertanto, nel 2018 i prezzi lordi italiani per i clienti industriali risultano ancora in discesa rispetto ai valori dell'anno precedente, con punte a calare del 20% circa per la penultima classe e del 15% per l'ultima. Come già nel 2017, le riduzioni sono state decisamente più sensibili di quelle registrate per la media dell'Area euro, dove i cali non hanno superato il 3,4% della penultima classe.

Infatti, anche per l'Area euro la componente oneri e imposte risulta in contrazione, ma per valori decisamente meno rilevanti rispetto a quelli dell'Italia, visto che la punta in calo è del 17% per l'ultima classe di consumo. Per effetto delle dinamiche sopra descritte, in valore assoluto tale voce resta più alta nel 2018 in Italia solo per le prime tre classi di consumo (nel 2017 lo era per tutte le classi tranne l'ultima), e per differenze ridotte sensibilmente: a titolo esemplificativo, per la terza classe il differenziale in più è sceso dal 27% al 14%. Particolarmente rilevante il cambio di segno che si è verificato per la penultima classe, da +31% a -23%, con un ampliamento da -21% a -63% del differenziale negativo a vantaggio dei clienti finali per la classe a più alti consumi.

Anche guardando all'incidenza percentuale della componente oneri e imposte sul prezzo finale le differenze con l'Area euro si assottigliano: spiccano i minori valori per le ultime due classi italiane, rispettivamente 27,9% e 16% contro il 38% circa per entrambe nel caso della media dell'Area euro. Diversamente da quanto visto per i clienti domestici, nel caso dei prezzi netti per i clienti industriali non si sono annullate le differenze con la media dell'Area euro; anzi, sempre con l'eccezione della prima classe (-1%), esse si sono ampliate a svantaggio del cliente industriale italiano. Se per la seconda classe si rileva un passaggio dal -1 del 2017 al +2%, maggiore risulta l'impatto per la terza, che passa da +5% a +11%, mentre la quarta va da +12% a +16%. Senza eccessive variazioni resta invece lo scarto nelle ultime due classi, intorno al +20%.

Passando al confronto con i principali paesi europei (figura 1.14), anche per il 2018 si sono confermate le dinamiche in atto ormai dal 2015, primo anno in cui i consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese non hanno pagato prezzi più elevati dei loro omologhi nei principali paesi europei per tutte le classi di consumo. Anzi, nel 2018 sono aumentate rispetto all'anno precedente le classi per le quali i prezzi italiani risultano più bassi: oltre a tutte quelle dei consumatori industriali tedeschi, le ultime tre classi di consumo del Regno Unito, la prima e l'ultima della Spagna; e questo mentre i prezzi italiani dell'ultima classe di consumo sono diventati più convenienti anche di quelli dell'Area euro (-12%). Solo rispetto alla Francia i prezzi italiani si mantengono sempre più elevati.

Particolarmente interessante risulta il caso della prima classe di consumo (< 20 MWh/a) che tra il 2017 e il 2018 mostra una piccola riduzione del prezzo medio, a fronte del netto aumento che caratterizza gli altri paesi europei e la media dell'Area euro.

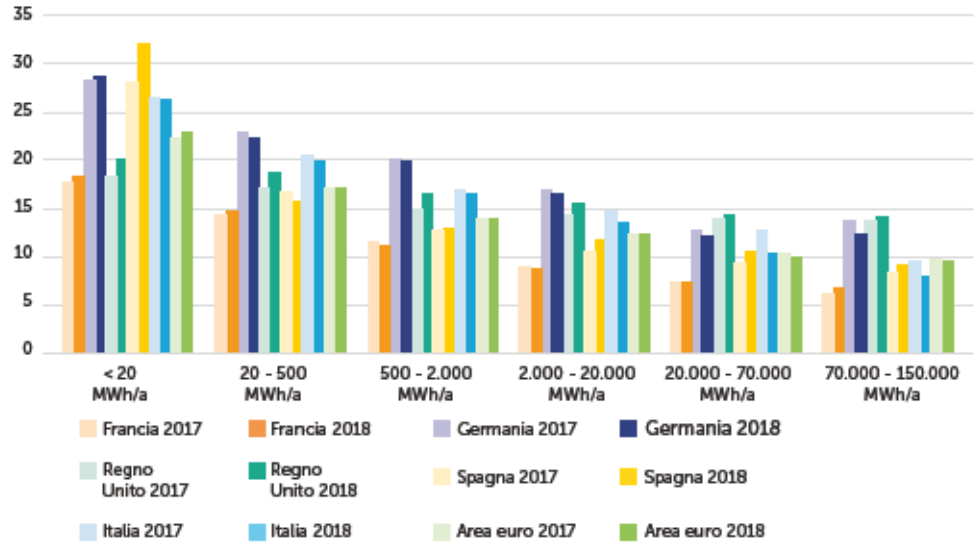
Con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh/a, una delle più rappresentative per il nostro Paese, i prezzi italiani, pari a 16,52 c€/kWh, in calo del 2,5% rispetto all'anno precedente, risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 3% (+15% nel 2017). Come già da anni, nel 2018 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è diminuito di più di quello della media dell'Area euro (-1% (figura 1.15). Il differenziale con la Germania è rimasto sostanzialmente stabile (-16%, era -15% nel 2017), si è annullato con il Regno Unito (+13% nel 2017) ed è rimasto elevato rispetto a Spagna (+27%) e Francia (+48%).

Con riferimento ai differenziali dei prezzi netti di questa classe, oltre al citato aumento con l'Area euro (+11% contro il +5% del 2017), si rileva un aumento del differenziale con la Germania (+15% contro +6% del 2017); resta invece negativo e stabile il differenziale con il Regno Unito (-10%), mentre quello con la Spagna (-13%) è in riduzione (era del -18% nel 2017). Gli aumenti nei principali paesi (a eccezione del Regno Unito che segna un aumento del prezzo netto in linea con quello italiano) sono invece significativamente più bassi: meno dell'1% per Francia e Germania e intorno al 3% per la Spagna, riflettendo in maniera speculare quanto accaduto nel 2017, quando i prezzi italiani avevano visto invece diminuzioni più sensibili.

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si è assistito a un significativo calo per questa classe (-10%). Il valore della componente resta alto: secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è però inferiore del 36%.

FIG. 1.14 *Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei*

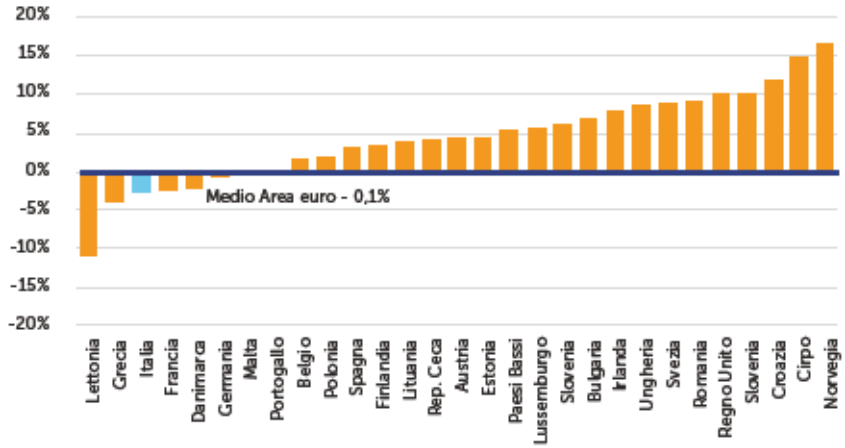
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.15 *Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali*

Variazione percentuale 2017-2018 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

CAPITOLO 1

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

I prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, si confermano anche per il 2018 sensibilmente più alti della media dei prezzi dell'Area euro, con differenziali in crescita (tavola 1.15). Continua a fare lieve eccezione (-1%), la prima classe di consumo (< 525 m^3/a, perlopiù usi per cottura e acqua calda), la quale però per la prima volta registra un differenziale nullo nel confronto tra i prezzi netti. In passato tale classe risultava sempre più conveniente sia al netto sia al lordo, anche se per differenziali negativi contenuti.

Per le altre due classi a maggior consumo si va da un differenziale con la media dei prezzi lordi dell'Area euro del +17% (era +15% nel 2017) per la classe di consumo 525-5.254 m^3/a che presenta la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (73,8%), a uno del +22% per la classe oltre 5.254 m^3/a (perlopiù riscaldamenti centralizzati), contro il +18% dell'anno precedente. In termini netti, per entrambe le classi spicca un differenziale con l'Area euro del +10% nel 2018 (era del +6 e del +3% nel 2017).

Sono proprio gli aumenti dei prezzi netti più sensibili di quelli della media dell'Area euro a spingere i valori finali dei prezzi: l'incremento è stato intorno al 7% per le prime due classi e oltre l'11% per la terza classe, a fronte di percentuali che nell'Area euro non hanno superato il 4% circa.

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte anch'essa ha conosciuto aumenti di qualche punto percentuale, sempre però inferiori a quelli medi dell'Area euro.

Guardando al confronto in termini di incidenza fiscale, il 2018 segna alcuni modesti miglioramenti per il cliente italiano rispetto all'Area euro: il calo registrato in Italia è in controtendenza rispetto a quanto registrato negli altri paesi, sia pure per valori contenuti. Per la prima classe tale incidenza rimane sostanzialmente in linea (sul 25%, ma con un valore leggermente inferiore per l'Italia), mentre per la seconda classe lo scarto è di 4 punti percentuali (35,2% per l'Italia, contro il 31,3% dell'Area euro), fino a toccare i quasi 7 punti percentuali per la terza (41% contro 34,5%). I valori corrispondenti per il 2017 erano 5 e 9.

Si conferma per il 2018 quanto registrato nell'anno precedente: il divario a svantaggio dell'Italia sull'Area euro è tornato ad aumentare, dopo alcuni anni di progressiva riduzione, sia al lordo, sia in maniera più decisa, al netto delle imposte. L'incidenza fiscale è dunque in calo, anche se, salvo la prima classe, rimane sempre più alta della media europea.

TAV. 1.15 *Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2018*

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

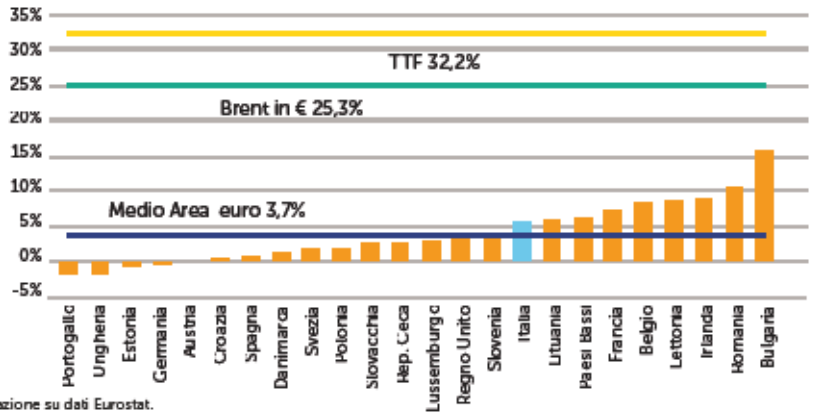
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	79,64	106,64	53,00	72,45	44,79	62,33
Belgio	70,21	87,82	48,49	61,37	42,78	54,56
Bulgaria	37,45	44,94	35,98	43,17	35,92	43,10
Croazia	38,69	48,37	30,76	38,45	28,95	36,19
Danimarca	54,96	110,21	42,28	94,37	39,90	91,39
Estonia	37,40	50,95	31,34	43,67	29,82	41,85
Francia	123,89	158,19	54,69	75,49	44,04	62,58
Germania	81,88	108,00	47,75	64,30	42,34	57,86
Grecia	63,99	74,04	54,13	62,76	53,99	62,57
Irlanda	72,27	86,46	60,99	73,67	55,37	67,31
Italia	90,07	119,75	57,11	88,08	47,87	81,18
Lettonia	56,70	70,76	34,71	44,16	34,65	44,08
Lituania	54,50	68,67	30,77	42,51	24,14	33,32
Lussemburgo	41,73	46,31	39,90	44,38	39,52	43,91
Paesi Bassi	83,53	138,86	42,00	88,61	n.d.	n.d.
Polonia	45,79	56,43	37,41	46,17	35,14	43,79
Portogallo	75,60	n.d.	60,95	n.d	56,22	n.d
Regno Unito	66,18	73,90	46,85	51,79	41,75	46,06
Cechia	92,54	111,97	49,97	60,46	46,10	55,78
Romania	30,08	35,79	29,97	35,66	29,08	34,60
Slovacchia	89,70	107,63	39,06	46,87	37,97	45,57
Slovenia	45,37	63,93	41,65	59,39	36,13	52,65
Spagna	86,04	107,11	64,81	81,41	49,91	63,38
Svezia	125,91	196,75	71,53	124,12	66,81	119,11
Ungheria	29,36	37,29	29,36	37,29	29,36	37,29
Unione europea(A)	79,81	102,96	48,78	66,63	42,08	59,35
Area euro	90,27	120,48	51,69	75,20	43,55	66,46

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.16 *Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici*

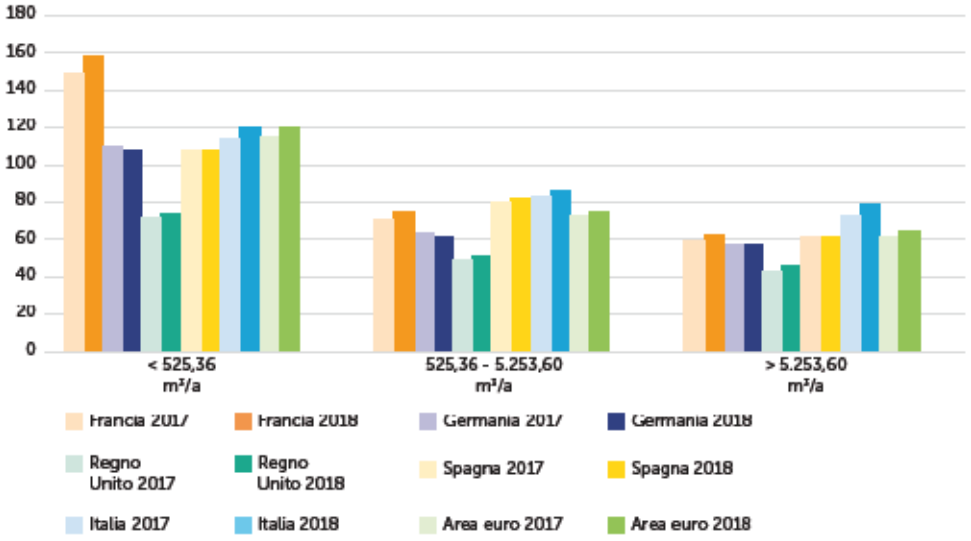
Variazione percentuale 2017-2018 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.17 *Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei*

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

La figura 1.16 riporta, a titolo di confronto tra il 2017 e il 2018, la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia (525-5.253 m³/a) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF.

L'aumento del 5,6% per tale classe si confronta con il +3,7% della media dell'Area euro, a fronte di un prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* in Europa che ha conosciuto rialzi considerevoli (+32,2%), come già l'anno precedente. In entrambi gli anni i prezzi netti per i consumatori domestici italiani hanno avuto variazioni più alte rispetto agli altri paesi, così come erano stati più forti i ribassi degli anni precedenti, indicando dunque la prevalenza di diverse strutture di prezzo e/o di metodologie di aggiornamento dei prezzi negli altri paesi.

Guardando al confronto con i principali paesi europei (figura 1.17), il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo delle imposte, si conferma inferiore solo a quello francese. Nella seconda classe (come detto la più rilevante in termini di consumi per il nostro Paese, pari al 74%), così come nella classe a maggiori consumi l'Italia presenta il prezzo più elevato (88,08 c€/m^3), rispetto a tutti gli altri principali paesi, confermando il quadro già rappresentato negli anni scorsi ma con differenziali in continua crescita (arrivati al +70% rispetto al Regno Unito e al quasi +40% rispetto alla Germania.

Prezzi per le utenze industriali

Anche per i grandi consumatori di gas si confermano le dinamiche degli ultimi anni (tavola 1.16): infatti, le imprese industriali appartenenti alle tre classi a maggior consumo di gas hanno continuato a beneficiare anche nel 2018 di prezzi lordi più vantaggiosi rispetto a quelli della media dell'Area gas, sia pure con differenziali in riduzione rispetto all'anno precedente. Per le imprese a minori consumi (fino a 263.000 m^3/a e corrispondenti alle prime due classi di consumo) i prezzi restano invece più elevati della media dei paesi dell'Area euro, con differenziali simili da un anno all'altro.

In particolare, il differenziale nel prezzo comprensivo di imposte è del +15% per la prima classe (era del 14% nel 2017), mentre per la seconda classe è pari al +4%, contro il +5% dell'anno precedente. A partire dalla terza classe (263.000-2.627.000 m^3/a) il differenziale diventa negativo (prezzi più bassi della media dell'Area euro) ed è compreso tra il -14% della terza classe e il -5% dell'ultima classe. Tutti i differenziali negativi sono tuttavia in riduzione, tra i 3 e i 5 punti percentuali da un anno all'altro.

Per quanto riguarda i prezzi netti, i differenziali sono invece tutti positivi e compresi tra il +6% della penultima classe e il +14% della prima (a eccezione della terza classe, per cui è pari a -1%). Essi sono anche in aumento rispetto all'anno precedente. La variazione più marcata (+5 punti percentuali) si rileva per la quarta classe di consumo, dove si è passati dal +1% al +6%; tale classe è però anche tra quelle che avevano visto le maggiori diminuzioni del differenziale l'anno precedente.

Rispetto al 2017 i prezzi netti italiani hanno subito rincari spiccatamente maggiori rispetto a quanto accaduto nell'Area euro, tranne che per l'ultima classe. Per le classi con prezzi in valore assoluto già più elevato, dalla terza in poi, si va da aumenti da un anno all'altro dell'11,3%, contro il 5,6% della media dell'Area euro, al 13,5% della quarta classe contro il 7,4 della media dell'Area euro.

Ma è soprattutto in termini di imposizione fiscale che le differenze con gli altri paesi restano particolarmente marcate: le imprese più piccole (consumi < 26.000 m^3/a) pagano imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro, (+19%), mentre nel 2018 anche la seconda classe entra per la prima volta nel novero delle classi per le quali vige invece un'imposizione più vantaggiosa (6% rispetto alla media dell'Area euro). A partire dalla terza classe, oneri e imposte sul cliente industriale italiano si confermano decisamente più basse, con valori tra il 50 e il 60% inferiori, anche in ragione della loro spiccata degressività. In termini di incidenza fiscale, ciò si risolve in una quota del 44,7% per la prima classe, contro il 7,4% dell'ultima, con valori corrispondenti per l'Area euro rispettivamente del 43% e del 27%. La struttura e il livello dell'imposizione fiscale sono pertanto all'origine delle differenze con gli altri paesi in termini di prezzi finali.

Anche nel confronto con i principali paesi europei (figura 1.18) si confermano prezzi finali italiani del gas più elevati per le prime due classi di consumo, mentre nelle classi successive i prezzi italiani diventano i più bassi di tutti, tranne che nel confronto con il Regno Unito. Si rileva in particolare una riduzione del differenziale negativo con la Germania a fronte di variazioni dei prezzi netti più elevate nel nostro Paese, fatta salva l'ultima classe.

TAV. 1.16 *Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2018*

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

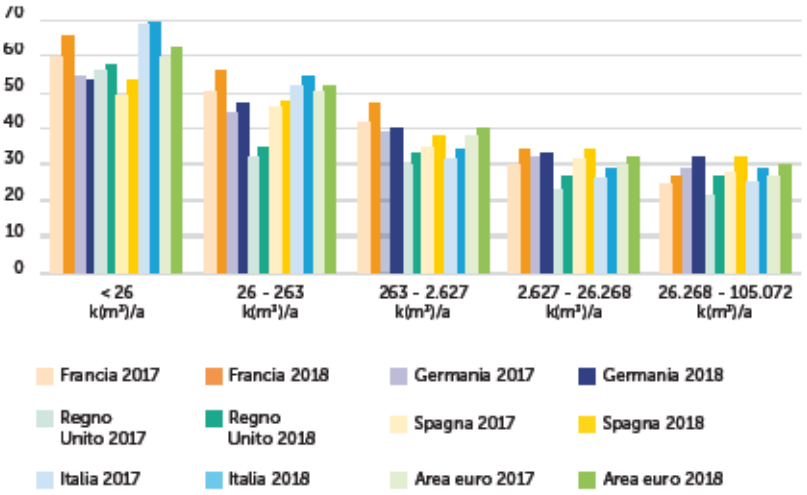
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	46,04	63,64	35,55	50,86	28,48	42,14	23,65	35,92	21,54	33,25
Belgio	41,32	52,74	30,87	40,12	23,46	30,87	20,86	26,96	22,05	28,05
Bulgaria	34,29	42,53	32,01	39,81	27,73	34,58	22,67	27,92	21,20	25,48
Croazia	35,56	45,54	30,78	39,78	27,92	35,63	26,06	33,07	n.d.	n.d.
Danimarca	39,51	90,90	37,71	88,51	29,75	76,61	27,99	73,80	27,12	72,52
Estonia	30,33	42,46	28,81	40,64	28,31	40,03	28,31	40,03	27,29	38,82
Finlandia	48,16	83,16	45,19	79,48	41,75	75,21	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	46,76	65,81	38,55	55,56	31,48	45,99	26,56	34,33	22,76	26,12
Germania	40,27	52,99	34,94	46,65	29,19	39,80	23,35	32,86	23,42	32,95
Grecia	49,16	62,09	38,74	50,91	30,18	38,57	27,90	33,89	n.d.	n.d.
Irlanda	48,72	59,72	42,12	52,11	34,74	42,50	27,49	31,50	n.d.	n.d.
Italia	49,49	71,63	38,88	54,16	28,53	34,10	26,38	29,05	26,80	28,78
Lettonia	38,50	48,74	35,56	45,01	31,59	39,88	29,06	36,90	n.d.	n.d.
Lituania	36,20	50,07	34,58	47,85	33,29	45,60	30,70	41,47	n.d.	n.d.
Lussemburgo	40,11	44,57	38,66	42,43	34,01	37,21	25,05	27,11	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	28,88	72,40	23,95	43,59	22,63	32,86	22,12	29,45
Polonia	38,36	48,15	36,25	45,60	31,78	40,06	26,08	32,73	24,80	30,96
Portogallo	50,20	71,34	42,62	55,32	29,32	36,97	26,46	33,14	26,97	33,42
Regno Unito	48,05	57,66	27,83	34,52	27,09	33,68	21,59	26,79	21,81	26,63
Cechia	35,03	44,02	28,75	36,41	26,30	33,45	25,03	31,92	24,74	31,57
Romania	32,10	38,20	30,69	36,52	28,54	33,96	25,30	30,11	22,58	26,87
Slovacchia	40,76	50,59	35,50	44,28	30,18	37,89	25,75	32,58	22,84	29,09
Slovenia	43,29	60,80	40,03	55,90	30,10	42,62	25,10	34,11	n.d.	n.d.
Spagna	43,15	52,90	38,48	47,25	30,55	37,66	27,17	33,57	25,99	32,14
Svezia	60,49	111,82	51,71	100,84	42,14	88,88	36,20	81,45	35,06	80,03
Ungheria	30,65	41,16	29,28	39,33	26,22	35,42	26,28	35,47	26,08	34,83
Unione europea(A)	42,90	59,70	34,68	49,23	28,73	39,14	24,58	32,16	23,83	30,47
Area euro	43,43	62,09	36,01	52,24	28,90	39,84	24,78	32,33	23,98	30,41

(A) I dati di Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.18 *Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei*

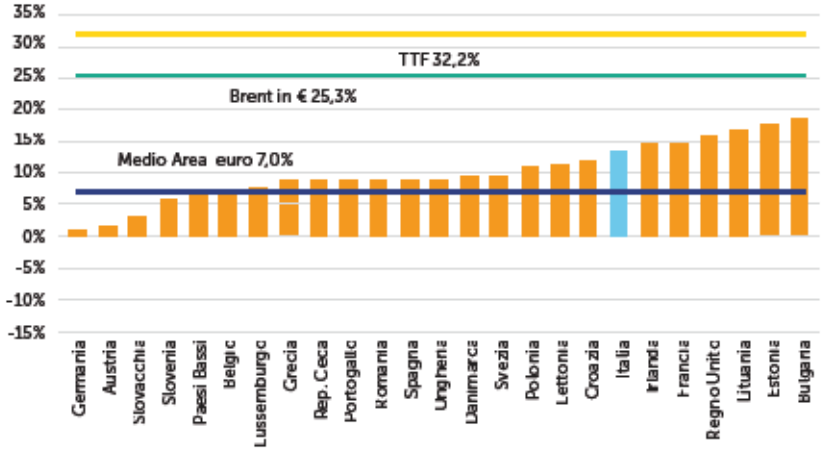
Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.19 *Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali*

Variazione percentuale 2017-2018 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,63 M(m^3)/a e 26,27 M(m^3)/a, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia hanno avuto un aumento del 13,4%, superiore a quello dell'Area euro (+7% - figura 1.19). Un aumento ancora maggiore di quello italiano ha riguardato il Regno Unito (+15,7%), mentre in Germania la variazione è stata appena dell'1,1%, nonostante i forti rincari sui mercati spot all'ingrosso, meglio riflessi solo nei prezzi dell'ultima classe di quel paese. Ancora nella figura 1.19 è riportata la dinamica del prezzo del gas alla piattaforma TTF, e quella del Brent (si veda il precedente paragrafo "Mercato internazionale del petrolio"): come già per lo scorso anno i rilevanti aumenti dei prezzi all'ingrosso non trovano ovunque pieno riscontro nei prezzi finali.

Andamento dell'economia e del clima in Italia nel 2018

La crescita dell'economia italiana è proseguita per il quinto anno consecutivo, segnando tuttavia un rallentamento rispetto al 2017, maggiore rispetto a quello del resto dell'area dell'euro. A partire dall'estate l'attività si è ridotta, per il peggioramento sia della domanda interna sia delle vendite all'estero. L'andamento delle esportazioni ha segnato una decelerazione e l'apporto della domanda estera netta al Pil è divenuto lievemente negativo. Secondo i valori provvisori pubblicati dall'Istat[3], nel 2018 il PIL, espresso in valori concatenati con anno di riferimento 2010, è aumentato dello 0,9%, mentre nel 2017 la crescita era stata dell'1,7%.

La crescita è stata comunque trainata dal buon andamento del settore industriale (il valore aggiunto dell'industria manifatturiera è cresciuto del 2,1%), quello delle attività dei servizi (0,6%) e delle costruzioni (1,7%).

L'indice Istat della produzione industriale (escluse le costruzioni) ha messo a segno un incremento dello 0,5% rispetto al 2017. Il dettaglio settoriale dell'indice evidenzia che i comparti manifatturieri che sono cresciuti di più sono: la fabbricazione di apparecchiature elettriche ed apparecchiature per uso domestico non elettriche (3,2%), le altre industrie manifatturiere, riparazione e installazione di macchine e apparecchiature (2,9%), la fabbricazione di macchinari e apparecchiature non altrimenti classificate (2,8%), la fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici (1,3%). I settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato invece risultati modesti o negativi: la metallurgia ha registrato un aumento dello 0,6%, un incremento dello 0,4% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici, la fabbricazione di plastiche e lavorazione di minerali non metalliferi è diminuita del 2,4%, mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono diminuite del 3,9%.

Per quanto riguarda invece l'andamento climatico, secondo i dati controllati ed elaborati dall'Ispra, il 2018 si è presentato come l'anno più caldo almeno dal 1961, con un inverno piuttosto caldo.

Domanda e offerta di energia in Italia

Il quadro di debolezza strutturale dell'economia italiana (in Italia il PIL è ancora inferiore a quello precedente la crisi del 2008 e anche il reddito *pro capite* è sceso negli ultimi anni del 5%) si è accompagnato a una situazione di sostanziale stagnazione dei consumi totali di energia, intorno alla soglia dei 170 Mtep, anche se nel 2018 si è verificato un aumento dell'1,5% a 172,2 Mtep (il picco raggiunto nel 2003 di 198 Mtep appare molto lontano). Il calo da allora è dovuto certamente a un miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, grazie alle diffuse politiche a suo sostegno. Allo stesso tempo, i bassi valori sono dovuti anche a cali d'attività nei settori dell'industria e delle costruzioni.

Le dinamiche del 2018 evidenziano però ancora una volta come sia prematuro, allo stato, pensare a un

3 Il 9 aprile 2019.

disaccoppiamento fra crescita economica e domanda di energia. L'aumento dell'1,5% dei consumi di energia si confronta infatti con un aumento, in netta controtendenza, dell'intensità energetica, cresciuta dello 0,6%, contro una media di lungo termine del -0,7%. A fronte di una ripresa economica più sostenuta, vi potrebbe pertanto essere, in via inerziale, anche la possibilità di un rimbalzo ancora più vivace dei consumi energetici. Di rilievo, sotto questo aspetto, è il fatto che i consumi di elettricità siano saliti solo dello 0,4%, contro l'espansione del PIL dello 0,9%, il che implica un calo dell'intensità elettrica dello 0,5% (figure 1.20 e 1.21).

Circa le singole fonti di energia, prosegue il calo dei consumi di carbone, scesi al nuovo minimo storico di 9,2 Mtep, la metà di quelli che si avevano 10 anni fa. Il calo è dovuto alla progressiva chiusura delle centrali a carbone e a un loro minore utilizzo, sia per la crescente volontà delle autorità locali di limitarne la produzione, sia per i prezzi, che nel 2018 sono stati molto alti rispetto alle altre fonti, in particolare al gas. Gli alti valori della CO_2 hanno contribuito al peggioramento della convenienza. Il calo sarebbe stato di proporzione maggiore se non fosse per il fatto che alcuni impianti a carbone italiani sono indispensabili per il buon funzionamento della rete elettrica: essi forniscono infatti capacità di base, soprattutto al Centro Sud e in Sardegna, dove l'alta produzione di rinnovabili, o l'assenza di capacità a gas, o problemi di stabilità del sistema elettrico di fatto le rendono indispensabili.

Il gas naturale rimane, seppur di poco davanti al petrolio, la fonte principale nel bilancio energetico nazionale (tavola 1.17), ma fa segnare una pesante flessione (- 3,3%) dopo tre anni di continui aumenti e scende a 59,5 Mtep, livello inferiore di 12 Mtep rispetto al picco toccato nel 2005. Il calo è dovuto a un minore utilizzo del gas nelle centrali elettriche, la cui produzione è calata per far posto sia alla maggiore disponibilità da produzione idroelettrica, balzata verso l'alto del 31,2%, sia all'incremento delle importazioni di elettricità dall'estero, salite del 16%, di nuovo oltre i 44 TWh. Le importazioni dall'estero di energia elettrica, in gran parte di origine nucleare dalla Francia, coprono da anni in via strutturale circa il 15% dei consumi finali di elettricità, la quota più alta fra i grandi paesi industrializzati. In prospettiva tale quota potrebbe essere esposta sia all'annunciata chiusura di capacità nucleare e a carbone nel Nord Europa, quella che fino ad oggi ha garantito abbondanza di offerta con prezzi bassi e flussi stabili verso l'Italia, sia alle dinamiche di altri paesi, come quella di riduzione dello sfruttamento dei giacimenti di gas dei Paesi Bassi.

CAPITOLO 1

TAV. 1.17 *Bilancio energetico nazionale nel 2017 e nel 2018*

Mtep

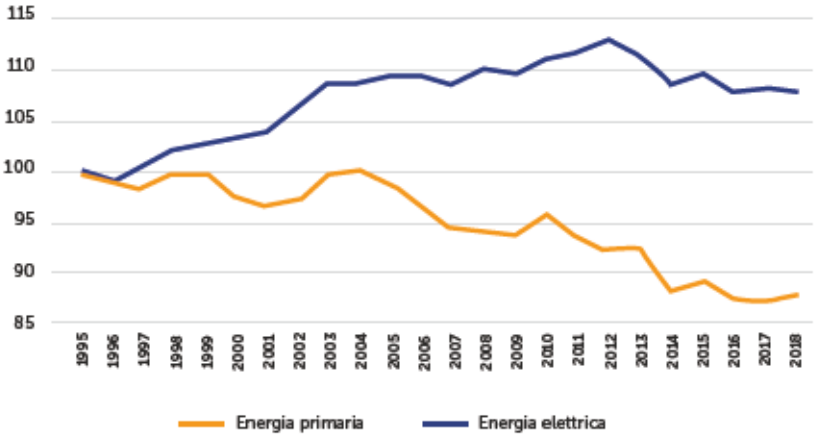
	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2017						
1 Produzione	0,33	4,54	4,14	30,14	–	39,15
2 Importazione	10,33	57,04	84,75	1,91	9,44	163,46
3 Esportazione	0,27	0,22	31,99	0,33	1,13	33,94
4 Variazione delle scorte	–	-0,19	-0,83	0,03	–	-1,00
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	10,40	61,55	57,73	31,68	8,31	169,67
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,19	-2,05	-3,85	0,00	-38,08	-44,17
7 Trasformazione in energia elettrica	-8,02	-21,43	-1,80	-23,63	54,88	–
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,19	38,07	52,08	8,05	25,11	125,50
- industria	2,13	12,51	2,96	0,12	9,40	27,12
- trasporti	–	0,86	35,97	1,07	0,98	38,89
- usi civili	–	23,91	2,84	6,83	14,22	47,79
- agricoltura	–	0,14	2,28	0,04	0,52	2,96
- usi non energetici	0,06	0,65	4,95	–	–	5,66
- bunkeraggi	–	–	3,07	–	–	3,07
ANNO 2018						
1 Produzione	0,25	4,46	4,68	34,00	0,00	43,40
2 Importazione	9,48	55,59	81,49	1,57	10,38	158,51
3 Esportazione	0,25	0,32	29,53	0,27	0,72	31,09
4 Variazione delle scorte	0,24	0,22	-1,92	–	–	-1,47
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	9,24	59,51	58,57	35,30	9,66	172,28
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,91	-3,72	–	-39,16	-44,97
7 Trasformazione in energia elettrica	-6,90	-19,81	-1,68	-26,37	54,75	–
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,16	37,80	53,18	8,93	25,25	127,32
- industria	2,11	12,64	2,88	0,13	9,48	27,23
- trasporti	–	0,83	37,06	1,24	0,99	40,12
- usi civili	–	23,58	2,78	7,52	14,25	48,14
- agricoltura	–	0,13	2,29	0,04	0,52	2,99
- usi non energetici	0,05	0,62	5,02	–	–	5,69
- bunkeraggi	–	–	3,15	–	–	3,15

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

FIG. 1.20 *Intensità energetica del PIL dal 1995*

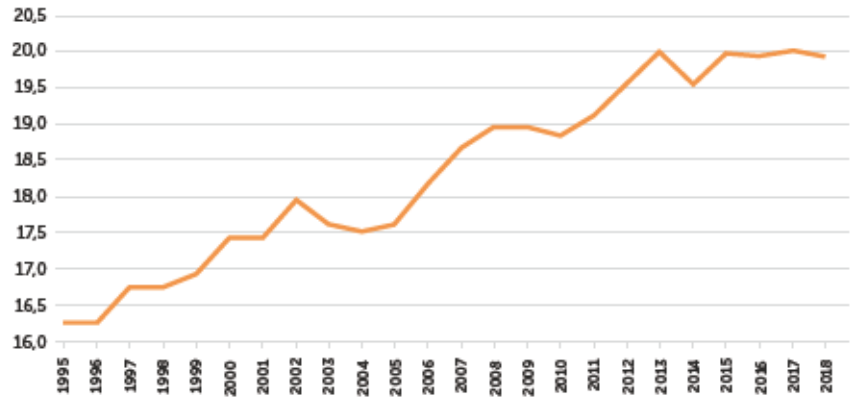
Numeri indice 1995=100



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

FIG. 1.21 *Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995*

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione ARERA su dati del Ministero dello sviluppo economico.

I consumi di petrolio sono in leggera crescita dell'1,4% a 58,6 Mtep, non distanti dalla soglia dei 60 Mtep dalla quale fanno fatica a scendere, a conferma di come le potenzialità di sostituzione di questa fonte e dei suoi derivati incontrino ostacoli non solo nei trasporti, ma anche in agricoltura e nella chimica, e addirittura nel riscaldamento, dove i consumi risultano solo in leggero calo.

La produzione di fonti rinnovabili, fa segnare un balzo dell'11,4% a 35,3 Mtep, nuovo livello record che conferma la crescita in corso da due decenni. Tuttavia, nel 2018 il balzo è dovuto, come già accaduto nel 2014, interamente alla produzione idroelettrica.

Le sue forti oscillazioni dipendono semplicemente da condizioni metereologiche più o meno favorevoli all'interno di una normale variabilità delle precipitazioni sul nostro territorio. Le fonti rinnovabili nuove, eolico e fotovoltaico, fanno registrare, invece, un calo, nonostante siano attese a

un raddoppio del loro apporto nel prossimo decennio, per raggiungere gli obiettivi al 2030 sulle fonti rinnovabili fissati nel 2018.

Grazie alla stabilità della produzione di gas e petrolio e al balzo delle rinnovabili, sempre prodotte all'interno, la dipendenza da importazioni dall'estero scende dal 76% al 74%, valore inferiore di quasi 10 punti rispetto a quello di 20 anni fa, ma sempre uno dei più alti fra i paesi industrializzati. Le fonti più importate sono sempre petrolio e gas, con una dipendenza superiore al 90%, a fronte ormai della rinuncia alla produzione dai giacimenti nazionali.

Sistemi idrici in Europa

In questo paragrafo si forniranno e confronteranno le principali evidenze riconducibili alla fornitura dei servizi idrici a livello europeo, sia pure con l'avvertenza che i diversi contesti appaiono estremamente eterogenei: gli enti di rilevazione istituzionali aggiornano i dati non necessariamente alle stesse cadenze e il servizio in ciascun paese si svolge spesso con condizioni molto specifiche. Questo secondo aspetto è particolarmente rilevante nel caso dei servizi idrici, caratterizzati da specificità locali che dipendono sia dalle caratteristiche geografiche del territorio servito – come l'orografia e la disponibilità di risorsa in determinate aree – sia dal livello di *governance* e organizzazione del servizio implementato in ciascun paese membro.

Sfruttamento della risorsa idrica

Negli ultimi anni, una serie di problematiche comuni ha interessato i paesi dell'Unione europea, in parte affrontate dalle istituzioni comunitarie nelle ultime proposte di revisione della normativa di settore. In particolare, in diverse aree si sono manifestati importanti livelli di stress idrico, generati dall'effetto combinato della crescente urbanizzazione, con consumi sempre più elevati, degli effetti dell'inquinamento, che limita l'idropotabilità, e del cambiamento climatico, con la sempre maggior frequenza di periodi di siccità seguiti da precipitazioni concentrate per intensità e per volume. Tali fenomeni possono avere impatti significativi nel continente europeo, caratterizzato da risorse di acqua dolce relativamente abbondanti, ma non equamente distribuite in tutto il territorio.

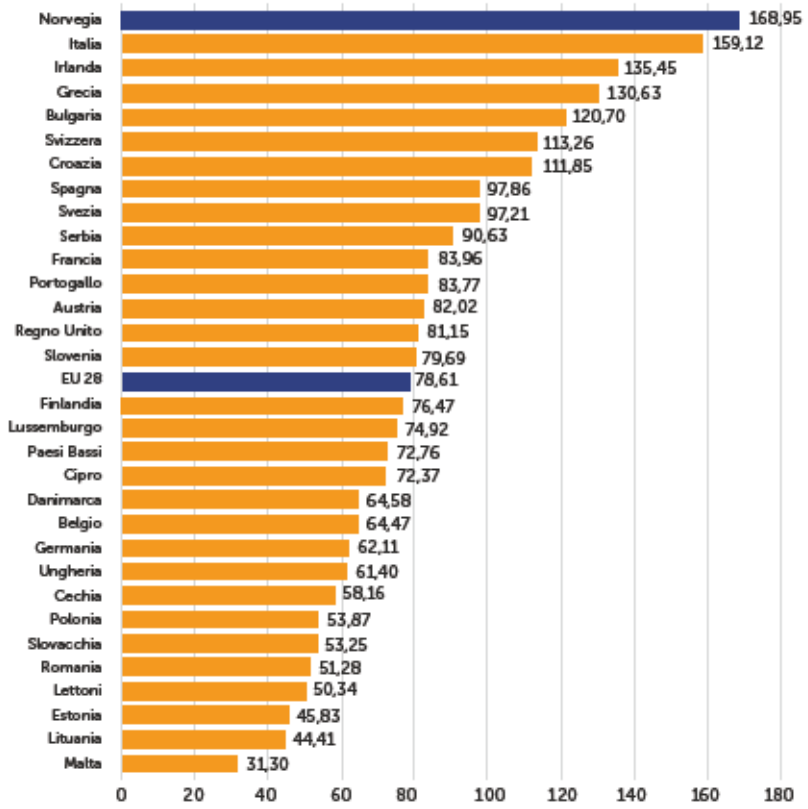
L'Agenzia europea dell'ambiente ha stimato che, al 2015, circa un terzo del territorio dell'Unione europea è stato esposto a stress idrico, sia in modo permanente che temporaneo, soprattutto nei paesi dell'Europa meridionale (Grecia, Portogallo e Spagna, ai quali si è aggiunta l'Italia che nel 2017 ha sperimentato gravi livelli di siccità), ma con situazioni di criticità estese anche ad alcune regioni settentrionali (Regno Unito e Germania). Tale fenomeno è stato sintetizzato con un indicatore denominato *Water exploitation index*, dato dal rapporto tra il totale delle acque dolci utilizzate e il totale delle risorse di acqua dolce rinnovabili disponibili, con livelli di allerta per valori superiori al 20% e di sfruttamento non sostenibile per valori superiori al 40%. Sulla base di tale indicatore è stato riscontrato che nel 2015 circa il 33% della popolazione europea è stata esposta a condizioni di stress idrico; percentuale in costante crescita dal 2010, anno in cui la popolazione residente in aree sotto stress idrico era pari al 19% circa[4]. Tali evidenze impongono la necessità di misure volte alla razionalizzazione dei consumi, intervenendo in particolare sul tramite il contenimento delle perdite idriche e il recupero di risorsa a valle della filiera idrica.

Focalizzando l'attenzione sui prelievi per fornitura pubblica di servizi idrici, rappresentati nella figura 1.22, a livello europeo è stato osservato un valore medio *pro capite* nel 2015 di circa 116 m^3 per abitante, con valori che oscillano tra un minimo di circa 30 m^3/abitante a Malta e un massimo di 169 m^3/abitante in Norvegia. L'Italia, con un prelievo di circa 9,5 miliardi di m^3/a (pari a circa 428 litri per abitante), è il primo tra i paesi dell'UE per prelievi di acqua a uso potabile (Istat[5]).

4 Si veda il report "AEA: Segnali 2018 L'acqua è vita. I fiumi, i laghi e i mari d'Europa sono minacciati da inquinamento, sfruttamento eccessivo e cambiamenti climatici. Come possiamo garantire che sia fatto un uso sostenibile di questa risorsa vitale?", Agenzia Europea dell'Ambiente, 2018.

5 Si veda anche il Comunicato dell'Istat "Italia al primo posto nell'Ue per i prelievi di acqua a uso potabile: 428 litri per abitante al giorno" del 22 Marzo 2019.

FIG. 1.22 *Prelievi di acqua dolce per la fornitura di servizi pubblici nel 2015(A)*
m^3/abitante



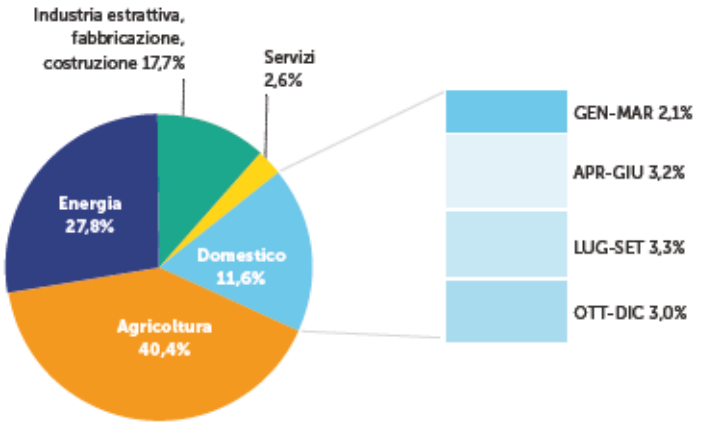
(A Per alcuni paesi l'ultimo dato a disposizione utilizzato risale al 2010.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Per quanto riguarda i consumi, le ultime rilevazioni dell'Agenzia europea dell'ambiente sugli usi idrici nell'Unione europea (2015, figura 1.23), indicano che l'agricoltura costituisce il settore al quale è destinata la quota maggiore (40,4%) di risorsa prelevata, con elevate variazioni stagionali e regionali della domanda e con punte superiori al 50% degli utilizzi totali nel periodo primaverile in alcune aree dell'Europa Meridionale. Seguono gli utilizzi per la produzione di energia (27,8%), per la maggior parte utilizzata per il raffreddamento di impianti nucleari e a combustibile fossile, e per la generazione idroelettrica, con maggiore pressione sulle risorse idriche dell'Europa occidentale e orientale; l'uso industriale (18%) e quello domestico e nei servizi (12%), con un erogazione media di acqua alle famiglie europee di circa 144 litri di acqua per persona al giorno. In Italia, secondo i dati pubblicati dall'Istat[6], il consumo di acqua è pari a 220 litri per abitante al giorno (80 m^3 annui – dato 2015). Gli usi (dati del 2012) sono abbastanza simili a quelli europei: il 54% delle risorse idriche è impiegato dall'agricoltura per irrigazione e zootecnia, il 21% per usi industriali, il 20% per usi civili, mentre la quota di uso per la produzione di energia risulta comprensibilmente più bassa, pari al 5%, data l'assenza di generazione nucleare.

6 Cfr. Istat, Contributo scritto dell'Istituto nazionale di statistica sulle Proposte di legge C. 52 (Daga e altri) e C. 773 (Braga e altri), 20 dicembre 2018.

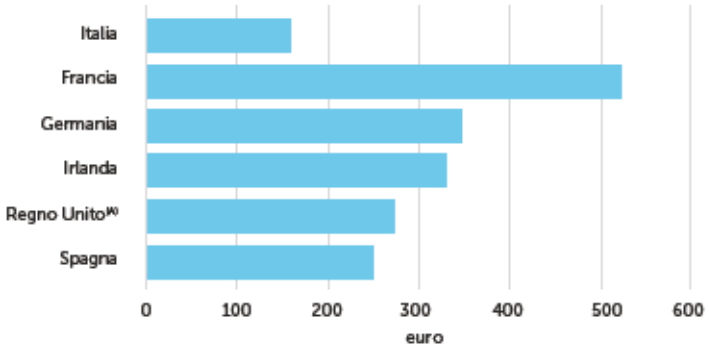
FIG. 1.23 *Ripartizione dell'utilizzo di acqua in Europa per settori economici e distribuzione stagionale dei consumi civili nel 2015*



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente.

FIG. 1.24 *Costo pro-capite del servizio idrico in alcuni paesi europei*

euro



(A) Il dato è riferito a Inghilterra e Galles.

Fonte: *International Comparisons of Water Sector Performance*, Report commissioned to Global Water Intelligence by Water UK.

Con riferimento all'uso idropotabile, la copertura del servizio idrico a livello continentale può essere considerata elevata: in termini generali, nella maggior parte dei paesi europei, più dell'80% della popolazione risulta allacciato a un sistema pubblico di approvvigionamento idrico (Agenzia europea dell'ambiente, 2015). Ciò appare conforme agli obiettivi dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite in tema di accesso della popolazione alla risorsa idrica, e in particolare all'obiettivo n. 6, che prevede di "Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie".

Passando invece a considerare il costo medio del servizio idrico integrato nei principali paesi europei (figura 1.24) i dati tratti da uno studio commissionato da WATER UK a Global Water intelligence, elaborati secondo quanto espressamente dichiarato a partire da fonti plurime e di anni diversi, evidenziano costi *pro capite* annuo del servizio integrato molto variegati. Spicca in particolare il basso costo per l'Italia, pari a 156,39 euro, che rappresenta meno del 50% del costo della Germania, meno del 30% di quello della Francia e il 60% circa di quello della Spagna.

Impatto sull'ambiente

Nel seguito sono illustrati i primi esiti delle politiche sviluppate a livello europeo per garantire il miglioramento della qualità dei corpi idrici e minimizzare l'impatto ambientale degli scarichi.

La Commissione europea, con la "Nona relazione sullo stato di attuazione e i programmi per l'attuazione (a norma dell'articolo 17) della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane"[7], nel fornire un aggiornamento sul recepimento delle disposizioni sulla gestione delle infrastrutture fognarie e depurative a livello europeo e sulla qualità degli scarichi delle acque reflue, ha registrato in media nel 2014 (anno oggetto della rilevazione) elevati livelli di conformità alla citata direttiva. Nello specifico, con riferimento alla presenza negli agglomerati di infrastrutture di raccolta e collettamento dei reflui (art. 3[8]), è stato registrato un tasso medio di conformità del 94,7% (valutato in termini di percentuale del carico assoggettato) con valori massimi di piena conformità a fronte di situazioni in cui detti tassi scendono sotto il 70%.

Le acque reflue correttamente sottoposte a trattamento secondario ai sensi dell'art. 4[9] costituiscono invece l'88,7% del totale, seppure in alcuni paesi le percentuali di conformità non superino il 20%, mentre i trattamenti più spinti, che a norma dell'art. 5[10] sono previsti per le acque reflue che scaricano in aree sensibili (76% della superficie UE) presentano un tasso complessivo di conformità dell'84,5%, con notevoli differenze tra gli stati membri (i valori oscillano tra il 100% e il 7%). Situazioni eterogenee si rilevano anche analizzando il tasso di allacciamento della popolazione ai sistemi fognari-depurativi, con valori più elevati nei paesi dell'Europa centrale (97%), e valori più contenuti nei paesi dell'Europa meridionale, sud-orientale e orientale. L'Agenzia europea dell'ambiente ha quantificato in circa 30 milioni le persone in Europa che nel 2015 non erano ancora allacciate a impianti di trattamento delle acque reflue, pari a circa il 6% della popolazione complessiva, mentre al 2014 risultavano 10 milioni le persone che nell'Unione europea vivevano ancora senza accesso a servizi igienico-sanitari avanzati, su un totale di 2,4 miliardi di persone in tutto il mondo (fonte: Commissione europea).

In tema di qualità degli scarichi da restituire all'ambiente e di riduzione degli impatti negativi dell'inquinamento, riveste una certa rilevanza anche lo stato delle acque di balneazione (in particolare per il contesto italiano che rappresenta un'incidenza significativa delle coste balneabili in Europa). Anch'esso è oggetto di specifiche politiche comunitarie grazie alla direttiva 2006/7/CE, il cui obiettivo è il raggiungimento di *standard* minimi di qualità contenuti dei corpi idrici nei siti di balneazione costieri e interni. Nel corso degli anni è stato rilevato un visibile miglioramento della qualità di tali siti, grazie anche all'attività di monitoraggio degli stati membri, che nel 2017 ha coperto 21.509 siti in tutta l'Unione europea, l'85% dei quali ha soddisfatto lo *standard* più rigoroso di "eccellenza", mentre complessivamente il 96% dei siti presentava un livello di qualità almeno sufficiente (AEA 2018[11]).

In tale contesto l'Italia si colloca al di sopra della media europea, con una percentuale di siti classificati di qualità eccellente pari all'89,9% su 5.531 siti monitorati (25,4% dei siti totali in Europa), con una conformità pari al 96,9% (qualità eccellente/buona/sufficiente) e con un calo rispetto al 2016 dei siti di scarsa qualità, per i quali si rendono necessarie misure di divieto della balneazione (da 100 a 79 siti, l'1,5% del totale). Si evidenziano valori più elevati solo per Malta (98,3%), Cipro (97,3%) e Grecia (95,9%), seppure su un numero di siti monitorati nettamente inferiore, mentre Romania e Bulgaria sono i paesi con i risultati peggiori (rispettivamente 50% e 44,2%).

Come già ricordato, in un contesto caratterizzato da forti pressioni sulla risorsa idrica e da situazioni di carenza idrica più o meno diffuse a livello europeo, risulta fondamentale il contributo delle politiche di recupero e riutilizzo delle risorse, anche in un'ottica di economia circolare, che nel settore idrico interessano il trattamento dei reflui e dei fanghi di depurazione. Nella relazione al Parlamento europeo 14 dicembre 2017, COM(2017) 749 *final*, la Commissione

7 Si veda la Comunicazione COM (2017) 749 final della Commissione Europea, del 14 dicembre 2017.

8 Ai sensi dell'art. 3 alla direttiva 91/271/CEE "Gli Stati membri provvedono affinché tutti gli agglomerati siano provvisti di reti fognarie per le acque reflue urbane ...".

9 Detto articolo prevede che gli Stati Membri provvedano "...affinché le acque reflue urbane che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte, prima dello scarico, ad un trattamento secondario o ad un trattamento equivalente ...".

10 "Gli Stati membri provvedono affinché le acque reflue urbane che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte, prima dello scarico in aree sensibili, ad un trattamento più spinto di quello descritto all'articolo 4 ... per tutti gli scarichi provenienti da agglomerati con oltre 10 000 a.e.".

11 Si veda il Report "*European bathing water quality in 2017*", Agenzia europea dell'ambiente, 2018.

europea ha rappresentato una serie di evidenze sulla gestione dei fanghi di depurazione a livello europeo nel 2014, dalle quali è emerso che rispetto alla quantità totale di fanghi prodotti a livello europeo (circa 8,7 milioni di tonnellate, pari cioè a circa 17 kg per abitante), il 58% dei fanghi prodotti è stato riutilizzato, soprattutto nel settore agricolo, con un importante contributo all'economia circolare, quantificato in circa 550 milioni di euro nel medesimo anno grazie al recupero di azoto e fosforo. Il 27% dei fanghi è stato destinato invece a incenerimento, soprattutto in alcuni paesi dell'Europa Centrale, quali Germania e Olanda.

Contestualmente alle misure di recupero e riutilizzo dei fanghi sono state altresì sviluppate tecnologie volte a ridurne la produzione a monte, con effetti positivi su altri settori (per esempio tramite la produzione di energie rinnovabili, quali il biogas). Per quanto riguarda il riutilizzo delle acque reflue, pratica ancora poco diffusa nel 2014 a livello europeo, l'Italia è risultata tra gli otto stati membri che hanno dichiarato di riutilizzare regolarmente parte delle acque reflue trattate, seppure in misura contenuta (la media dell'UE si attesta a un valore del 2%) e principalmente nel settore agricolo (a fronte di impieghi occasionali nell'industria e per l'alimentazione delle falde acquifere). Su tale ultimo aspetto la Commissione europea ha tenuto a precisare che la limitatezza delle informazioni a disposizione ha permesso di dare solo una rappresentazione parziale del fenomeno[12].

Le ultime rilevazioni a disposizione di fonte Eurostat e aventi a oggetto il confronto internazionale sulla distribuzione dei fanghi prodotti per tipologia di destinazione, hanno quale base di rilevazione il 2015 (figura 1.25). Esse mostrano una situazione eterogenea nel panorama europeo, nella quale, a fronte di aree nelle quali i fanghi prodotti sono quasi interamente riutilizzati o recuperati, in diversi paesi la quota di fango smaltita in discarica risulta preponderante, fino a costituire quasi il 100% in alcuni paesi (es. Bosnia-Erzegovina, Malta e Serbia). L'utilizzo principale è quello agricolo, che arriva a sfiorare il 90% in Portogallo e supera il 70% in Irlanda, nel Regno Unito e in Albania), mentre gli altri utilizzi diversi da quello agricolo (per esempio il recupero per la produzione di *compost*) sono maggiormente praticati in Estonia (89%) e Ungheria (75,45%); Svizzera e Paesi Bassi prediligono l'incenerimento (questi ultimi per la quasi totalità).

Per quanto riguarda l'Italia, nel 2010 – dato disponibile nella rilevazione Eurostat – i fanghi venivano smaltiti prevalentemente in discarica (48,5%), con una quota recuperata per gli usi agricoli pari circa al 33%. A tale proposito è opportuno specificare che, tra il 2010 e il 2016, nelle rilevazioni dell'Autorità è stata riscontrata una considerevole riduzione della percentuale di fanghi conferiti in discarica nel nostro Paese, a fronte in particolare di un incremento della quota destinata alla produzione di *compost* e alla termovalorizzazione, mentre il recupero in agricoltura è rimasto stabile[13].

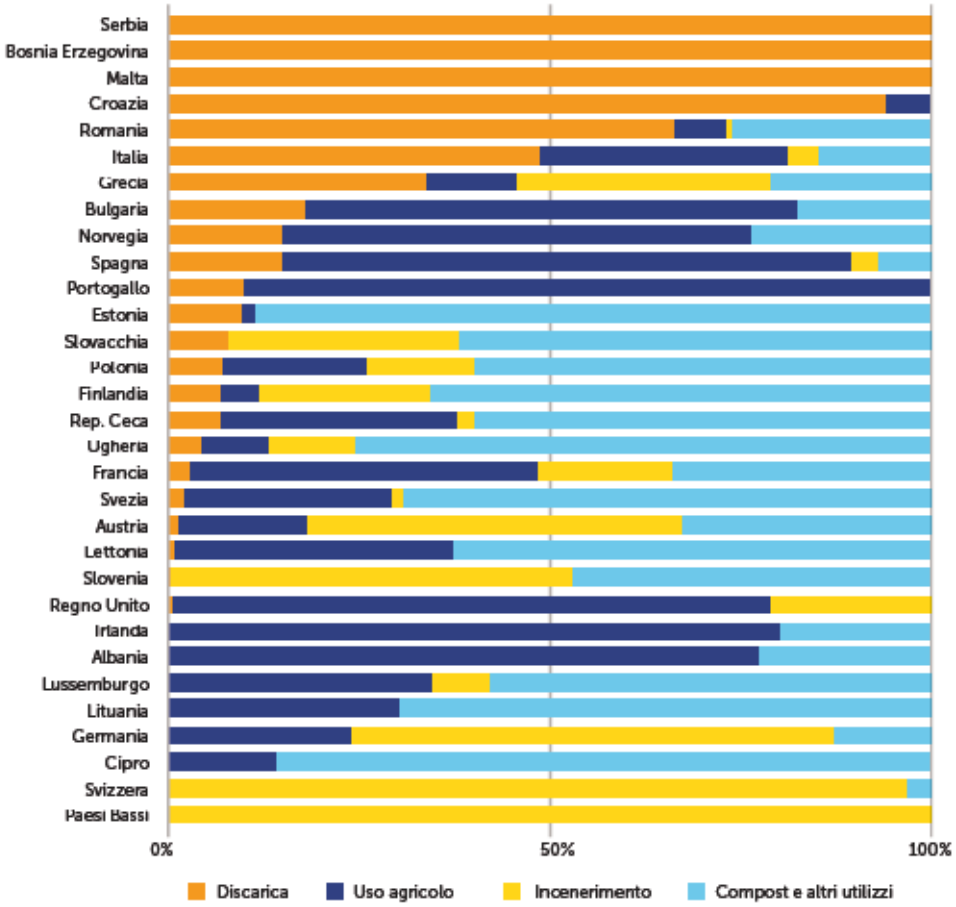
12 Si veda la Comunicazione COM (2017) 749 final della Commissione Europea, del 14 dicembre 2017.

13 Per un confronto statistico si veda il Capitolo 5 - Struttura, tariffe e qualità nel settore idrico del presente Volume.

14 Composto da quattro direttive approvate il 18 giugno 2018 e pubblicate il 4 luglio 2018, con obbligo di recepimento negli ordinamenti nazionali entro due anni:
- la direttiva 2018/849/UE che modifica le precedenti direttive 2000/53/CE sui veicoli fuori uso, 2006/66CE sulle e accumulatori e rifiuti di pile e accumulatori e 2012/19/UE sui rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (c.d. RAEE);
- la direttiva 2018/850/UE, che modifica la precedente direttiva 1999/31CE sulle discariche;
- la direttiva 2018/851/UE, che modifica la direttiva quadro 2008/98 sui rifiuti urbani;
- la direttiva 2018/852/UE sugli imballaggi e sui rifiuti da imballaggio.

FIG. 1.25 *Destinazione dei fanghi di depurazione in Europa nel 2015*

Quote percentuali



(A) Per alcuni paesi l'ultimo dato a disposizione utilizzato risale al 2010.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Produzione e gestione dei rifiuti urbani e assimilati in Europa

L'assetto istituzionale in Europa: enti locali, Stato, Autorità centrali indipendenti

Nell'anno appena trascorso, il Parlamento europeo e il Consiglio dei Ministri dell'UE hanno approvato il *Pacchetto di normative europee sull'economia circolare*[34], volto a promuovere una maggiore efficienza nell'impiego delle risorse naturali, attraverso l'implementazione di un modello di economia circolare. Il pacchetto ha introdotto e ridefinito obiettivi che avranno un notevole impatto per gli stati membri, sia in termini di strategia nazionale per i necessari interventi normativi e regolatori, sia in termini di programmazione degli investimenti, di controllo dei costi e di efficientamento dei servizi offerti dagli operatori di settore.

Le nuove normative europee introducono infatti obblighi di riciclo di una quota crescente di rifiuti urbani (55%, 60% e 65% del volume totale di rifiuti in ciascuno Stato Membro, rispettivamente entro il 2025, il 2030 e il 2035), l'obbligo di raccolta differenziata della parte organica dei rifiuti urbani entro il 2024, e l'obiettivo di ridurre entro il 2035 al 10% la quota dei rifiuti urbani che potrà essere smaltita in discarica[15].
In materia di rifiuti urbani, attualmente non esiste però un quadro regolatorio omogeneo nei diversi stati membri dell'Unione. Generalmente, la regolazione dei servizi sui rifiuti urbani e assimilati è affidata ai livelli locale e/o regionale. Oltre che in Italia, esistono autorità indipendenti con competenze sui rifiuti in Lettonia, Portogallo, Romania, Ungheria. La mancanza di un tale quadro regolatorio omogeneo riflette l'assenza, in una legislazione comunitaria in materia di rifiuti urbani ispirata pressoché esclusivamente al perseguimento di obiettivi ambientali, di criteri di organizzazione dei servizi, lasciati all'autonoma determinazione degli Stati, fatta eccezione per la statuizione del principio generale del "chi inquina paga" e ferma restando la disciplina pro-concorrenziale dell'attribuzione di appalti e concessioni di servizi.

La disomogeneità dell'assetto istituzionale e la prevalente frammentazione dell'organizzazione dei servizi di gestione dei rifiuti urbani a livello locale appaiono tuttavia, a una più attenta valutazione, quanto meno moderate dalla recente tendenza, rinvenibile negli stati membri paragonabili all'Italia per dimensioni del settore dei rifiuti urbani, alla progressiva centralizzazione di funzioni di regolazione e omogeneizzazione dei criteri di programmazione e gestione dei servizi. L'azione convergente di una rinnovata attenzione all'efficienza della spesa pubblica e di una crescente enfasi posta dalla normativa comunitaria al perseguimento di obiettivi sistemici di economia circolare sembra sostenere, almeno nei principali paesi, una richiesta di razionalizzazione dell'approccio ai rifiuti urbani. Una richiesta che, pur senza formalmente mettere in discussione il ruolo delle amministrazioni locali né delineare approcci indipendenti alla regolazione quali quelli prevalenti nei servizi di pubblica utilità ormai aperti al mercato, evidenzia il ruolo guida delle entità centrali e l'affermazione di principi di omogeneità nella programmazione.
Il tendenziale accentramento dei poteri di programmazione del servizio e, indirettamente, di intervento regolamentare nei modelli di gestione, coincide con la progressiva presa d'atto delle difficoltà incontrate, specie nelle entità territoriali di dimensioni ridotte, nel rispondere efficacemente alle richieste di un sistema normativo comunitario. Un sistema che, fissando esplicitamente obiettivi di circolarità e sostenibilità del ciclo dei rifiuti, implicitamente promuove un modello industriale di trattamento focalizzato su un'impiantistica complessa, che consente di sfruttare economie di scala e di scopo non compatibili con la dimensione comunale.

Nei principali paesi europei come Francia, Germania e Gran Bretagna, ai quali fa capo complessivamente quasi la metà dei rifiuti urbani prodotti nell'Ue, l'accennata tendenza prende forme diverse, ma mostra esiti paragonabili.
In Francia, le competenze municipali previste dal Codice degli enti locali (CGCT) sono state progressivamente devolute ad associazioni di Comuni, ormai percettori della maggioranza delle entrate che finanziano il servizio; la responsabilità della programmazione territoriale è passata, con il Piano di gestione e prevenzione, dalla dimensione dipartimentale a quella regionale, peraltro soggetta al monitoraggio e al controllo di coerenza degli obiettivi nazionali da parte del Ministero dell'ambiente, che disegna il Piano nazionale di prevenzione.
In Germania, dove le competenze di regolazione in materia di rifiuti urbani, così come la scelta del modello gestionale, sono storicamente e restano saldamente in capo ai Comuni, gli obiettivi generali sono stabiliti al livello federale. Quest'ultimo fornisce direttive ai *Länder* per la predisposizione dei Piani regionali, interviene con regole di omogeneizzazione alle quali gli enti locali devono uniformarsi (quale esempio recente, la standardizzazione nazionale dei sistemi diffusi di raccolta di alcuni materiali differenziabili) e ha plasmato caratteri strutturali che connotano il sistema tedesco come uno dei più avanzati nel perseguimento di obiettivi comunitari di recupero della materia (l'imposizione fiscale sulle discariche, presente dagli anni '90, ha determinato la virtuale scomparsa di questa tecnologia di smaltimento).

15 La strategia europea in materia ambientale negli ultimi due decenni è stata incardinata attorno all'introduzione delle condizioni per una crescita economica sostenibile. Si pensi ad esempio agli obiettivi codificati nella direttiva quadro sui rifiuti in merito al contenimento degli impatti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti sulla salute umana e sull'ambiente, alla riduzione del consumo di risorse, anche tramite il riutilizzo o il riciclo, e alla promozione della gerarchia dei rifiuti.

L'assetto istituzionale della Gran Bretagna ha subito una revisione accentratrice già a metà degli anni '90, con la soppressione delle *Waste regulation authorities* (WGA), responsabili per il coordinamento amministrativo e l'organizzazione sul territorio dei servizi d'igiene urbana, inizialmente affiancate dalle specialistiche *Waste disposal authorities* (WDA) e Waste collection authorities (WCA), le cui competenze sono state devolute alle agenzie nazionali di protezione dell'ambiente, *Environment Agency*, presenti in Inghilterra/Galles e Scozia. Il recepimento, nel 2011, della direttiva quadro comunitaria 2008/98/CE, ha confermato e perfezionato la tendenza a organizzare su basi nazionali la regolazione del settore: spetta al Governo centrale predisporre piani di prevenzione dei rifiuti e fornire direttive alle Agenzie per l'ambiente di Inghilterra/Galles e Scozia per l'implementazione dei piani e l'organizzazione del servizio. Le altre autorità di filiera, WDA e WCA, si stanno concentrando su basi sovracomunali. Laddove non svolti direttamente dalle autorità locali e sovracomunali, i servizi (soprattutto quelli a maggior complessità tecnologica) sono esternalizzati a soggetti industriali con contratti di affidamento pluriennali che contengono elementi di regolazione economica degli operatori propriamente detta, quali obiettivi di efficienza operativa e strumenti di tutela degli investimenti.

Produzione e gestione dei rifiuti in Europa

Nell'Unione europea a 28 paesi si producono annualmente circa 247 milioni di tonnellate di rifiuti urbani e assimilati (dato 2016, in crescita dello 0,7% rispetto all'anno precedente), con una media *pro capite* per abitante di circa 483 kg, dato anch'esso in leggera crescita (0,2%) rispetto all'anno precedente e soggetto a elevata variabilità tra stati membri: la produzione media *pro capite* della Danimarca, il paese a maggiore produzione *pro capite*, è pari al triplo del corrispondente dato della Romania, il paese con la produzione minore.

Nel seguito sono presentati alcuni dati di confronto tra l'Italia, l'Unione europea e alcuni paesi rappresentativi per grandezze riconducibili ai principali fenomeni quantitativi e tecnologici, premettendo l'importante avvertenza che, nonostante gli sforzi compiuti dagli enti di rilevazione statistica e l'avanzare degli studi in materia, permane una difficoltà di base nella comparazione, dovuta da un lato all'aggiornamento dei dati di base (Eurostat, principale fonte di riferimento delle evidenze qui riportate, che rileva i dati quantitativi al 2016) e, dall'altro, alle disomogeneità e alle diversità di definizioni prevalenti nelle stesse rilevazioni nazionali. Tale difficoltà dovrebbe essere progressivamente superata, almeno per quanto riguarda le incertezze relative ai dati sul recupero dei rifiuti urbani, grazie alle nuove disposizioni in materia di criteri omogenei di rilevazione contenute nel recente pacchetto di normative europee sull'economia circolare.

I dati di riferimento per i confronti sono, quindi, a oggi necessariamente soggetti a semplificazioni e approssimazioni, senza che questo, tuttavia, impedisca di individuare tendenze e confrontare i risultati dei diversi paesi. Cautela particolare deve riservarsi alla lettura dei dati economici: la problematicità nel raccogliere dati coerenti di costo del servizio consiste nella natura prevalentemente fiscale del prelievo a copertura dei costi; in alcuni casi limite (Regno Unito) non esiste un prelievo dedicato e i costi del servizio sono coperti dalla fiscalità generale locale. Una stima confrontabile dei costi è evincibile dai dati Eurostat di contabilità nazionale ed è rappresentata dai fatturati di comparto; i dati di costo per abitante di seguito riportati sono ottenuti rapportando alla popolazione la somma dei costi di raccolta e smaltimento al netto dei ricavi da recupero materia.

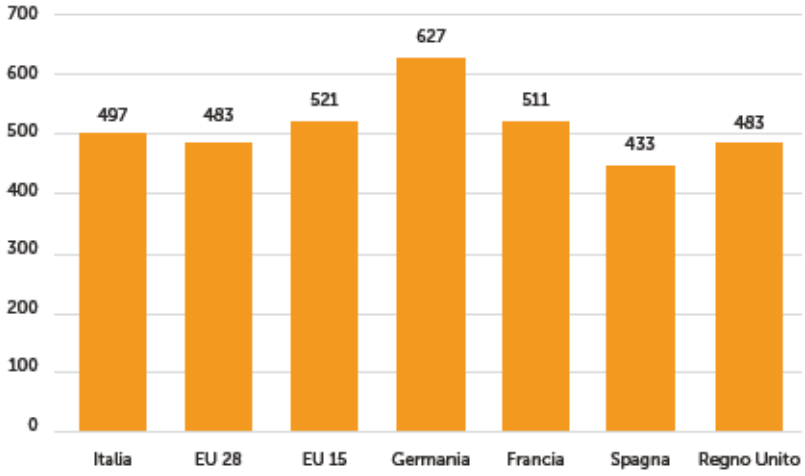
Confronto tra valori Ue, Italia e di alcuni stati membri per le principali grandezze di riferimento

Per quanto riguarda la produzione *pro capite* di rifiuti urbani, ferma restando la cautela statistica della definizione di rifiuto assimilato all'urbano che può variare anche significativamente a livello persino locale, si rileva il sostanziale allineamento, con l'eccezione della Germania, tra i paesi messi a confronto con l'Unione europea a 28 e a 15: Italia, Francia, Regno Unito e Spagna, nei quali si segnala, peraltro, la tendenza a una crescita nel tempo moderata. Nella figura 1.26 si mostrano i dati di produzione media *pro capite* per il 2016 di rifiuti urbani.

Differenze significative si riscontrano, invece, nella rappresentazione delle tecnologie per il trattamento dei rifiuti urbani, riflesso di profonde diversità nelle dotazioni impiantistiche e nello sviluppo delle politiche di destinazione dei rifiuti. La figura 1.27 mostra la percentuale di rifiuti

FIG. 1.26 *Produzione media pro capite di rifiuti urbani nei principali paesi europei*

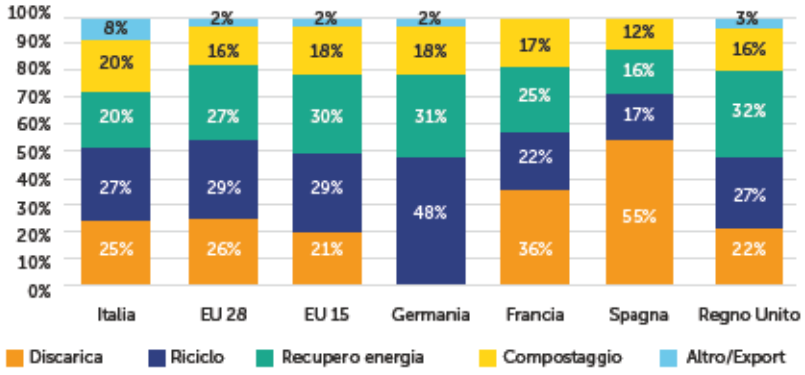
kg



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.27 *Trattamento dei rifiuti urbani per tecnologia*

Anno 2016, percentuali sul totale dei rifiuti urbani e assimilati

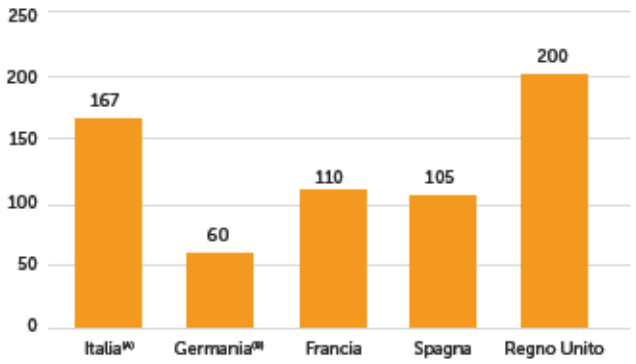


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

urbani, sul totale dei rifiuti urbani prodotti, destinata alle differenti tecnologie di trattamento e smaltimento. Si evidenziano differenze profonde, per esempio, nella percentuale di rifiuti destinati in discarica (in Italia non lontana dalla media Ue, e nella quota di rifiuti riciclati, ovvero destinati al recupero di materia; una quota comunque in crescita quasi dappertutto e destinata progressivamente a convergere sui valori definiti dalle nuove direttive sull'economia circolare.

Interessante è anche il confronto – con le cautele ricordate e con la chiara indicazione della possibile parzialità, disomogeneità e provvisorietà del dato – tra i costi *pro capite* del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati negli stati membri qui selezionati per i confronti.
Nella figura 1.28 si evidenzia il costo per abitante del servizio di gestione dei rifiuti urbani per Italia, Francia, Germania, Regno Unito e Spagna. I dati sono relativi al 2014 e sono tratti da elaborazioni sulla contabilità nazionale Eurostat tranne che per l'Italia, dove è utilizzata la stima ISPRA[15] effettuata nello studio campionario della quantificazione del tributo locale per i rifiuti urbani relativa all'anno 2016. Il dato della Germania, significativamente inferiore a quello degli altri paesi considerati, deve essere letto alla luce del particolare sistema adottato in questo paese, dove la responsabilità tecnica ed economica della raccolta e del trattamento differenziato dei rifiuti da imballaggio riciclabili è pressoché interamente a carico dell'industria (c.d. sistema duale); la responsabilità di raccolta e trattamento degli enti locali è quindi generalmente limitata al rifiuto urbano residuo (non differenziato) e ad alcune frazioni differenziate non assegnate al circuito privato (essenzialmente organico e parte di rifiuto cellulosico).

FIG. 1.28 *Costo medio nel 2014 del servizio di gestione dei rifiuti urbani in alcuni stati membri dell'Ue*
Euro per abitante



(A) Dato 2016.
(B) Il valore della Germania non è strettamente comparabile a quello degli altri paesi considerati perché in questo paese la responsabilità tecnica ed economica della raccolta e del trattamento differenziato dei rifiuti da imballaggio riciclabili è pressoché interamente a carico dell'industria.

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati di contabilità nazionale di fonte Eurostat.

15 Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

PAGINA BIANCA

Capitolo 2

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE ELETTRICO

CAPITOLO 2

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2018

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2018 messo a confronto con quello dell'anno precedente; i dati, di fonte Terna, sono provvisori.
Nell'anno 2018 la domanda elettrica è risultata ancora in aumento dello 0,5%, dopo l'incremento del 2% dell'anno precedente; la crescita, sia pure assai lieve, ha interessato tutti i settori produttivi, con una punta nel settore agricolo (+1,8%).
La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per l'87,1% dalla produzione nazionale (in calo dell'1,8% rispetto al 2017), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero (13,9%); l'energia importata, risulta tra l'altro in aumento del 10%, mentre quella esportata è in calo (36,3%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 16,3%.

La tavola 2.2, riporta il bilancio degli operatori costruito a partire dai dati da essi stessi forniti nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela e salvaguardia)[1]. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé[2].

TAV. 2.1 *Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2017 e nel 2018*
GWh

	2017	2018(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	295.830	290.585	-1,8%
Servizi ausiliari	10.564	10.269	-2,8%
Produzione netta	285.266	280.316	-1,7%
Ricevuta da fornitori esteri	42.895	47.179	10,0%
Ceduta a clienti esteri	5.134	3.270	-36,3%
Destinata ai pompaggi	2.478	2.233	-9,9%
Richiesta di energia elettrica	320.548	321.992	0,5%
Perdite di rete	18.668	18.619	-0,3%
Consumi al netto delle perdite	301.881	303.373	0,5%
Agricoltura	5.990	6.100	1,8%
Industria	125.525	126.224	0,6%
Terziario	104.875	105.521	0,6%
Domestico	65.491	65.528	0,1%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.2 *Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2018*

TWh. Valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	10-15 TWh	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5-1 TWh	0,1 -0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Numero gruppi	1	3	6	19	12	55	369	12.534	12.999
Produzione nazionale lorda	56,3	48,2	32,3	29,3	3,9	2,6	4,1	90,8	267,6
Produzione nazionale netta	53,2	47,0	31,2	28,7	3,9	2,5	4,0	87,5	257,9
Energia destinata ai pompaggi	2,2	-	-	-	-	-	-	-	2,2
Importazioni(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	47,2
Esportazioni(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3
Perdite di rete(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	18,6
Autoconsumi(B)	0,0	3,1	0,3	0,5	0,1	1,7	0,4	13,4	19,5
Vendite finali	96,4	34,6	45,0	50,4	8,8	14,5	5,5	-	255,1
Mercato libero	55,4	31,9	43,1	47,4	8,8	14,3	4,7	-	205,6
Domestico	13,2	5,8	2,4	2,2	0,4	1,7	0,9	-	26,5
Non domestico	42,1	26,1	40,7	45,2	8,4	12,7	3,8	-	179,1
- Bassa tensione	16,2	6,1	8,9	15,2	2,9	5,7	2,4	-	57,3
- Media tensione	20,3	15,5	20,6	26,9	4,6	6,3	1,4	-	95,5
- Alta e altissima tensione	5,7	4,6	11,2	3,1	1,0	0,6	-	-	26,2
Maggior tutela	39,1	0,4	1,9	2,9	-	0,2	0,7	-	45,3
Domestico	26,9	0,2	1,2	1,8	-	0,1	0,4	-	30,7
Non domestico	12,3	0,1	0,7	1,1	-	0,1	0,3	-	14,6
Salvaguardia	2,0	2,3	-	-	-	-	-	-	4,3
- Bassa tensione	0,5	0,9	-	-	-	-	-	-	1,4
- Media tensione	1,2	1,4	-	-	-	-	-	-	2,6
- Alta e altissima tensione	0,2	-	-	-	-	-	-	-	0,3

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.
(B) Sono incluse le cessioni effettuate all'interno di ASSPC (Altri sistemi Semplici di Produzione e Consumo).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

1 I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono immediatamente confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi.

2 Con la delibera 25 ottobre 2012, 445/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità (compreso il teleriscaldamento/teleraffrescamento, come stabilito nella delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr) oltre che già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'indagine annuale. Pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

CAPITOLO 2

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 92% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 91% dei consumi pubblicati da Terna.

Come di consueto, è opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma non svolgono l'attività di vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC (Altri sistemi semplici di produzione e consumo) è da attribuire proprio a questa categoria, tradizionalmente popolata da soggetti autoproduttori e dai soggetti che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria, infatti, il 21,4% dell'energia prodotta è destinata al GSE, contro quote che nelle altre classi raggiungono al massimo il 7%. Ciò in quanto nella classe "Senza vendite" è presente una grande impresa che cede l'energia elettrica in regime CIP6 al GSE, e che, da sola vale il 23% delle cessioni complessive al GSE.
La quota degli autoconsumi sulla generazione netta risulta particolarmente significativa per i gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh (70,2%): in questa classe ricade un grande autoproduttore industriale che è anche venditore del mercato libero ormai da diversi anni e vende energia elettrica prevalentemente a imprese del suo gruppo industriale. Quote di autoconsumi particolarmente elevate, come detto, si registrano anche per la classe "Senza vendite", con un valore pari al 15,3%.

Enel, con una produzione netta di 53,2 TWh, controlla il 19% della produzione nazionale totale e il 37,8% della vendita totale, inclusa la tutela. La seconda classe a maggiori vendite (10-15 TWh), che include 3 gruppi societari, detiene il 16,8% della generazione netta e ha quote di vendita pari al 13,5% del totale. Complessivamente, dunque, i primi quattro gruppi industriali coprono il 35,7% della generazione netta e vendono poco più della metà (51,3%) di tutta l'energia ceduta a clienti finali. Anche escludendo da questo calcolo le vendite sul mercato tutelato in quanto, come noto, approvvigionate da Acquirente Unico, si registrano per tutte le classi vendite sul mercato libero e in quello di salvaguardia che superano in volume l'ammontare di energia elettrica prodotto, con l'eccezione di quanto accade per la classe a maggiori vendite. Va detto tuttavia che non necessariamente tale tendenza si verifica singolarmente per tutti i gruppi ricadenti nelle varie classi, essendovi eccezioni anche in questi casi.
I dati mostrano, inoltre, che al diminuire dell'energia venduta, aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, che passa dall'1,2% dei principali *competitor* di Enel (cioè i gruppi con vendite fino a 5 TWh) al 2,3% dei gruppi con vendite tra 1 e 5 TWh, al 34,2% dei gruppi della classe con vendite tra 0,5 e 1 TWh, al 44,7% dei gruppi con vendite tra 100 e 500 GWh, per raggiungere l'82,6% nel caso dei gruppi con vendite che non superano i 100 GWh. Le imprese incluse in quest'ultima numerosa classe, cedono a GSE il 7% e autoconsumano il 9,3% dell'energia generata netta da esse stesse prodotta.

In Italia il 38,5% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili. In particolare, sono i gruppi con vendite finali inferiori a 100 GWh ad avere la quota maggiore di energia rinnovabile, che è pari al 72,8% di energia complessivamente prodotta da questi operatori. Segue la classe "Senza vendite" che trae dalle fonti rinnovabili la metà dell'energia elettrica da essa prodotta (51,1%). La quota da rinnovabili nel gruppo Enel è pari al 48,4%, mentre i gruppi direttamente concorrenti (10-15 TWh) hanno una quota di produzione da rinnovabili complessivamente pari all'8,6%. La quota di energia elettrica generata da rinnovabili è del 28% per la classe 5-15 TWh, del 44,5% per la classe tra 1-5 TWh e residuale nelle altre classi.

Come ben si evince dalla tavola 2.2, Enel è il gruppo principale nel settore elettrico, sia in termini di generazione (56,3 TWh), sia di vendite finali che sono, infatti, pari a 96,4 TWh; seguono i tre principali concorrenti, cioè Edison, Hera ed Eni (che formano la classe 10 15 TWh) che nel 2018 hanno venduto 34,6 TWh di energia elettrica.
Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 22,4% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale al 41,6% nel caso del gruppo Enel che, come noto, ha tra le proprie imprese di vendita anche Servizio Elettrico Nazionale che all'interno del gruppo è la società deputata a vendere energia elettrica in maggior tutela e che, sul totale nazionale, ha la quota preponderante di clienti che non sono ancora passati al mercato libero. Tale quota, comunque, è ancora in discesa rispetto all'anno precedente (43,6%) e al 2016 quando si attestava al 47,2%. Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel che hanno vendite tra 10 e 15 TWh, la quota di vendite

al settore domestico è pari al 17,4%; è bene ricordare che in questa classe di operatori, l'unico che ha clienti in maggior tutela è Hera perché Eni non ha più clienti in questo mercato dall'inizio del 2018, mentre Edison non ne ha mai avuti.

Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante si osserva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (23,7%), dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi nuovi venditori del mercato libero. Come già evidenziato negli anni passati, infatti, è in questa classe che si registra la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (65,8%), dopo quella del gruppo Enel (scesa quest'anno al 51,4%, rispetto al 55,8% del 2017).

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono, invece, rilevanti per le classi 5-10 TWh (27,1%) e 10-15 TWh (16,2%); in quest'ultima classe, in particolare, Edison destina ai clienti industriali il 28,5% delle vendite finali, Eni il 15,4% e Hera appena il 2,5%. Per le altre classi, invece, le vendite ai clienti in alta e altissima tensione son ben al di sotto del 10%, fino ad arrivare allo 0,5% delle vendite destinate a questa tipologia di clienti dai venditori più piccoli (quelli con vendite sotto i 100 GWh); fa eccezione la classe 0,5-1 TWh dove la quota raggiunge l'11,3%.

Le vendite al mercato dei consumatori finali allacciati in media tensione sono piuttosto significative per tutte le classi di operatori, tranne che per Enel e per i gruppi più piccoli. Nel maggiore gruppo, infatti, le vendite ai clienti in media tensione rappresentano il 38,2% del totale (ancora in crescita rispetto al passato: nel 2017 tale quota era pari al 31,3, nel 2016 al 27,1% e nel 2015 al 21,2%), mentre nei gruppi di più piccole dimensioni il valore è pari al 33,7% del totale venduto (anche in questo caso in crescita rispetto all'anno precedente quando era pari al 29,8%).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2018 si è registrata una diminuzione dell'1,8% della produzione nazionale lorda, scesa a 290,6 TWh dai 295,8 TWh del 2017. La diminuzione si registra per tutte le fonti, salvo l'idroelettrico che ha visto un aumento del 36,1% rispetto all'anno precedente.

In generale, mentre la produzione termoelettrica è diminuita dell'8,4%, la produzione da energia rinnovabile è aumentata del 10,4%, spinta dal forte aumento della fonte idrica; risultano, infatti, in flessione anche la produzione da fotovoltaico (-7,1%) e da eolico (-1,4%). Relativamente al termoelettrico, l'utilizzo dei solidi è diminuito del 13,3%, il gas naturale del 7,6%, mentre i prodotti petroliferi sono diminuiti del 21,6%.

Per quello che attiene ai dati riportati nei grafici e nelle tabelle a seguire in questo paragrafo si precisa che gli stessi sono frutto di quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori; è bene evidenziare che alcune differenze rispetto a quanto emerso nell'ambito della citata rilevazione da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa base dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità, di tipologia e di ragione sociale. Si segnala che, come di consueto, nella rilevazione non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, ai sensi della delibera 443/2012/A[3], e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

3 Si tratta sostanzialmente di produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, gas, idrico e teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

TAV. 2.3 *Produzione lorda per fonte 2014-2018*

GWh

FONTE	2014	2015	2016	2017	2018(A)
Produzione termoelettrica	157.439	172.658	179.915	190.106	174.200
Solidi	43.455	43.201	35.608	32.627	28.300
Gas naturale	93.637	110.860	126.148	140.349	129.700
Prodotti petroliferi	4.764	5.620	4.127	4.083	3.200
Altri	15.583	12.976	14.032	13.047	13.000
Idroelettrico da pompaggi	1.711	1.432	1.825	1.826	1.645
Produzione da fonti rinnovabili	120.679	108.904	108.028	103.898	114.740
Idroelettrico	58.545	45.537	42.438	36.199	49.280
Eolico	15.178	14.844	17.689	17.742	17.491
Fotovoltaico	22.306	22.942	22.104	24.378	22.654
Geotermico	5.916	6.185	6.289	6.201	6.080
Biomassa e rifiuti	18.732	19.396	19.509	19.378	19.235
PRODUZIONE TOTALE	279.829	282.994	289.768	295.830	290.585

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

TAV. 2.4 *Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti*

GW

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,7	24,6	56,3	103,6
Potenza netta	22,5	24,1	54,3	100,9
- di cui:				
fino al 1975	12,4	0,0	4,6	17,1
dal 1975 al 1990	3,5	0,1	2,5	6,0
dal 1991 al 2000	1,7	0,8	8,1	10,6
dal 2001 al 2010	2,6	7,8	34,1	44,5
dopo il 2010	2,3	15,4	5,0	22,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2018 e da essa si evince come la maggior parte degli impianti sia stata installata nel complesso tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici, che hanno continuato a entrare in esercizio, per una quota oggi poco meno del 10% del totale, dopo tale data. Relativamente alla potenza da generazione idroelettrica, la maggior parte di essa risulta entrata in esercizio prima del 1975, mentre per gli impianti da fonti rinnovabili il 64% della potenza risulta entrata in esercizio dopo il 2010.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (trattati in questo caso per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza), la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW.

Come già evidenziato negli anni passati la tavola mostra che gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità, pari a 307 soggetti, dispongono di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile per un totale di 50.600 MW. Quasi la metà di tale potenza (52,3%) è detenuta da 89 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il valore, dunque, è in crescita rispetto al passato (nel 2017 era pari al 48,6%). Va sottolineato come per gli operatori che dispongono sia di impianti termoelettrici, sia di impianti rinnovabili, si registra una significativa diminuzione negli ultimi due anni sia in termini di potenza, sia in termini di generazione; tale diminuzione è da attribuirsi a un operatore che ha ceduto il ramo d'azienda fotovoltaico (assolutamente marginale rispetto al complesso della propria generazione) a un'altra impresa del gruppo societario di appartenenza, specializzata nella produzione da questa tipologia di fonte. Nel 2018, nel caso delle rinnovabili, sono aumentate tutte le variabili considerate; nella lettura della dinamica registrata in questi anni va comunque tenuto presente che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presenti in queste tavole non necessariamente è la stessa da un anno all'altro.

TAV. 2.5 ***Produttori, impianti e generazione per fonte***

Numero di produttori, potenza in MW e generazione in TWh

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2015	2016	2017	2018
Numero produttori	12.752	13.386	13.446	13.749
Termoelettrico	360	401	406	402
di cui < 1 MW	71	83	95	96
Rinnovabile	12.185	12.742	12.763	13.040
di cui < 1 MW	9.612	10.075	10.076	10.33
Misto	207	243	277	307
di cui < 1 MW	42	49	61	74
Potenza lorda (MW)	107.193	105.110	104.611	103.614
Termoelettrico	16.976	15.934	16.857	18.856
di cui < 1 MW	32	37	44	50
Rinnovabile	29.985	34.206	33.338	34.106
di cui < 1 MW	4.273	4.466	4.466	4.544
Misto	60.232	54.971	54.415	50.651
di cui < 1 MW	19	22	27	31
Generazione lorda (TWh)	261,9	270,2	276,2	267,6
Termoelettrico	54,4	59,7	64,4	74,5
di cui < 1 MW	2,6	3,0	4,6	3,9
Rinnovabile	74,2	81,2	79,6	83,2
di cui < 1 MW	9,8	10,1	10,2	10,1
Misto	133,3	129,4	132,3	109,9
di cui < 1 MW	-	-	0,1	0,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

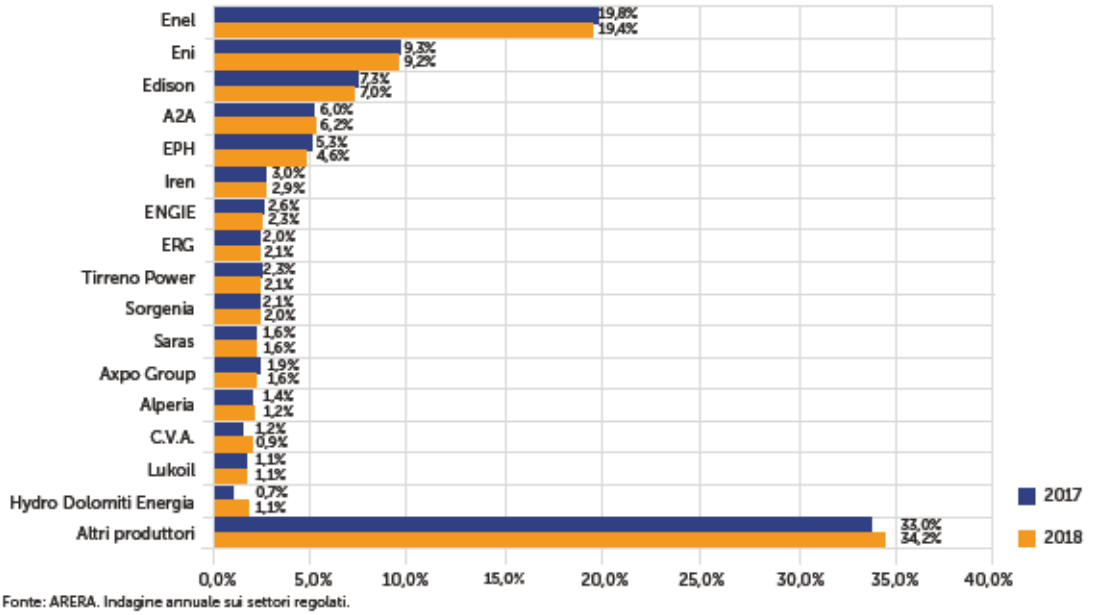
La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni; si evince che le differenze da un anno all'altro sono marginali per tutti i gruppi societari considerati, vale a dire quelli con una quota superiore all'1% nel 2018, rispetto al totale Terna. Gli aumenti maggiori, seppur contenuti, si registrano sui gruppi dove è rilevante la quota di produzione da idroelettrico. La quota degli altri produttori di minore dimensione è aumentata rispetto all'anno precedente, passando dal 33,0% del 2017 al 34,2% del 2018.
L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 610, risulta in diminuzione rispetto al 2017, quando era pari a 638.

Per quello che riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2018 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (55,1%), quindi da società diverse (31,0%) ed enti pubblici (5,9%). Rispetto all'anno scorso è, dunque, diminuita la quota di capitale sociale in capo a persone fisiche, mentre è aumentata quella di società diverse ed enti pubblici. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 6,8%[4] che è detenuto da soggetti di origine straniera.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione. Nel 2018 si è avuto nel periodo estivo un fabbisogno di potenza alla punta pari a 57,8 GW che risulta in aumento del 2,4% rispetto al picco dell'anno precedente.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.
Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota del 79,2%, ancora in discesa rispetto al 2017 (80,4%); la quota di produzione di elettricità da gas naturale di Enel è, inoltre, scesa dal 6,2% al 5,7%, mentre è in aumento quella relativa ai prodotti petroliferi dove si è passati dal 6,8% del 2017 al 10,5%. È rimasta praticamente stabile, invece, rispetto agli anni passati nell'utilizzo delle altre fonti.

FIG. 2.1 *Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda*
Confronto 2017-2018

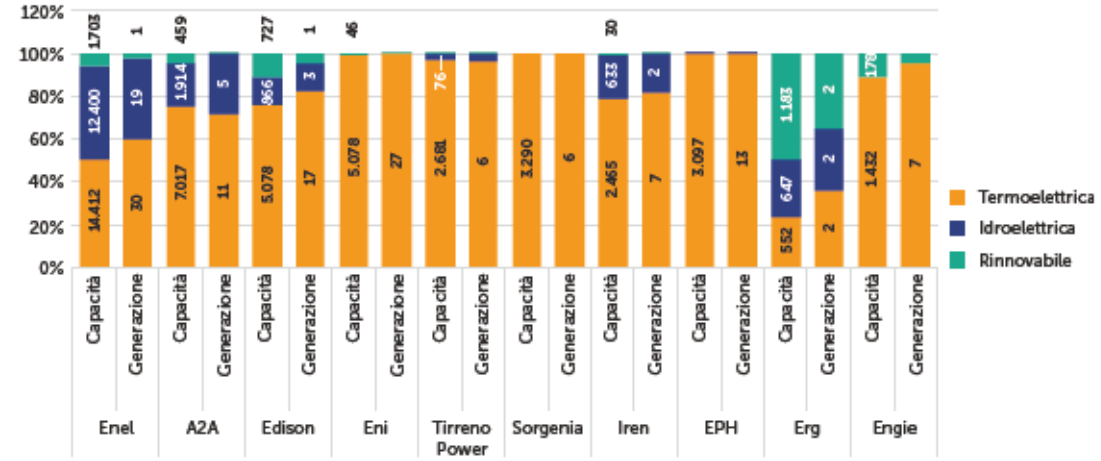


Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

4 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 *Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2018*

Capacità in MW; generazione in TWh



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.6 *Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2018*

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Enel	79,2	10,5	5,7	0,3
Eni	-	1,2	19,4	22,2
Edison	-	-	13,4	-
Energeticky a Prumislovy Holding (EPH)	12,7	0,6	7,8	-
A2A	7,9	62,8	6,8	-
Iren	-	-	5,5	1,5
Engie	-	-	5,1	0,3
Tirreno Power	-	-	4,7	-
Sorgenia	-	-	4,7	-
Saras	-	9,6	-	41,2
Axpo Group	-	-	3,6	-
Lukoil	-	1,1	1,0	16,5
Altri operatori	-	14,2	22,2	18,1
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

Il principale utilizzatore di gas naturale è stato il gruppo Eni che ha una quota del 19,4%, in aumento rispetto al 2017 quando la quota era del 18,1%; a seguire il gruppo Edison che ha una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale del 13,4%, praticamente invariata rispetto a quella registrata nell'anno precedente. Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicata la ragione sociale nella tavola, ricoprono il 22,1% di produzione da gas naturale, leggermente in aumento rispetto all'anno passato (21,9%).
Rispetto al 2017 è fortemente diminuita la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che ricopre il 62,8% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile contro il 73,2% del 2017; relativamente a questa fonte è ulteriormente aumentata anche la quota di Saras passata dal 4,9% del 2016, al 7,9% del 2017 al 9,6% del 2018. Per quello che, infine, riguarda la quota di produzione da altre fonti di Saras, Eni e Lukoil, essa è pari rispettivamente al 41,2%, 22,2% e 16,5%.
Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote significative nell'idroelettrico e nel geotermico. Tra i principali gruppi appare significativa, come già registrato l'anno scorso, la quota nell'eolico di Erg pari al 12,1% e quella detenuta da questo stesso gruppo nel solare, in virtù delle operazioni societarie effettuate dal gruppo nel corso del 2018.
Ai produttori di più piccola dimensione si devono il 97,1% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie (78,3%), oltre che nell'eolico dove rappresentano 64,8% della produzione.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte, mettendo in evidenza come, anche per il 2018, sono comunque sempre i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su ciascuna fonte, fatta eccezione per il solare dove le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione. Da evidenziare il fatto che nel solare il gruppo Erg compare tra i primi 5 operatori in considerazione dell'acquisizione a inizio 2018 di diverse imprese specializzate nella produzione da energia fotovoltaica, tutte precedentemente appartenenti ad altro gruppo societario.

TAV. 2.7 *Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2018*

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	38,1	100,0	8,0	0,2	2,4
A2A	9,2	-	-	0,7	11,3
Alperia	8,2	-	-	0,2	-
Erg	3,6	-	12,1	1,0	-
Edison	5,4	-	5,8	0,1	0,2
CVA	6,4	-	1,6	0,1	-
Hydro Dolomiti Energia	6,3	-	-	-	-
Iren	3,2	-	-	0,1	0,2
Acea	1,0	-	-	0,1	2,2
Falck Renewables	-	-	3,6	0,2	1,3
Ital Green Energy Holding	-	-	-	0,2	4,0
E.On	-	-	3,9	-	-
Altri operatori	18,6	-	68,8	97,1	78,3
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8 *Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2018*

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	38,1% Enel	9,2% A2A	8,2% Alperia	6,4% CVA	6,3% Hydro Dolomiti Energia
Geotermolettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	12,1 % Erg	8,0% Enel	5,8% Edison	3,9% E.On	3,7% Falck Renewables
Solare	3,7% EF Solare Italia	2,4% RTR Capital	1,3% Energetica Wing II	1,0% Erg	0,7% A2A
Bioenergie	11,3% A2A	4,0% Ital Green Energy Holding	3,3% Fri-El Liquid Biomass	2,4% Hera	2,4% Enel

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.9 *Presenza territoriale degli operatori nel 2018*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.742	253	46,8	58,4
Valle d'Aosta	51	4	88,2	89,0
Liguria	106	21	90,6	89,4
Lombardia	2.717	640	34,9	44,3
Trentino-Alto Adige	817	93	57,3	62,2
Veneto	1.656	347	59,8	62,9
Friuli-Venezia Giulia	449	83	67,2	56,1
Emilia-Romagna	1.871	388	53,5	54,9
Toscana	571	102	64,2	51,4
Lazio	499	80	76,7	75,8
Marche	855	100	33,3	30,6
Umbria	247	29	76,4	78,3
Abruzzo	469	44	59,0	55,8
Molise	108	5	59,4	71,0
Campania	393	78	43,3	50,6
Puglia	1.155	58	56,9	44,9
Basilicata	312	13	21,1	15,1
Calabria	163	9	72,2	57,2
Sicilia	536	49	52,5	53,6
Sardegna	241	18	80,9	58,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (tavola 2.9), la regione con il maggior numero di operatori è sempre a Lombardia (2.717 soggetti contro i 2.656 nel 2017), seguita da Emilia-Romagna (1.871, erano 1.837 nel 2017) e Piemonte (1.742, mentre erano 1.689 nel 2017); sono queste le regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori. A questo proposito è opportuno segnalare che per il 2018 sono stati considerati autoconsumi anche le cessioni effettuate all'interno di ASSPC, che rappresentano il 17,9% del totale degli autoconsumi.

Come negli ultimi anni le regioni in cui è più basso il livello di concentrazione nella generazione elettrica sono la Basilicata, le Marche e la Lombardia con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 21,1%, 33,3% e 34,9%. L'unica altra regione in cui il C3 è inferiore al 50% è la Campania dove il valore è pari al 43,5%, mentre i livelli più alti sono ancora in Liguria e Valle d'Aosta con il C3 sopra l'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Lombardia e Puglia, quelli più alti si registrano in Liguria, Valle d'Aosta, Umbria e Lazio[5].

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- tariffe incentivanti onnicomprensive *(feed in tariff)*[6] CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale riconoscimento;
- strumenti incentivanti di tipo *feed in premium* sostitutivi (a decorrere dall'1 gennaio 2016) dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012[7];
- tariffe incentivanti onnicomprensive *(feed in tariff)* per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (poi ridotta a 500 kW) e in modalità *feed in premium*[8] nel caso degli altri impianti;
- sistema di conto energia *(feed in premium)* per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe trovano applicazione in modalità f*eed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito.

5 Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale* 2018 possono essere, come nelle altre tavole, in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

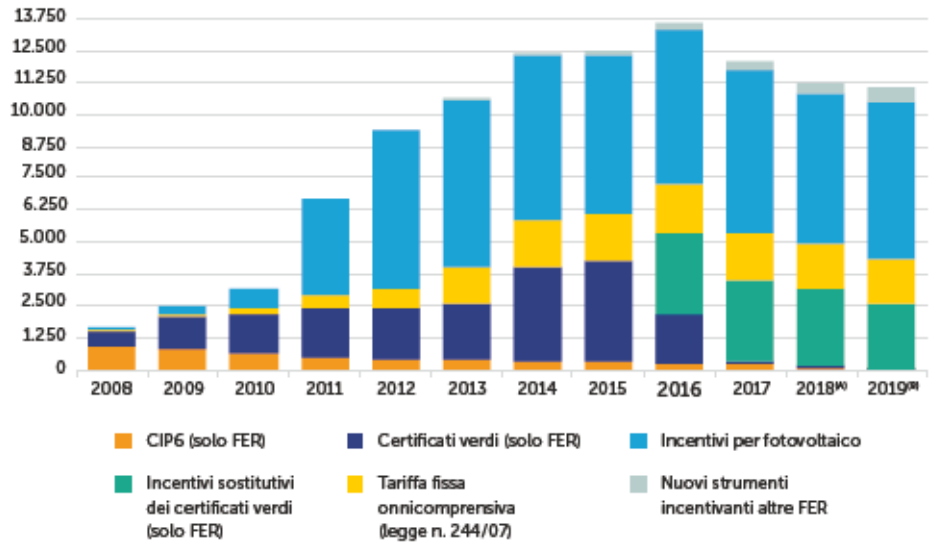
6 *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

7 A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

8 *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.

FIG. 2.3 *Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili*

Milioni di euro

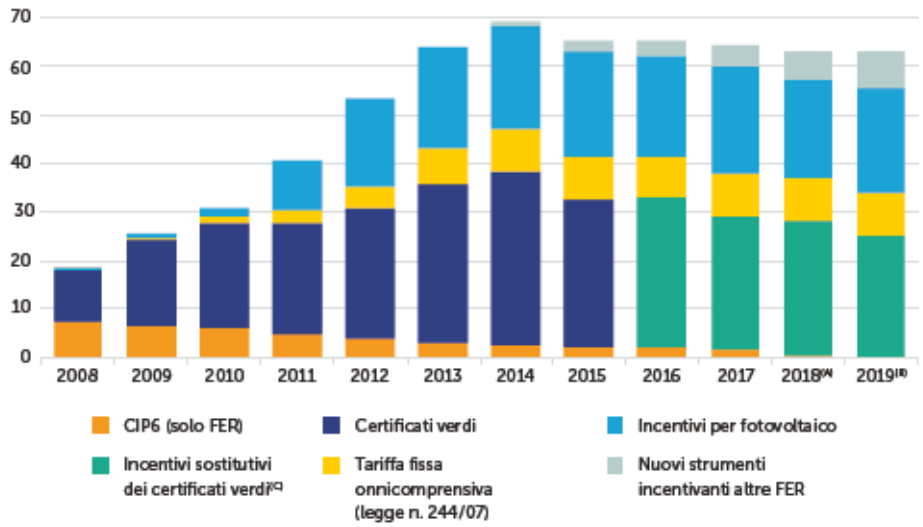


(A) Dati preconsuntivi.
(B) Dati stimati.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.4 *Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante*

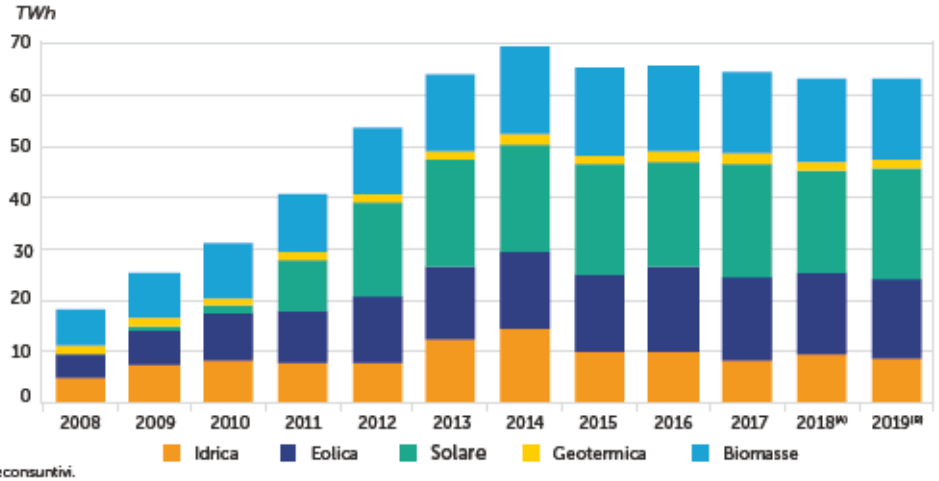
TWh



(A) Dati preconsuntivi.
(B) Dati stimati.
(C) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.5 *Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte*



(A) Dati preconsuntivi.
(B) Dati stimati.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, calcolati come indicato nei paragrafi precedenti ed espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa di 63 TWh (figura 2.4), inferiore ai 65 TWh del 2017 (-2%), con un costo di 11,2 miliardi di euro, inferiore ai 12,1 del 2017 (-7%).

Nel 2017 il 34% dei 65 TWh di energia rinnovabile incentivata è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 25% da impianti eolici e altrettanto dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 3% dalla fonte geotermica. Secondo i dati preconsuntivi, queste quote non mutano di molto nel 2018: il 32% proviene dal solare, il 26% dalle biomasse, il 25% dall'eolico, il 15% dalla fonte idrica e il 2% dal geotermico (figura 2.5).

Con il venir meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_{SOS}. Tale 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 CIP6 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

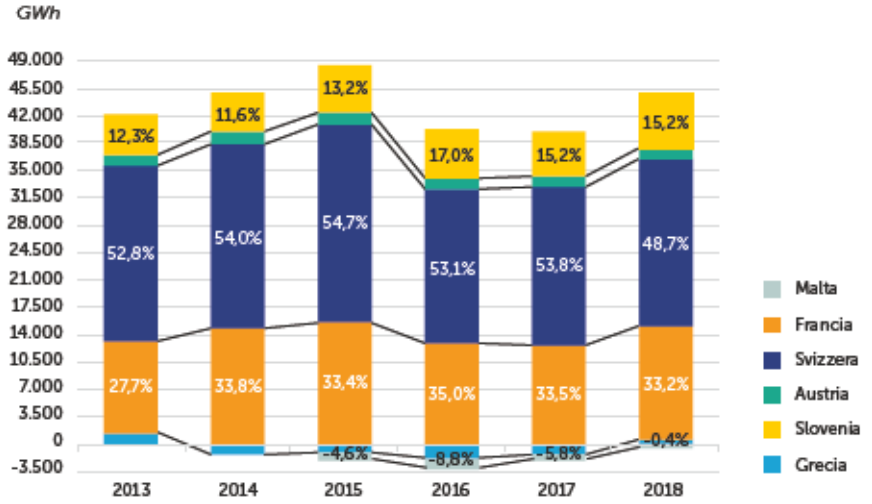
Importazioni nette

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati di esercizio provvisori pubblicati da Terna nel 2018 il fabbisogno di energia elettrica ha segnato un piccolo aumento rispetto all'anno precedente (0,4%), salendo a 321,9 TWh dai 320,5 TWh rilevati per il 2017. Il saldo estero ha invece registrato un balzo del 16,3%, perché nel 2018 l'Italia risulta aver importato 43,9 TWh contro i 37,8 TWh del 2017. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è risalita al 13,6% dall'11,8% mantenuto nei due anni precedenti.

L'aumento del saldo estero è dovuto al netto incremento delle importazioni, che nel 2018 hanno toccato i 47,2 TWh mentre nel 2017 si erano fermate a 42,9 TWh, a cui si è accompagnata una marcata riduzione delle esportazioni (-36,3%) di quasi due terawattora inferiori al 2017. Le esportazioni, infatti, sono scese a 3,3 TWh dai 5,1 TWh registrati nell'anno precedente.

9 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.

FIG. 2.6 *Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna (provvisori per l'ultimo anno).

Le esportazioni italiane sono diminuite verso tutti i paesi con i quali tradizionalmente esistono flussi di scambio, ma soprattutto si sono più che dimezzati i flussi verso la Grecia, (-1 TWh) e si sono fortemente ridotti quelli verso Malta (-270 GWh). Nel 2018 Malta è rimasto l'unico paese verso i quali il saldo è positivo; infatti, la forte riduzione delle esportazioni verso la Grecia ha fatto sì che anche nei confronti di questo paese il saldo sia divenuto negativo, cosa che non accadeva dal 2013. Complessivamente, le esportazioni nette verso Malta hanno ridotto dello 0,4% il saldo estero (figura 2.6)

Le importazioni italiane, invece, sono cresciute del 10%, tornando sui livelli della media decennale, nonostante la consueta contrazione dell'energia importata rispetto alla capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione Nord nel periodo invernale, dovuta in parte ai maggiori consumi degli impianti di riscaldamento alimentati a energia elettrica del Nord Europa e in parte alle nuove manutenzioni del parco nucleare francese.

Rispetto al 2017 abbiamo importato più elettricità soprattutto dalla Slovenia (+14%) e dalla Francia (+12%), ma sono cresciuti, seppur in misura minore, i flussi provenienti da tutti i paesi di scambio (+7% dall'Austria, +4% dalla Svizzera e +232% dalla Grecia).

Anche nel 2018 è la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (49%) del nostro saldo estero. Un altro 33% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 15% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%, così come dalla Grecia quest'anno è giunto un 1,1%. Verso Slovenia, Francia e Austria è da tempo operativo il *market coupling*.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Nessuna sostanziale novità ha toccato il segmento della trasmissione elettrica nel corso del 2018. In Italia, la trasmissione elettrica in Italia avviene attraverso poco più di 73.000 km di linee e circuiti elettrici e di circa 890 stazioni di smistamento.

Nel 2018 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono nove, le stesse dell'anno precedente. Oltre a Terna - Rete Elettrica Nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: 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, Seasm del gruppo A2A, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale[9], la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid).

CAPITOLO 2

Il numero di imprese titolari di impianti della RTN (tavola 2.10) si è ridotto lo scorso anno di due unità rispetto alle 11 presenti dal 2014 al 2016 per le acquisizioni operate da Terna - Rete Elettrica Nazionale degli asset delle società Terna Rete Italia (la società che aveva ereditato le linee in alta tensione di Enel) e Mincio Trasmissione (la società del gruppo A2A che gestiva un'unica stazione elettrica sita nel comune di Ponti sul Mincio).

Il gruppo Terna possiede 72.856 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 887 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Nel corso del 2018 l'assetto societario di Terna non ha subito variazioni relativamente ai soci con quote superiori al 2%: è rimasta costante la partecipazione di controllo del 29,85% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti[10], oltre alla quale vi è solo e *Lazard Asset Management LLC*, un istituto finanziario americano, con il 5,12%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2018 si sono registrati lievissimi aumenti delle linee: quelle a 380 kV sono cresciute di 9,3 km e quelle a 220 kV sono aumentate di 0,8 km, mentre quelle con tensione inferiore a 150 kV sono diminuite del 7%. Una sostanziale invarianza si è registrata anche nelle stazioni: sono cresciute di 10 unità solo quelle inferiori a 150 kV.

Tra i principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti o stazioni entrati in esercizio nel corso del 2018 e riportati nel *Piano di sviluppo 2019* pubblicato da Terna, si registrano:

- il cavo a 150 kV Messina-Riviera-Villafranca (marzo 2018)

TAV. 2.10 ***Asset della Rete di trasmissione nazionale***

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2014	2015	2016	2017	2018
Numero operatori di rete	11	11	11	9	9
LINEE					
Linee 380 kV (km)	10.899	10.918	11.114	11.202	11.211
Linee 220 kV (km)	10.920	10.930	10.907	10.876	10.877
Linee ≤ 150 kV (km)	41.082	48.893	48.965	48.934	48.899
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	961	961
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI					
Numero stazioni 380 kV	159	161	163	166	166
Numero stazioni 220 kV	154	154	154	153	153
Numero stazioni ≤ 150 kV	185	542	545	558	568

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

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

che fa parte della razionalizzazione della rete elettrica della provincia di Messina;

- i raccordi a 150 kV alla stazione elettrica di Casuzze con i due collegamenti "Casuzze-Mulini" e "Ciminna-Casuzze" (aprile 2018) in Sicilia, interventi che fanno parte del riassetto della rete elettrica ad alta tensione di Palermo;
- la stazione 380/150 kV Benevento III (aprile 2018) e l'elettrodotto 380 kV Benevento II Benevento III (novembre 2018), interventi che fanno parte di un piano di ammodernamento e riassetto della rete elettrica previsto nel beneventano;
- il collegamento in cavo sottomarino a 132 kV Cavallino - Sacca Serenella (giugno 2018) e il collegamento in cavo sottomarino a 132 kV Fusina - Sacca Fisola (novembre 2018) nella laguna di Venezia; entrambi i collegamenti fanno parte di interventi di ammodernamento degli impianti lagunari e consentono di incrementare la magliatura della rete della città di Venezia rafforzando il collegamento verso la terraferma;
- la stazione a 150 kV di Santa Teresa di Gallura (novembre 2018), intervento effettuato per potenziare la rete nel Nord della Sardegna.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collocata sulla frontiera Nord del territorio nazionale e collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia. Come nel 2017, anche nel 2018 sono state in funzione 22 linee di interconnessione, suddivise tra i vari livelli di tensione, e tre *merchant line*: due di collegamento con la Svizzera (l'elettrodotto 400 kV Mendrisio-Cagno e l'elettrodotto 150 kV Tirano-Campocologno) e una di collegamento con l'Austria (elettrodotto 132 kV Tarvisio-Greuth), che è la più recente entrata in funzione nel 2012.

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (*net transfer capacity - NTC*) per l'anno 2018 è nel range fra i 6.300 e gli 8.400 MW in import e fra i 3.000 e i 3.900 MW in export (i valori vengono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti).

Anche per il 2019 i valori nominali della capacità di scambio nei giorni feriali e nelle ore di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) non risultano cambiati rispetto al 2018 (tavola 2.11). La capacità di picco per l'importazione che nella stagione invernale è pari 8.935 MW si riduce in quella estiva a 7.405 MW, mentre quella disponibile per l'esportazione è pari a 4.065 MW in inverno e scende a 3.510 MW in estate.

TAV. 2.11 *Capacità di interconnessione con l'estero*

MW; capacità nei giorni feriali (lunedì-sabato) e nelle ore di picco (7:00-23:00)

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Francia	3.150	3.150	3.150	2.700	2.700	2.700
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	515	515	515
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	**8.935**	**8.935**	**8.935**	**7.405**	**7.405**	**7.405**
Francia	2.995	995	995	870	870	870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	**4.065**	**4.065**	**4.065**	**3.510**	**3.510**	**3.510**

Fonte: Terna.

Relativamente ai progetti di sviluppo dell'interconnessione con l'estero, Terna deve definirne le linee tenendo conto della necessità di potenziamento delle reti nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio, oltre che degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati. Come si può leggere nel *Piano di sviluppo 2019*, tra le opere d'interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che sono tuttora in fase di realizzazione figurano:

- il collegamento tra il Piemonte e la Francia, Piossasco-Grand'Ile, autorizzato nel 2011 (e nel 2016 per alcune varianti), denominato "Piemonte-Savoia" che consiste nella realizzazione di un cavo terrestre in altissima tensione e in corrente continua, di potenza nominale 2x600 MW il cui completamento è previsto per il 2020;
- il collegamento tra l'Italia e il Montenegro, Villanova-Tivat, autorizzato nel 2011 e che prevede la costruzione di un'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua tra la fascia adriatica della penisola italiana e la cittadina costiera del Montenegro, anch'essa con una capacità di trasporto pari a 1.200 MW, sia in importazione che in esportazione. Il collegamento serve a consentire agli utenti italiani la possibilità di approvvigionarsi delle risorse di generazione disponibili nell'area del Sud - Est Europa (SEE) e più in generale a favorire gli scambi energetici tra i paesi balcanici e il mercato elettrico europeo. In particolare, si prevede la realizzazione di due nuove stazioni di conversione, rispettivamente nel Comune di Cepagatti (PE) e a Kotor. Il completamento del primo polo di queste opere, comprese le due stazioni di conversione, è previsto per il 2019; la realizzazione del secondo polo, invece, dovrebbe cominciare nel 2020 e terminare nel 2026;
- il collegamento tra la provincia autonoma di Bolzano e l'Austria, Prati di Vizze – Brennero - Steinach, che consiste ella realizzazione di elettrodotto 132/110 kV, autorizzato dalla provincia nel 2003, che collegherà il Tirolo attraverso il valico del Brennero. Per consentire la connessione tra la rete italiana e quella austriaca, esercite a tensioni differenti, è prevista inoltre la realizzazione di una nuova stazione in cui sarà installata una macchina trasformatore 110/132 kV. Il completamento di queste opere è previsto per il 2023.

I primi due progetti sopra menzionati beneficiano anche di finanziamenti di soggetti privati, essendo stati selezionati da Terna nel 2009, in attuazione dell'art. 32 della legge n. 99 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Insieme a essi, tra i progetti individuati e selezionati da Terna in collaborazione con i TSO dei paesi confinanti e finanziati da soggetti privati (in base a quanto previsto dalla stessa legge), sono anche:

- l'interconnessione 400 kV Italia-Svizzera, attualmente in fase di rivalutazione per tener conto delle osservazioni emerse in fase autorizzativa e il cui completamento è stimato nel 2029;
- l'interconnessione a 220 kV tra la futura stazione di Nauders (Austria) e l'esistente stazione di Glorenza (Bolzano); attesa per il 2022, dovrà comunque essere associata ad alcuni interventi necessari per la rimozione di vincoli sulla rete esistente in territorio italiano;
- l'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua Salgareda (Treviso) - Divaca/Bericevo (Slovenia), il cui completamento è stimato nel 2028 e che consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2018 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 130 distributori elettrici, quattro in meno rispetto ai 134 iscritti al 31 dicembre 2017. La differenza tra i 134 distributori del 2017 e i 130 del 2018 è dovuta alle operazioni societarie che si sono concluse tra i soggetti in corso d'anno: sette soggetti in uscita dall'attività e tre in entrata.

Nel 2018 e nei primi mesi del 2019 i distributori hanno comunicato tramite l'Anagrafica operatori dell'Autorità diverse operazioni societarie, principalmente cessioni/acquisizioni di attività o di rami di azienda tra le imprese.

In particolare (e ricordandone alcune già citate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno), si segnalano le seguenti con decorrenza 1 gennaio 2018:

- Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia lettrica da ASM - Azienda Servizi Municipalizzati Laces e da Hofer Ernst Azienda Elettrica, tramite un contratto i affitto di ramo d'azienda;
- Set Distribuzione, che opera in provincia di Trento e fa parte del gruppo Dolomiti Energia, ha acquisito l'attività dal Comune di Isera (TN);
- Linea Reti Impianti (impresa del gruppo A2A) ha ceduto

l'attività alla società Distribuzione Elettrica Cremona, ppartenente allo stesso gruppo societario. La stessa Distribuzione Elettrica Cremona, tuttavia, è stata incorporata dall'1 luglio 2018 in LD Reti. Come si ricorderà, quest'ultima era l'impresa di distribuzione del gas naturale nel gruppo Linea Group Holding passato in A2A dal 2016.

Dall'inizio di luglio, invece:

- Reti Valtellina Valchiavenna ha acquisito l'attività di distribuzione sia di energia elettrica sia di gas naturale da AEVV - Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna nell'ambito dell'operazione straordinaria di aggregazione "Multiutility del Nord". Il progetto, volto alla creazione di un polo di società multiutility, coinvolge le maggiori imprese lombarde, tutte società a capitale prevalentemente pubblico. Insieme ad A2A, ne fanno parte Acsm-Agam (multiutility nata dalla fusione delle ex municipalizzate di Como e Monza, ma attiva anche nelle province di Venezia e Udine), Aspem che opera nella provincia di Varese, AEVV che agisce nel territorio di Sondrio e Lario Reti Gas che copre la provincia di Como;
- DI Voghera ha acquisito il ramo d'azienda riferito sia alla distribuzione di energia elettrica, sia alla distribuzione di gas naturale da ASM Voghera;
- Set Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica da Stet - Servizi Territoriali Est Trentino, impresa rimasta attiva nella distribuzione gas naturale e nella gestione del ciclo idrico nei comuni trentini di Pergine Valsugana, Levico Terme, Caldonazzo, Tenna, Borgo Valsugana, Baselga di Pinè, Albiano, Novaledo e Frassilongo.

Dall'1 gennaio 2019, infine:

- e-distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dai Comuni di Salbertrand e Novalesa, entrambi in provincia di Torino (per precisione, l'operazione ha validità dal 31 dicembre 2018);
- Set Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dal Comune di Molveno (TN);
- la società in nome collettivo Schwienbacher Oswald & Co. Azienda Elettrica ha variato la ragione sociale assumendo la denominazione Gannebach e la natura giuridica divenendo società a responsabilità limitata.

Nel 2018 tre soggetti (più precisamente, tre Comuni[11]) sui 130 deputati non hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati. La tavola 2.12 riporta il numero di distributori che hanno risposto all'Indagine suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2012.

Nel 2018 sono stati erogati nel complesso 267,9 TWh, 715 GWh in meno rispetto al 2017. Con questa lieve riduzione (-0,3%), i prelievi sono tornati al livello del 2015, comunque al di sopra quindi dei 262,4 TWh erogati nel 2014 che è il valore più basso registrato nell'ultimo decennio.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 2.110 GWh, in aumento del 2,9% rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nel 2018, pari a poco meno di 37 milioni, è rimasto sostanzialmente invariato (-0,2%) rispetto al dato dell'anno precedente. Il numero medio di utenti serviti da ciascun operatore è risultato di circa 290.000 unità, contro le 282.000 unità del 2017.

Come sempre, il numero delle imprese di distribuzione medio-grandi (quelle con più di 100.000 utenti), è rimasto invariato a 10; la riduzione delle imprese è avvenuta interamente a carico delle imprese con meno di 20.000 utenti.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono gli stessi: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione), e Ireti, che ha assorbito le attività prima di competenza delle società Iren Emilia, Aem Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel e Aga. Tutti gli operatori 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 a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. Anche le imprese con un numero di utenti superiore a 100.000 e inferiore al mezzo milione sono ancora sei, le stesse del 2017, vale a dire Inrete Distribuzione Energia, la società costituita Hera per gestire l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica opera principalmente in Emilia-Romagna, Megareti (ex Agsm Distribuzione, del gruppo veronese Agsm), Edyna (Edyna nata dalla fusione delle due società di distribuzione dell'energia elettrica

11 Si tratta in particolare dei Comuni di Pacentro, Anversa degli Abruzzi e Rocca Pia, tutti in provincia de L'Aquila.

altoatesine Aew Reti e Selnet), Set Distribuzione (trentina del gruppo Dolomiti Energia), Deval (che distribuisce in Val d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga che opera nel Nordest e fa parte del gruppo Hera).

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (tavola 2.13), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, non è sostanzialmente mutata rispetto al 2017: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 41%, e gli enti pubblici (36%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (7,6%) e a società diverse (9,6%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 5,8% (era l'8,5% nel 2013).

Per quanto riguarda la natura giuridica dei distributori

TAV. 2.12 *Attività dei distributori elettrici dal 2012*

DISTRIBUTORI[(A)] PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NUMERO	133	136	136	137	135	131	127
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	3	3	3	3	2	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	8	8	8	8	9	9
Tra 5.000 e 20.000	21	22	21	21	20	20	19
Tra 1.000 e 5.000	41	43	41	43	43	40	39
Fino a 1.000	49	50	53	52	52	50	48
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	**279.073**	**269.122**	**262.418**	**267.984**	**264.376**	**268.655**	**267.941**
Oltre 500.000	263.739	254.593	247.734	252.708	249.238	253.247	252.199
Tra 100.000 e 500.000	8.590	7.957	8.347	8.425	9.996	10.080	10.590
Tra 50.000 e 100.000	3.084	2.946	2.874	3.253	1.572	1.584	1.481
Tra 20.000 e 50.000	1.727	1.624	1.517	1.577	1.548	1.797	1.834
Tra 5.000 e 20.000	1.354	1.364	1.313	1.371	1.356	1.243	1.155
Tra 1.000 e 5.000	471	513	504	529	536	560	534
Fino a 1.000	108	126	129	122	130	145	148
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	**37.079**	**37.099**	**36.841**	**36.807**	**36.860**	**36.912**	**36.852**
Oltre 500.000	35.121	35.158	34.867	34.832	34.877	34.935	34.866
Tra 100.000 e 500.000	1.141	1.143	1.168	1.171	1.268	1.261	1.284
Tra 50.000 e 100.000	228	229	234	230	137	137	137
Tra 20.000 e 50.000	265	235	243	243	246	266	266
Tra 5.000 e 20.000	213	219	215	213	210	194	180
Tra 1.000 e 5.000	90	94	91	95	99	98	97
Fino a 1.000	21	21	23	22	23	22	23

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizione dell'Indagine annuale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

elettrici, circa un quarto delle imprese è organizzato come società per azioni; gli enti pubblici, le società a responsabilità limitata e le società cooperative a responsabilità limitata sono le altre forme giuridiche prevalenti, ciascuna delle quali possiede un'incidenza del 20% circa.

TAV. 2.13 *Composizione societaria dei distributori nel 2018*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	41,2
Enti pubblici	35,7
Società diverse	9,6
Imprese energetiche nazionali	7,6
Imprese energetiche locali	5,8
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1
TOTALE	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2018*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DEI DISTRIBUTORI[(A)]
Piemonte	65.924	29.297	43	11
Valle d'Aosta	2.843	1.576	57	2
Lombardia	87.844	43.235	44	11
Trentino-Alto Adige	18.533	8.795	164	63
Veneto	63.819	27.651	61	3
Friuli-Venezia Giulia	16.056	8.572	4	5
Liguria	22.251	7.209	0	2
Emilia-Romagna	69.601	33.243	33	3
Toscana	60.592	27.185	0	2
Umbria	50.519	19.891	4	2
Marche	20.838	9.185	0	7
Lazio	48.279	21.732	526	6
Abruzzo	26.969	10.344	0	4
Molise	8.279	3.754	0	1
Campania	63.578	25.690	0	4
Puglia	64.506	32.388	24	3
Basilicata	15.552	10.424	0	1
Calabria	45.451	18.446	0	1
Sicilia	82.914	36.751	3	11
Sardegna	38.686	18.622	0	3
ITALIA	873.034	393.990	963	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti che gestiscono sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2018 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 5.400 km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+4.100 km). La lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.328 km, mentre quella delle reti in alta tensione è diminuita di 69 km. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.268.000 km di reti, la parte più preponderante delle quali (69%) è, ovviamente, in bassa tensione.

Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige: 63 imprese, tre in meno del 2017, per effetto delle cessioni descritte nelle pagine precedenti. Insieme esse gestiscono il 2,2% della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia: in ciascuna di queste regioni risultano operare, infatti, 11 distributori.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (tavola 2.15) per volumi complessivamente distribuiti non è cambiato rispetto al 2017: e-distribuzione (gruppo Enel) resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: Unareti (gruppo A2A) con il 4,2%, Areti (gruppo Acea), 3,6%, Ireti (gruppo Iren) 1,2%, Edyna (gruppo Alperia) 1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

In termini di volumi distribuiti, le quote dell'impresa maggiore, e-distribuzione, sono dell'86,2% nel domestico e dell'84,8% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,6%), Unareti (3%) e Ireti (1,4%); nel non domestico, invece, vi sono Unareti (4,6%), Areti (3,3%), Ireti (1,2%) ed Edyna (1,1%).

L'80% degli utenti della distribuzione sono le famiglie, mentre gli utenti non domestici rappresentano il 20% del totale. Ovviamente vale il contrario se si considera l'energia distribuita che, in media, si ripartisce per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici (le

TAV. 2.15 *Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2018*

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	49.773	25.172	178.146	6.231	227.919	31.403
Unareti	1.720	933	9.643	206	11.363	1.139
Areti	2.670	1.319	6.909	311	9.579	1.630
Ireti	821	555	2.517	137	3.338	693
Edyna	347	171	2.234	61	2.581	232
Set Distribuzione	395	263	1.839	66	2.234	330
Inrete Distribuzione Energia	387	200	1.832	61	2.219	261
Megareti	262	131	1.548	37	1.811	169
Servizi a Rete	113	54	1.034	18	1.146	72
Deval	136	103	781	26	917	129
AcegasApsAmga	229	130	600	33	829	164
ASM Terni	70	36	367	10	437	46
Altri operatori	826	455	2.742	129	3.568	584
TOTALE	57.750	29.524	210.191	7.328	267.941	36.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

stesse percentuali valevano nel 2017). Tale è la ripartizione anche dell'energia erogata da e-distribuzione, ma percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Servizi a Rete (90%), Edyna (87%), Megareti Unareti e Deval (tutte all'85%). All'opposto, ASM Terni, AcegasApsAmga e Areti servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente, il 29% e il 28% nel caso delle ultime due).

Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e gli utenti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo. La distribuzione territoriale non mostra novità di rilievo da un anno all'altro.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si distribuisce complessivamente il 23,2% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,1% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto,

TAV. 2.16 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2018*
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.911	2.313	16.329	568	20.240	2.881
Valle d'Aosta	145	108	803	27	949	135
Lombardia	9.556	4.838	52.560	1.083	62.116	5.921
Trentino-Alto Adige	954	553	5.074	167	6.027	720
Veneto	5.038	2.310	22.546	589	27.585	2.900
Friuli-Venezia Giulia	1.224	647	7.680	151	8.903	798
Liguria	1.491	1.030	4.438	256	5.928	1.286
Emilia-Romagna	4.477	2.250	19.543	614	24.020	2.864
Toscana	3.741	1.887	13.444	534	17.185	2.422
Umbria	839	423	4.080	117	4.918	540
Marche	1.407	747	4.977	209	6.384	957
Lazio	5.516	2.771	14.421	656	19.938	3.427
Abruzzo	1.174	716	4.222	162	5.396	877
Molise	258	171	1.019	40	1.277	211
Campania	4.882	2.258	11.165	568	16.047	2.826
Puglia	3.716	1.913	8.456	513	12.172	2.425
Basilicata	457	282	1.737	76	2.194	358
Calabria	1.869	1.031	3.196	230	5.066	1.261
Sicilia	5.075	2.398	9.733	562	14.807	2.960
Sardegna	2.021	878	4.768	204	6.789	1.082
ITALIA	57.750	29.524	210.191	7.328	267.941	36.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

che incide per il 10,3% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 9%, il Piemonte (7,6%), il Lazio (7,4%), la Toscana (6,4%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,5%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.
In Italia, nel 2018 la distribuzione ha servito 36,8 milioni di utenti: 29,5 milioni di famiglie e 7,3 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono risultati pari a 57,7 TWh e quelli dei non domestici pari a 210,1 TWh. Rispetto al 2017 sono diminuiti gli utenti non domestici (0,8%), mentre quelli domestici sono rimasti sostanzialmente invariati. Si sono però leggermente abbassati i prelievi di entrambe le categorie. Il calo maggiore si evidenzia per gli utenti domestici che hanno consumato 449 GWh in meno rispetto al 2017 (-0,8%), mentre i non domestici hanno prelevato 266 GWh in meno dell'anno precedente, registrando quindi una riduzione percentualmente inferiore (-0,1%).
A seguito di questi andamenti, nel 2018 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente diminuito a 1.956 kWh dai 1.971 kWh del 2017.

Come già descritto nella *Relazione annuale* dello scorso anno, nel 2017 l'Autorità ha modificato[12] la struttura della tariffa di distribuzione per i clienti domestici. Da quella data, le tariffe di distribuzione non sono più progressive, se non nella parte che riguarda gli oneri di sistema, per il pagamento dei quali esistono ancora due scaglioni di consumo: da 0 a 1.800 kWh/anno e oltre 1.800 kWh/anno. In conseguenza di ciò, alcuni distributori hanno mutato i propri sistemi di fatturazione, eliminando i vecchi scaglioni di consumo non più utili[13]. Inoltre, diversamente dal passato, le risposte degli operatori hanno permesso di distinguere correttamente gli utenti domestici secondo il criterio della residenza anagrafica, anche per quelli tra loro caratterizzati da una potenza impegnata superiore a 3 kW[14]. Per tali motivi, è stato necessario modificare le tavole tradizionalmente illustrate in queste pagine, presentando la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica (tavola 2.17), per fascia di consumo e residenza anagrafica (tavola 2.18) nonché il dettaglio dei clienti per classe di potenza impegnata e per fascia di consumo (tavola 2.19). Queste ultime due tavole possono comprendere unicamente le due fasce di consumo oggi impiegate per la fatturazione dei clienti.

Come si vede dalla tavola 2.17, l'80,3% dei clienti domestici è residente e consuma l'88,9% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono il 19,7% e la quota dei loro prelievi è pari all'11,1% del totale. La maggior parte delle famiglie ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essi contano per l'88,9% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 73% e i non residenti per il 15,9%). I volumi di elettricità prelevati da tali famiglie rappresentano l'82,1% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 75,1% e i non residenti per il 7%).
Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 5,3% dei punti di prelievo e per l'8,2% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla maggiore elettrificazione delle abitazioni (nelle quali siano presenti impianti di condizionamento, o impianti di riscaldamento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne come i piani di cottura a induzione), incide per il 3,6% delle famiglie italiane, che prelevano il 6,7% di tutta l'energia distribuita al settore domestico.

I consumi elettrici delle famiglie italiane che emergono dai dati della distribuzione, sono piuttosto contenuti: il 53,5% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera la soglia dei 1.800 kWh (tavola 2.18) e preleva circa un quarto di tutta l'elettricità distribuita (26,4%). Le famiglie con consumo annuo superiore a 1.800 kWh sono il 46,5% del totale e prelevano il 73,6% dell'energia. Tra i residenti le famiglie nella fascia di consumo annuo fino a 1.800 kWh contano meno, essendo il 46,5% dei punti che preleva il 24,3% dei volumi, mentre tra i non residenti contano per l'83,1 % delle utenze e il 43,1% dei volumi a essi distribuiti.
Il prelievo medio delle famiglie italiane che emerge dai dati della distribuzione è pari, complessivamente a 1.956 kWh; quello dei clienti residenti è ovviamente più elevato, pari a 2.164 kWh, quello dei clienti non residenti è di 1.107 kWh.

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

13 Si tratta degli scaglioni: 0-900; 1.800-2.640; 2.640-3.540; 3.540-4.440; oltre 4.440, tutti espressi in kWh/anno.

14 Più precisamente, in passato i clienti avevano diritto a usufruire di una tariffa più vantaggiosa, la cosiddetta D2, nell'abitazione di residenza anagrafica e per una potenza impegnata non superiore a 3 kW. Ai clienti che sottoscrivevano un contratto con potenze superiori, infatti, veniva applicata la tariffa D3, indipendentemente dal fatto che il contratto di fornitura di energia elettrica riguardasse l'abitazione di residenza anagrafica. A causa di ciò, alcuni operatori non erano in grado di fornire i dati distinti per potenza impegnata relativamente ai clienti con potenza superiore a 3 kW, che venivano attribuiti tutti, indistintamente, alla categoria dei clienti non residenti.

TAV. 2.17 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per classe di potenza*

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1,5 kW	103	131	787
Da 1,5 a 3 kW	43.379	21.548	2.013
Da 3 a 4,5 kW	3.945	1.191	3.313
Da 4,5 a 6 kW	2.985	737	4.050
Da 6 a 10 kW	535	81	6.637
Da 10 a 15 kW	245	24	10.092
Oltre 15 kW	131	7	19.408
TOTALE RESIDENTI	**51.323**	**23.719**	**2.164**
Non residenti			
Fino a 1,5 kW	94	329	286
Da 1,5 a 3 kW	4.040	4.706	858
Da 3 a 4,5 kW	780	369	2.112
Da 4,5 a 6 kW	901	327	2.755
Da 6 a 10 kW	268	48	5.530
Da 10 a 15 kW	171	18	9.575
Oltre 15 kW	173	7	24.220
TOTALE NON RESIDENTI	**6.426**	**5.805**	**1.107**
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	**57.750**	**29.524**	**1.956**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei prelievi distinti tra clienti residenti e non, suddivisi per classi di potenza e fasce di consumo si osserva nella tavola 2.19. Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (329 mila punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (131 mila punti). I prelievi, invece, risultano specularmente più elevati per le abitazioni di residenza (103 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (94 GWh). In questa classe ricadono con molta probabilità gran parte delle cosiddette "seconde case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti. Pertanto, i consumi medi dei residenti sono molto più elevati, pari a 787 kWh, di quelli dei non residenti, pari a 286 kWh.

La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza, con l'eccezione dell'ultima. Infatti, nella classe di potenza successiva (1,5-3 kW), i 2.013 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 858 kWh dei non residenti. Nella classe 3 4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.313 kWh, mentre quello dei non residenti è 2.112 kWh. Ancora, nella classe di potenza da 4,5 a 6 kW, abbastanza rilevante in termini di numerosità degli utenti, il consumo medio dei residenti risulta di 4.050 kWh a fronte dei 2.755 kWh dei non residenti.

CAPITOLO 2

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per fascia di consumo e residenza anagrafica*

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1.800 kWh	12.477	10.968	1.138
Oltre 1.800 kWh	38.846	12.751	3.047
TOTALE RESIDENTI	**51.323**	**23.719**	**2.164**
Non residenti			
Fino a 1.800 kWh	2.772	4.826	574
Oltre 1.800 kWh	3.655	979	3.734
TOTALE NON RESIDENTI	**6.426**	**5.805**	**1.107**
Tutti i clienti			
Fino a 1.800 kWh	15.249	15.794	965
Oltre 1.800 kWh	42.501	13.730	3.096
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	**57.750**	**29.524**	**1.956**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è visto poco sopra, la seconda classe di potenza (1,5-3 kW) è quella che raccoglie la stragrande maggioranza delle famiglie italiane (89% degli utenti). Nell'ambito di tale classe di potenza, per i residenti la fascia di consumo oltre i 1.800 kWh è quella predominante in termini di prelievi effettuati (73%), mentre per i non residenti è la fascia fino a 1.800 kWh quella più importante in termini di volumi prelevati (58%). Tenendo conto di questi dati, emerge sostanzialmente che in Italia le famiglie residenti consumano in media 2.845 kWh, mentre quelle non residenti consumano in media 567 kWh all'anno.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (tavola 2.20), come per gli anni scorsi il 46% dei volumi distribuiti nel 2018 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 18,5% quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,6% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35,5% del totale distribuito all'utenza non domestica.
Rispetto al 2017 i punti non domestici serviti sono rimasti pressoché stabili (-0,1%), mentre i volumi prelevati sono diminuiti dello 0,8%; di conseguenza il volume medio unitario si è attestato a 28.684 kWh, valore quasi identico ai 28.491 kWh dello scorso anno. La riduzione dei prelievi è avvenuta perlopiù a carico dell'alta e altissima tensione che, con il 37,5% degli utenti in meno rispetto al 2017, ha registrato anche consumi del 2,5% inferiori. L'utenza allacciata in media tensione è diminuita del 4,7% rispetto al 2017, ciononostante ha comunque registrato un incremento dei consumi dello 0,9%. Variazioni molto più contenute si sono manifestate nella bassa tensione dove a fronte di una diminuzione dello 0,7% dei punti, i prelievi hanno subito un lievissimo calo (-0,2%).
Dei 7,2 milioni di utenti serviti in bassa tensione solo il 6,7% ha installato un misuratore elettronico programmato orario, mentre le utenze servite in media o alta tensione sono quasi completamente dotate di tale strumento. Il 58% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è in realtà un "produttore puro", nel senso che preleva energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 5% nel caso delle utenze in media tensione.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2018 per classe di potenza e per fascia di consumo*

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLIENTI PER CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	RESIDENTI			UTENTI NON RESIDENTI		
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	103	131	787	94	329	286
Fino a 1.800 kWh	63	116	543	82	325	253
Oltre 1.800 kWh	40	15	2.679	12	4	2.887
Da 1,5 a 3 kW	43.379	21.548	2.013	4.040	4.706	858
Fino a 1.800 kWh	11.884	10.478	1.134	2.331	4.111	567
Oltre 1.800 kWh	31.495	11.070	2.845	1.709	596	2.869
Da 3 a 4,5 kW	3.945	1.191	3.313	780	369	2.112
Fino a 1.800 kWh	326	234	1.393	187	211	888
Oltre 1.800 kWh	3.619	957	3.782	593	158	3.740
Da 4,5 a 6 kW	2.985	737	4.050	901	327	2.755
Fino a 1.800 kWh	183	129	1.421	145	162	898
Oltre 1.800 kWh	2.802	608	4.608	756	165	4.575
Da 6 a 10 kW	535	81	6.637	268	48	5.530
Fino a 1.800 kWh	16	9	1.788	18	14	1.268
Oltre 1.800 kWh	519	72	7.235	250	34	7.247
Da 10 a 15 kW	245	24	10.092	171	18	9.575
Fino a 1.800 kWh	3,5	1,7	2.079	5,5	3,2	1.712
Oltre 1.800 kWh	242	23	10.689	166	15	11.290
Oltre 15 kW	131	7	19.408	173	7	24.220
Fino a 1.800 kWh	1,6	0,5	3.483	2,8	1,1	2.587
Oltre 1.800 kWh	130	6	20.558	170	6	28.061
TOTALE DOMESTICI	51.323	23.719	2.164	6.426	5.805	1.107

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2018 per livello di tensione e tipologia di utenza*

Volumi distribuiti in GWh; consumo medio in kWh

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO(A)	PUNTI DI IMMISSIONE(B)
Bassa tensione	74.568	7.224.040	480.444	9.783
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	-	2	-	-
Punti di emergenza	2	2	1	-
Illuminazione pubblica	5.120	275.207	8.700	115
Altri usi	69.447	6.948.829	471.743	9.668
Media tensione	96.639	102.649	102.551	5.484
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	112	26	25	1
Punti di emergenza	406	237	236	-
Illuminazione pubblica	318	990	982	2
Altri usi	95.804	101.396	101.308	5.481
Alta e altissima tensione	38.983	1.060	1.054	614
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.118	305	303	1
Punti di emergenza	5	16	15	-
Illuminazione pubblica	45	2	1	-
Altri usi	33.816	737	735	613
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	**210.191**	**7.327.749**	**584.049**	**15.881**

(A) La colonna riporta il numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre 2018 con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

(B) Si tratta dei punti di connessione dei produttori che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari ("produttori puri").

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici Altri usi, allacciati in bassa tensione e suddivisa per livello di potenza (tavola 2.21) mostra che il 47% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5%. La classe di potenza più rilevante in termini di punti serviti (17,4%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella che va da 15 a 30 kW: essa assorbe il 19,6% dell'energia, nonostante comprenda solo il 5,5% degli utenti. Le tre classi di potenza da 6 a 30 kW sono sicuramente le più importanti per questo tipo di clientela: insieme contano per IL 27,4% dei punti e per il 45,7% dei prelievi.

TAV. 2.21 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2018 per livello di potenza*

Volumi distribuiti in GWh; consumo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5kW	805	1.459.983	551
Da 1,5 kW a 3 kW	2.879	1.797.498	1.602
Da 3 kW a 4,5 kW	1.278	361.219	3.539
Da 4,5 kW a 6 kW	5.287	1.212.274	4.361
Da 6 kW a 10 kW	7.971	887.567	8.980
Da 10 kW a 15 kW	10.180	636.959	15.982
Da 15 kW a 30 kW	13.621	382.626	35.599
Da 30 kW a 42 kW	5.842	79.781	73.222
Da 42 kW a 50 kW	3.294	36.630	89.920
Oltre 50 kW	18.291	94.292	193.983
TOTALE ALTRI USI IN BT	69.447	6.948.829	9.994

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

In questo paragrafo sono illustrati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti[15]. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2018 Terna ha ricevuto 348 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 19 GW e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 249 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 14 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 26 giorni lavorativi.

Nel 2018 sono stati accettati 103 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 6 GW. Per tre di questi, corrispondenti a quasi 50 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD): per ognuno di essi è stata rilasciata e accettata la STMD. Per nessuna delle tre STMD si è dato seguito, entro la data del 31 dicembre 2018, alla realizzazione delle corrispondenti connessioni.

Nell'anno 2018 le imprese distributrici[16] hanno ricevuto poco più di 61.700 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti

15 Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti), entro aprile 2019 hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2018, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

16 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 nell'anno 2018 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 5 GW. In relazione a queste ultime, nello stesso anno le imprese distributrici hanno messo a disposizione poco meno di 56.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,7 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;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 49 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco più di 52.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2018, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,9 GW.

Nell'anno 2018, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 37.300 connessioni, corrispondenti a circa 1 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 12 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici[17];
- 53 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi[18], mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 8 giorni lavorativi.

Nell'anno 2018 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti di alta tensione è stata e-distribuzione con 74 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,5 GW; sempre e-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 31 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 800 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 53 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 16 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 400 MW, sono stati accettati nell'anno 2018; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, anche nell'anno 2018 (come già nel 2017) non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2018 (tavola 2.22), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate quasi 231.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 75% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 5,7 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 4,6 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 9,6 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. I dati evidenziano un minor numero di richieste rispetto al 2017 (allora furono 245.368, cioè il 6% in più) ma, al contempo, un netto miglioramento dei tempi di allacciamento: nel 2017 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione erano necessari mediamente 9 giorni lavorativi, mentre nel 2018 si è registrato un accorciamento di 3,3 giorni lavorativi, il 37% di tempo in meno. 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. Il risparmio di tempo si è manifestato soprattutto per i clienti in media tensione che nel 2018 hanno ottenuto l'allacciamento in quasi otto giorni lavorativi in meno rispetto al 2017. Anche gli utenti in bassa tensione, tuttavia, hanno beneficiato di una maggiore speditezza: a fronte dei 6,8 giorni necessari nel 2017, nel 2018 hanno ottenuto l'allacciamento mediamente in 4,6 giorni.

Ciascun distributore ha effettuato in media 1.734 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (39 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.995. Nel 2018 Terna ha connesso in alta e altissima tensione un nuovo cliente passivo. Il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e/o altri adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 123 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 80 giorni lavorativi.

17 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.

18 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.

TAV. 2.22 *Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento*

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO(A)	
	2017	2018	2017	2018
Bassa tensione	244.094	229.331	6,8	4,6
Media tensione	1.274	1.290	17,3	9,6
TOTALE	245.368	230.621	9,0	5,7

(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.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima, nel Mercato infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari futures sull'energia elettrica, e 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; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. 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 esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, 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 zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord 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 allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Tranfer Capacity - NTC*) e l'annullamento di flussi antieconomici[19]. Nell'assetto antecedente l'avvio del market coupling la capacità di interconnessione sulle predette frontiere veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte nell'MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia elettrica nel mercato *day-ahead*.

Il Mercato infragiornaliero (MI) è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre

19 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.

2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in diverse sessioni (discrete[20]) con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del gate closure dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00[21] ed è stata aggiunta una sessione; a partire dall'1 febbraio 2017 l'MI si compone di sette sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7), strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale[22]; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori. A partire da giugno 2016, inoltre, le sessioni MI2 e MI6 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, mediante il passaggio da aste di allocazione esplicita ad allocazione implicita nell'ambito di tali sessioni del Mercato infragiornaliero gestite dal GME.

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, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. 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, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (baseload e peakload). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD ex ante e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD ex ante, in particolare, si articola in sei sottofasi[23] di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del giorno antecedente quello di consegna), mentre l'MB è organizzato in sei sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione[24]. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è quella di un'asta discriminatoria, ove le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*)[25].

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione,

20 Cioè non in negoziazione continua.

21 Il gate closure dell'MGP è stato spostato più a ridosso del giorno di consegna con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

22 Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

23 Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sottofasi.

24 La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1 (giorno antecedente quello di consegna), seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD ex ante durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di consegna rispetto a quelle nell'MSD ex ante

25 Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità.

i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previe 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"[26].

Nel novembre 2008, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

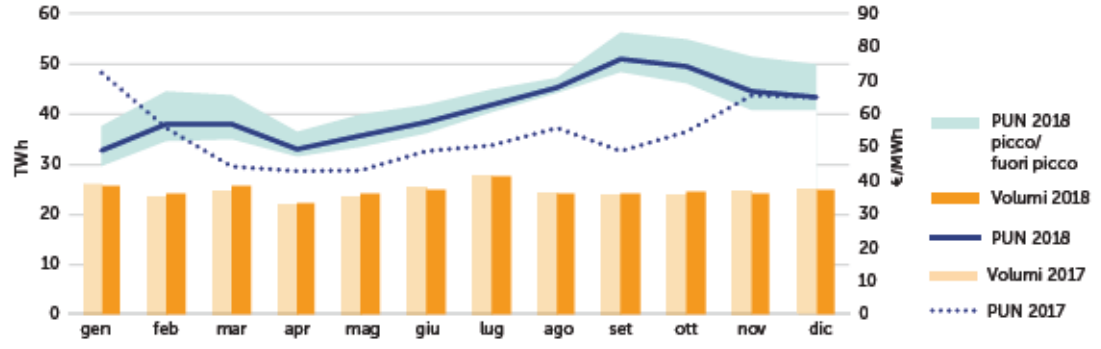
Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso[27].

Scambi nel Mercato del giorno prima

Nel 2018 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 295,6 TWh, è risultata in lieve aumento (+1,2% rispetto al 2017), in particolare nei mesi centrali dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi sei anni. Nelle singole zone si osservano dinamiche diverse rispetto allo scorso anno: mentre gli acquisti risultano in crescita in tutte le zone, con le uniche eccezioni del Centro-Nord (-0,5%) e del Centro-Sud (-1,4%), le vendite mostrano aumenti concentrati al Nord (+4,8%) e in Sicilia (+3,3%) e cali altrove, particolarmente significativi nella zona Centro-Sud (-10,9%).

FIG. 2.7 *Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia*

Volumi in TWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

26 Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali o 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.

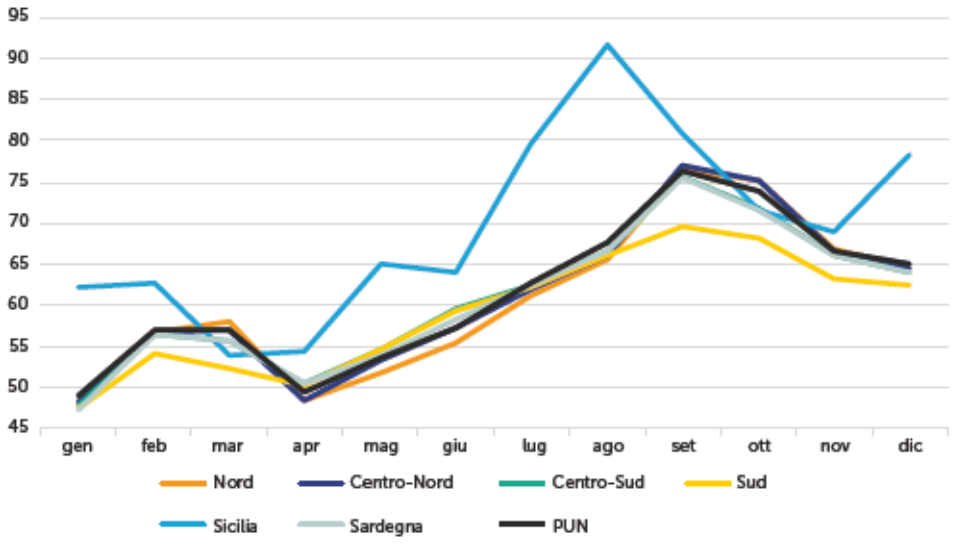
27 Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità.

CAPITOLO 2

Relativamente al parco tecnologico, si osserva un aumento della componente rinnovabile (95,5 TWh venduti; +14,4% rispetto al 2017), trainata dagli impianti idroelettrici al Nord (+28%) e dagli impianti eolici al Sud (+20%) e in Sicilia (+19%); in lieve calo invece risultano le vendite degli impianti termoelettrici (149,6 TWh, -8,0%): in particolare quelli a carbone (-18%) e olii combustibili (-26%), sostituite in parte dalle maggiori importazioni (48,1 TWh, +9,1%).
Si conferma il trend positivo degli ultimi anni relativo ai volumi scambiati direttamente in borsa (213 TWh, +1,0%), valore più alto registrato dal 2010 e pari al 72% degli scambi totali su MGP; tale liquidità viene favorita in vendita dagli operatori non istituzionali (+3%), mentre in acquisto si rilevano minori volumi dell'Acquirente unico (-1,9 %), che continua tuttavia a soddisfare circa il 95% del suo fabbisogno in borsa. Ancorché in aumento rispetto al 2017, si confermano su livelli relativamente bassi i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali over-the-counter (83 TWh, +1,7%).

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2018 (figura 2.7) ha continuato la ripresa dello scorso anno, portandosi a 61,31 €/MWh dai 53,95 €/MWh del 2017 (+14%), favorito da un rialzo dei costi della materia prima, in particolare del gas e della CO2; gli aumenti si concentrano tra febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa). Tale dinamica di crescita è rimasta omogenea per tutti i gruppi di ore: la media annuale si attesta a 68,46 €/MWh (+10%) nelle ore di picco[28], a 59,03 €/MWh (+15%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e a 55,81 €/MWh (+18%) nei giorni festivi. Rimane quindi stabile la dinamica giornaliera dei differenziali di prezzo relativi tra diversi gruppi di ore, registrando anche una riduzione del differenziale nelle ore del mattino.
A livello zonale la crescita dei prezzi si è caratterizzata per rialzi compresi tra il 12-19% e valori compresi tra i 59 €/MWh del Sud, che si conferma per il decimo anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 69 €/MWh della Sicilia, che registra invece il prezzo zonale più alto per il dodicesimo anno consecutivo (figura 2.8). Quest'ultima continua a registrare un incremento del suo differenziale con la zona Nord (8,77 €/MWh contro i quasi 5-6 €/MWh del biennio precedente), mentre si annulla il differenziale tra la Sardegna e la zona Nord, che negli ultimi anni aveva invece registrato delta compresi tra 1 e 3 €/MWh.
Nel suo secondo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ha registrato 2.373 transazioni,

FIG. 2.8 *Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2018*
€/MWh



Fonte: GME.

28 Le ore di picco riguardano i soli giorni lavorativi e sono comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

per un totale di 3,2 TWh (-19%) scambiati, con profilo prevalentemente baseload (80%). Gli scambi risultano concentrati nella prima metà dell'anno, in corrispondenza di una maggior attività dell'Acquirente unico, principale controparte in acquisto di questo mercato (78% dei volumi). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia baseload si riduce a 0,18 €/MWh (-0,06 €/MWh), senza particolari variazioni infra-annuali.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

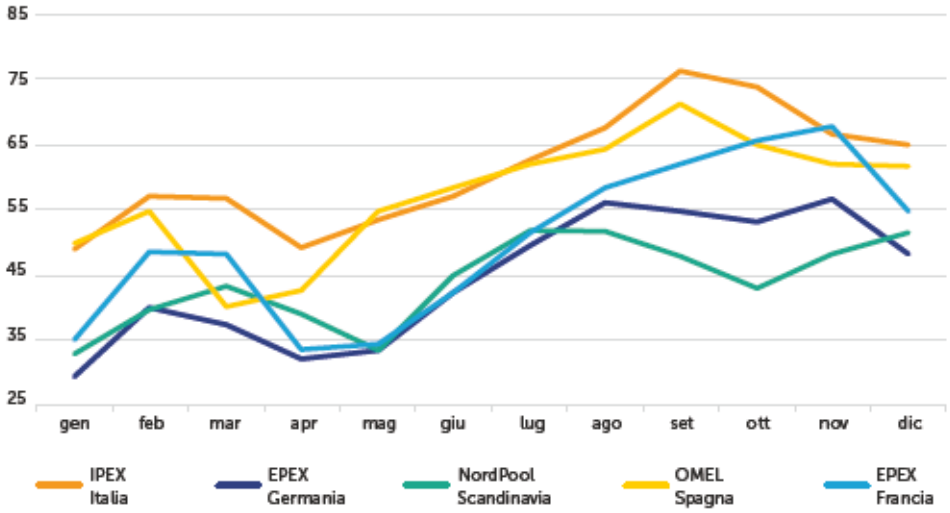
Persiste per il secondo anno consecutivo una dinamica al rialzo del prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo: rispetto al 2017, l'aumento maggiore del prezzo dell'energia si è registrato nel mercato scandinavo (NordPool) dove è cresciuto del 49,6%, ma un notevole aumento si è registrato anche in Germania (EPEX), dove è salito del 30,1%. Più contenuti, invece, sono stati gli aumenti in Italia (+13,6%), in Francia (11,6%) e in Spagna (9,7%).

In effetti, il rialzo del prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo si è distribuito sostanzialmente in 3 macroregioni: una regione settentrionale composta dai paesi scandinavi e dalla Germania con prezzi in aumento a 44 €/MWh, una fascia continentale comprendente Francia e Slovenia con un più alto livello di prezzi (50 €/MWh) sebbene con rialzi meno marcati e infine una fascia mediterranea con Italia e Spagna, che prezzano rispettivamente 57 €/MWh e 61 €/MWh (figura 2.9).

In particolare, i meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento[29] dei prezzi delle tre macroregioni in 78 ore (+13 rispetto al 2017), concentrate nei mesi di marzo, aprile e dicembre e, al pari dell'anno precedente, nelle ore di basso carico mattutino. Si osserva, inoltre, a partire dal 1° ottobre 2018, la separazione tra le zone Austria e Germania, prima quotate congiuntamente in ambito PCR (*Price coupling of Regions*). Nell'ultimo trimestre del 2018, il prezzo della prima è di circa +10 €/MWh rispetto alla seconda e separata da questa in circa il 75% delle ore. Relativamente alla frontiera italiana settentrionale, lo stesso meccanismo di *coupling* ha allocato mediamente ogni ora una capacità di 2,9 GWh in import (+60 MWh rispetto al 2017) e 1,1 GWh in export (-104 MWh); in particolare la quota di capacità totale allocata in asta implicita risulta circa l'80% sul confine sloveno (+25 punti percentuali), l'86% sul confine francese (+4 punti percentuali) e il 93% sul confine austriaco (+2 punti percentuali).

FIG. 2.9 *Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2018*

Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

29 L'allineamento viene inteso come un differenziale di prezzo inferiore a 1 €/MWh nella singola ora tra le seguenti frontiere: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area scandinava.

CAPITOLO 2

Esiti del Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2018 sul Mercato infragiornaliero (25,4 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente, così come la maggior parte degli scambi (70%) ha continuato a distribuirsi nelle prime due sessioni del mercato, sebbene le sessioni successive registrino una sempre maggior rilevanza, toccando il massimo storico di volumi scambiati (7,5 TWh). I prezzi registrati rimangono fortemente correlati ai valori del Mercato del giorno prima, sia in termini temporali sia zonali; in particolare si registrano prezzi medi mensili[30] in crescita da un minimo di 49-57 €/MWh di inizio gennaio fino a un picco di 74-84 €/MWh nel mese di settembre, per poi assestarsi a 66-74 €/MWh a fine anno (figura 2.10). Si osserva inoltre che i prezzi delle prime 5 sessioni risultano tra loro fortemente allineati, mentre le sessioni MI5 e MI6 hanno registrato differenziali medi di prezzo fino a 11 €/MWh nei mesi di maggio e agosto. Anche su base zonale i prezzi riflettono le dinamiche del MGP, registrando il prezzo medio più basso nella macrozona Sud (58 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (85 €/MWh).

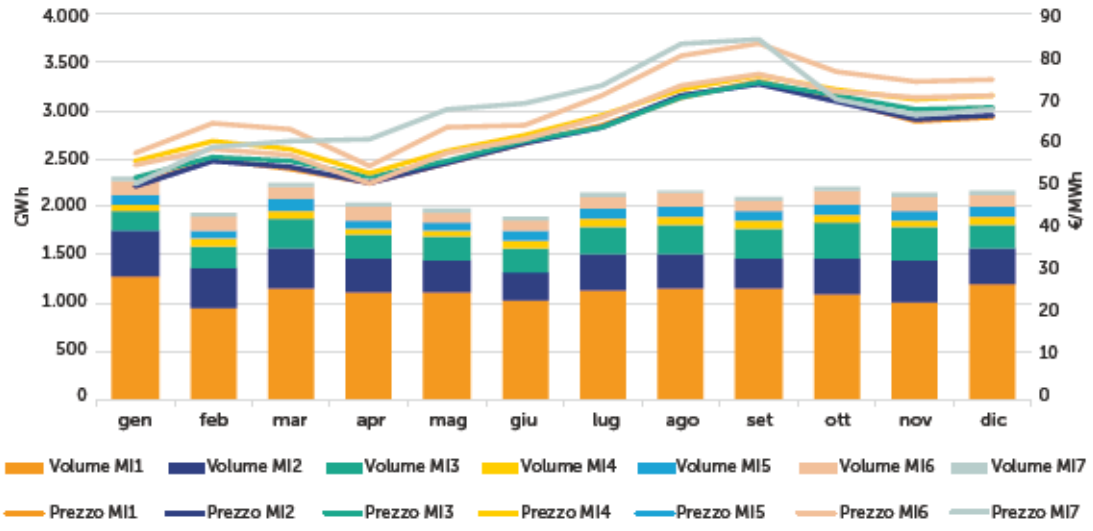
Esiti del Mercato a termine dell'energia elettrica

Sul mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, sono stati scambiati nel 2018 un totale di circa 1,2 TWh, in lieve calo rispetto allo scorso anno (-13%) (tavola 2.23). La quota più rilevante dei volumi negoziati (MW) risulta di profilo *baseload* (87%), in particolare per la durata mensile (53%) e trimestrale (28%). Mediamente si sono registrati 12 abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Per il terzo 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 i mesi del 2018 prezzi compresi tra 46 e 80 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, con un ritardo di un mese al massimo nella convergenza del livello dei prezzi (figura 2.11).

FIG. 2.10 *Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2018*

GWh; €/MWh



Fonte: GME.

30 I valori si riferiscono alla media dei prezzi nelle sole zone nazionali.

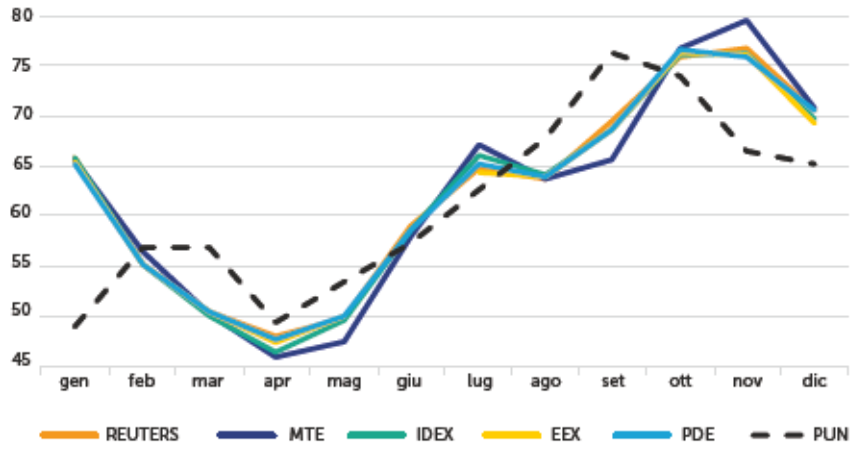
TAV. 2.23 *Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2012*

DURATA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	VAR. 2018/17	QUOTA
CONTRATTI (MW)	8.882	2.171	2.944	1.004	411	518	391	-25%	100%
Baseload	8.253	679	2.829	899	323	449	357	-20%	91%
Peakload	629	1.492	115	105	88	69	34	-51%	9%
VOLUMI (GWh)	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	1.191	-12%	100%
Baseload	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	1.155	-13%	97%
Peakload	1.463	4.379	46	79	67	21	36	70%	3%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.

FIG. 2.11 *Prezzi medi nel 2018 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione*

€/MWh



Fonte: GME, Borsa Italiana, EEX e Thomson Reuters.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come "certificati bianchi", introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004, è stato più volte oggetto di revisioni normative che hanno anche comportato il cambio di *governance* nella gestione, che per i primi anni è stata in capo all'Autorità e, a partire dal 2013, è stata invece assegnata al GSE. Il decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in vigore dal successivo 4 aprile, ne ha ulteriormente modificato le regole attuative, oltre a definire nuovi obblighi di risparmio sino al 2020. Nel periodo in esame, il decreto interministeriale 10 maggio 2018 ha inoltre integrato e modificato il decreto del 2017, introducendo, tra l'altro, rilevanti novità per quanto riguarda le modalità di raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico assegnati ai soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre di due anni antecedente a ciascun obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali). In particolare, è stata introdotta la possibilità, per i soggetti obbligati, di ottemperare parte dei propri obblighi anche mediante l'acquisizione di "certificati bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica" ciò

nel rispetto di alcune condizioni dettate dallo stesso decreto interministeriale 10 maggio 2018, che ha affidato altresì al GSE il compito di definire una apposita guida operativa (da approvarsi da parte del Ministero dello sviluppo economico) e modalità relative alla corresponsione delle somme necessarie (da sottoporre all'approvazione dell'Autorità). Altra rilevante modifica è costituita dalla fissazione del cap al contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempienti, pari a 250 €/TEE, che ha comportato la necessità di rivedere la regolazione in merito da parte dell'Autorità, come si darà conto nel Volume II di questa stessa *Relazione Annuale*.

Per quanto riguarda i TEE - attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti, riconosciuti dal GSE nelle diverse tipologie previste e soggetti a successiva unificazione per le finalità connesse alle contrattazioni gestite dal GME - nel periodo in esame si è assistito a una notevole volatilità dei prezzi prima dell'intervento normativo. Anche per questo motivo, il GME, su indicazione del Ministero, ha modificato il numero minimo mensile delle sessioni di mercato, riducendolo a una sessione al mese nei primi mesi del 2018. Successivamente, le mutate condizioni di mercato hanno consentito di aumentare l'effettivo numero di sessioni tenute, riportandone la frequenza a una sessione a settimana.

Rimandando ai dati pubblicati dallo stesso GME per maggiori dettagli, la quantità di TEE scambiata nel 2018 (sul mercato e tramite accordi bilaterali) è risultata essere pari a circa 7,9 milioni di TEE, in netto calo rispetto ai circa 11,2 milioni dell'anno precedente, per effetto della riduzione delle sessioni di mercato in molti mesi dell'anno, come anticipato, della bassa liquidità e della riduzione degli acquisti da parte di soggetti non obbligati. Circa il 43% dei TEE è stato scambiato sul mercato e tale percentuale risulta essere sensibilmente inferiore rispetto alla corrispondente dell'anno precedente allorquando è stata pari a circa il 55%. Solo una parte dei TEE scambiati in borsa o tramite bilaterali (in particolare corrispondente a circa 5,2 milioni di TEE), infine, è risultata essere compresa nelle fasce di prezzo rilevanti ai sensi della regolazione del contributo tariffario (modificata nel mese di settembre 2018, come si vedrà nel Volume II).

TAV. 2.24 *Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2018*

Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO GME TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	BILATERALI TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Gennaio	457.350	364,68	380.045	284,37
Febbraio	148.030	446,99	244.625	361,61
Marzo	273.937	350,10	280.027	356,41
Aprile	551.550	311,34	334.000	233,63
Maggio	438.638	311,58	1.587.627	306,10
Giugno	79.655	253,34	49.575	201,60
Luglio	318.666	251,92	214.791	232,30
Agosto	120.866	255,54	213.715	231,71
Settembre	280.363	259,44	201.129	245,29
Ottobre	293.993	258,93	247.489	241,15
Novembre	234.184	259,76	431.609	246,39
Dicembre	174.541	259,98	353.932	230,41
TOTALE	**3.371.773**	**303,60**	**4.538.564**	**279,09**

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.25 riporta il numero di operatori presenti[31] nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2018 sono risultati 127 nel mercato di maggior tutela, di cui quattro non hanno risposto all'Indagine, due nella salvaguardia e 638 nel mercato libero. Le imprese del libero che hanno risposto all'Indagine sul 2018 sono 496, cioè il 78% delle presenti nel mercato, comunicando in 62 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che molti soggetti vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, il totale delle imprese operanti nel mercato finale della vendita elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti operanti nei tre segmenti.

Nel 2017 i venditori presenti erano pari a 131 nella maggior tutela, due nella salvaguardia e 565 nel libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi diminuito di cinque unità rispetto al 2017, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività. Infatti, come meglio verrà descritto a breve nel paragrafo dedicato alla maggior tutela, l'uscita dei cinque soggetti è dovuta alla cessione dell'attività di vendita a clienti tutelati delle aziende Hofer Ernst e Asm Laces a Edyna, del Comune di Isera a Set Distribuzione e di Eni Gas e Luce (che l'aveva ereditata da Eni nel luglio 2017) a EnergiaBaseTrieste dall'1 gennaio 2018.

Al contrario – e come di consueto – il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece decisamente aumentato (di 73 unità). Il trend di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008 (si veda anche la tavola 2.40).

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2018 (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete), nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*) è stata costruita, come sempre, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 91% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2018[32], ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

I risultati dell'Indagine mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 255 TWh a circa 37 milioni di clienti (tavola 2.26). Rispetto al 2017 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile con una lieve flessione verso il basso (-0,5%), così come i consumatori, che sono diminuiti dello 0,4%.

TAV. 2.25 *Imprese di vendita di energia elettrica nel 2018*

MERCATO	VENDITORI(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	127	124	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	638	496	62

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2017, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: ARERA. Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

31 Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica Operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o un periodo più limitato) di riferimento dell'Indagine.

32 Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola 2.24.

CAPITOLO 2

TAV. 2.26 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente*

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Mercato di maggior tutela	49.979	45.271	-9,4%	21.455	19.704	-8,2%
Domestico	33.495	30.658	-8,5%	18.083	16.659	-7,9%
Non domestico	16.484	14.613	-11,4%	3.371	3.046	-9,7%
Mercato di salvaguardia	4.309	4.269	-0,9%	91	80	-11,9%
Mercato libero	202.140	205.583	1,7%	15.349	16.972	10,6%
Domestico	24.256	26.520	9,3%	11.449	12.794	11,7%
Non domestico	177.884	179.062	0,7%	3.901	4.179	7,1%
MERCATO FINALE	256.428	255.123	-0,5%	36.895	36.757	-0,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La contrazione dei consumi si è avvertita maggiormente tra le famiglie, mentre i consumi del settore non domestico hanno sostanzialmente tenuto; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2018, inoltre, anche il servizio di salvaguardia ha subito un deciso ridimensionamento.

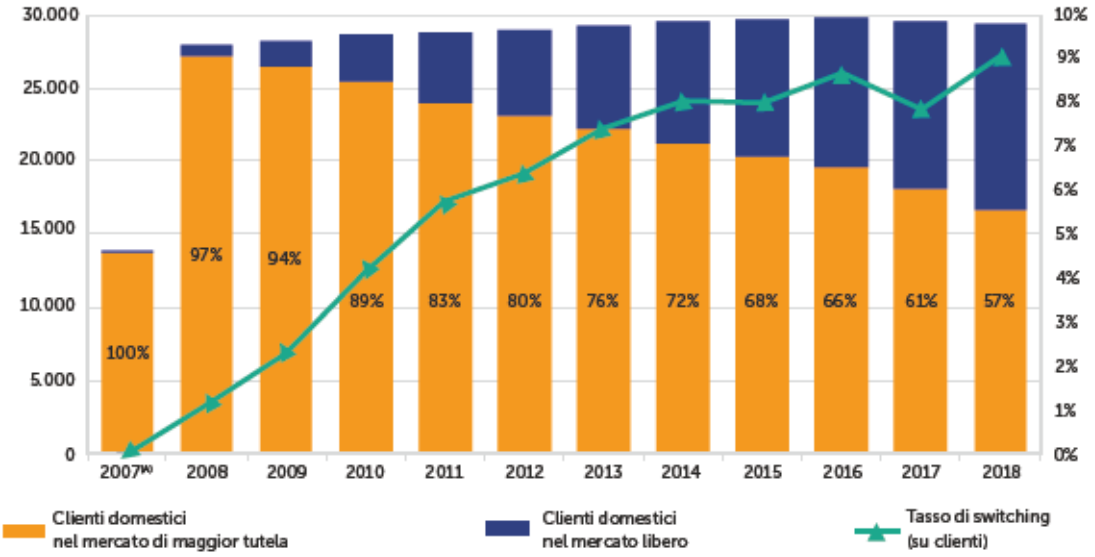
Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 57,2 TWh contro i 57,8 TWh del 2017, registrando quindi un calo dell'1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è diminuita dello 0,4% essendo scesa a 197,9 TWh dai precedenti 198,7 TWh.

Nel 2018 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,5 milioni, di cui 16,7 serviti nella maggior tutela e 12,8 milioni nel mercato libero (figura 2.12). In un contesto di riduzione complessiva (-79.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2017), prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 424.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2017, il libero infatti ne ha guadagnati 1 milione e 345.000 in più. Le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute dell'11,7%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite del 7,9%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti si osserva che nel 2018 il mercato libero ha raggiunto il 43,4%. Come si vede nella figura 2.12, a dodici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta l'1 luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora ben più della metà della clientela domestica.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.840 kWh/anno contro 2.073 kWh/anno, ma entrambi risultano diminuiti rispetto al 2017. Il differenziale tra i due mercati si è inoltre leggermente ridotto nel 2018 a 233 kWh/anno (era 266 nel 2017), a causa della maggior contrazione (-46 kWh) subita del consumo medio unitario delle famiglie servite nel libero rispetto a quella evidenziata in tutela (-12 kWh).

FIG. 2.12 *Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007*

Migliaia di clienti e tassi di switching in percentuale (scala destra)



(A) Per il 2007 i dati sono riferiti a metà dell'anno in quanto il servizio di vendita di maggior tutela è attivo dall'1 luglio.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche considerando tutte le tipologie di clienti (domestici e non domestici), la quota del mercato tutelato sul mercato totale è diminuita in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero, mentre la sezione della salvaguardia è rimasta sostanzialmente invariata.

In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 1,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,7 TWh (-9,4% rispetto al 2017), il mercato libero ha guadagnato 3,4 TWh rispetto all'anno precedente (1,7%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate dello 0,9% (-39 GWh).

Il numero dei consumatori complessivo è diminuito nel 2018 di 138.000 unità scendendo così a 36,7 milioni. La riduzione dei punti di prelievo è avvenuta nella maggior tutela, che ha perso 1 milione e 750.000 punti, e nel servizio di salvaguardia, che si è ridotto di 11.000 unità, mentre nel libero i clienti sono cresciuti di 1 milione e 623.000 unità rispetto al 2017.

Nel 2018 il mercato della salvaguardia si è ridotto del 12% circa in termini di punti di prelievo, ma solo dello 0,9% in termini di energia consumata (-39 GWh). Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato), la forte contrazione nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa e media tensione, mentre quelli in alta tensione sono leggermente aumentati.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2018 ha evidenziato invece una crescita: con 205,6 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito dell'1,7% rispetto al 2017. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto 1,6 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,7%) che nel settore non domestico (+7,1%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 8%, come accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2018 è sceso a 12.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto soprattutto all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi).

Complessivamente, quindi, la quota di energia venduta nel mercato tutelato è scesa al 17,7% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 19,5% del 2017), quella del servizio di salvaguardia è rimasta all'1,7% (stessa quota dal 2016), mentre quella del mercato libero ha raggiunto l'80,6% (contro il 78,8% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 53,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 46,2% è passato al

mercato libero.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (tavola 2.27), si osserva che nel 2018 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 35% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e il 64% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (54%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno, infatti, acquisito solo il 20% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% in salvaguardia e il 78% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela.

La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,6%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (1%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99%), che fornisce anche il 97% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

Nessun mutamento eclatante rispetto al 2017 si evidenzia nella distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (figura 2.13): la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. In pratica, il 22% di tutta l'energia venduta nel mercato finale italiano viene acquistato in Lombardia; il 10% in Veneto, il 9% in Emilia-Romagna, l'8% in Piemonte e il 7% in Lazio. Le regioni che mostrano, al contrario, i valori di consumo più bassi sono la Valle d'Aosta, il Molise e la Basilicata. In 9 regioni si è verificato un incremento nei consumi rispetto

TAV. 2.27 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione*

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2017				2018			
	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVAGUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	49.978	1.520	80.294	131.792	45.271	1.424	83.857	130.553
Domestico	33.494	-	24.256	57.750	30.658	-	26.520	57.179
Non domestico	16.484	1.520	56.037	74.042	14.613	1.424	57.337	73.374
Media tensione	-	2.619	95.685	98.304	-	2.592	95.498	98.090
Alta/altissima tensione	-	169	26.162	26.331	-	253	26.227	26.481
TOTALE	**49.978**	**4.309**	**202.140**	**256.427**	**45.271**	**4.269**	**205.583**	**255.123**
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	21.454	85	15.249	36.788	19.704	75	16.860	36.639
Domestico	18.083	-	11.449	29.532	16.659	-	12.794	29.453
Non domestico	3.371	85	3.801	7.257	3.046	75	4.066	7.187
Media tensione	-	6,3	99	106	-	5,7	111	117
ALTA/ALTISSIMA TENSIONE	-	0,02	1,0	1,0	-	0,03	1,0	1,0
TOTALE	**21.454**	**91**	**15.349**	**36.895**	**19.704**	**80**	**16.972**	**36.757**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

al 2017, in altrettante regioni si registra una perdita, mentre in 2 territori i consumi sono rimasti sostanzialmente invariati. In particolare, si osservano riduzioni consistenti nelle Marche (-4,5%), in Veneto (-3,2%), in Sicilia (2,7%) e in Calabria (-2,6%). Le crescite più significative, invece, si osservano in Sardegna (8,3%), Trentino-Alto Adige (6,5%) e Basilicata (6%); una sostanziale stabilità si evidenzia per la Campania e la Lombardia. Occorre tuttavia ricordare che la percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali potrebbe in parte risentire della composizione dei venditori che rispondono alle varie edizioni dell'Indagine (e soprattutto dalla loro localizzazione geografica).

La figura 2.14 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, pur vedendo la parte del mercato libero che cresce di anno in anno, si presenta abbastanza simile al 2017: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale (pari al 17,7% nella maggior tutela, all'1,7% nella salvaguardia e all'80,6% nel libero).

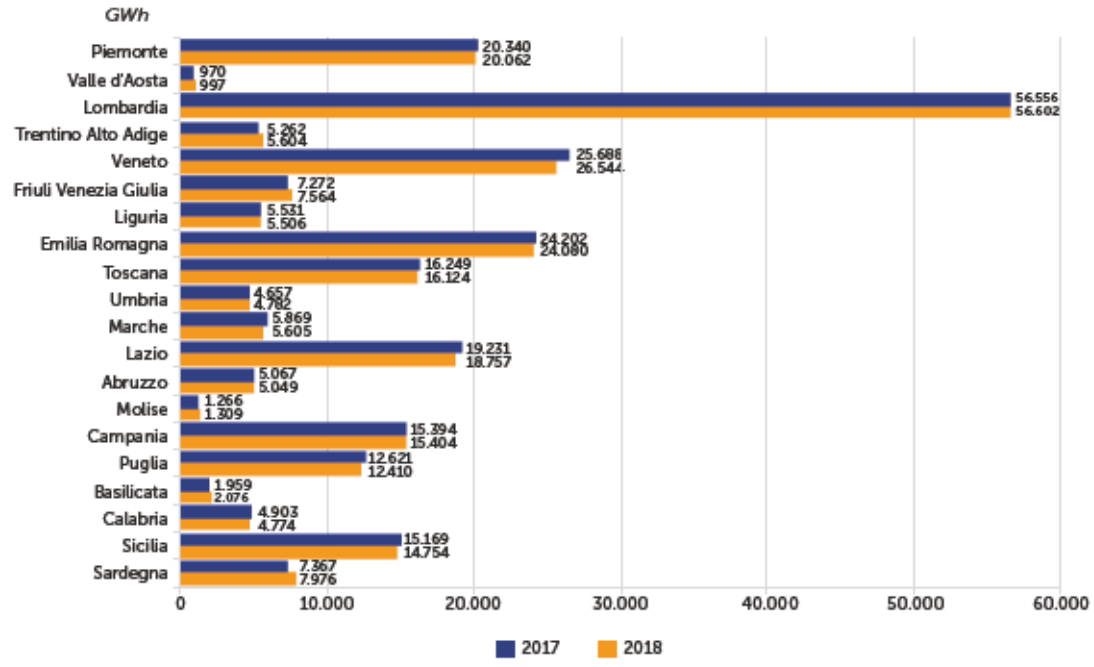
In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (sei punti percentuali o più sopra la media nazionale). Come nel 2017 sono 11 le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o supera l'80%, le cinque già menzionate più Trentino-Alto Adige, Piemonte, Veneto, Abruzzo, Marche e Toscana.

La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, pari al 59,2%, seppure in lieve e costante crescita. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Sicilia (66,8%), Campania (66,9%) e Puglia (68,8%).

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2018 (tavola 2.28) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicendamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in lieve ascesa al 37,8% (era al 37,3% nel 2017) e sempre ben

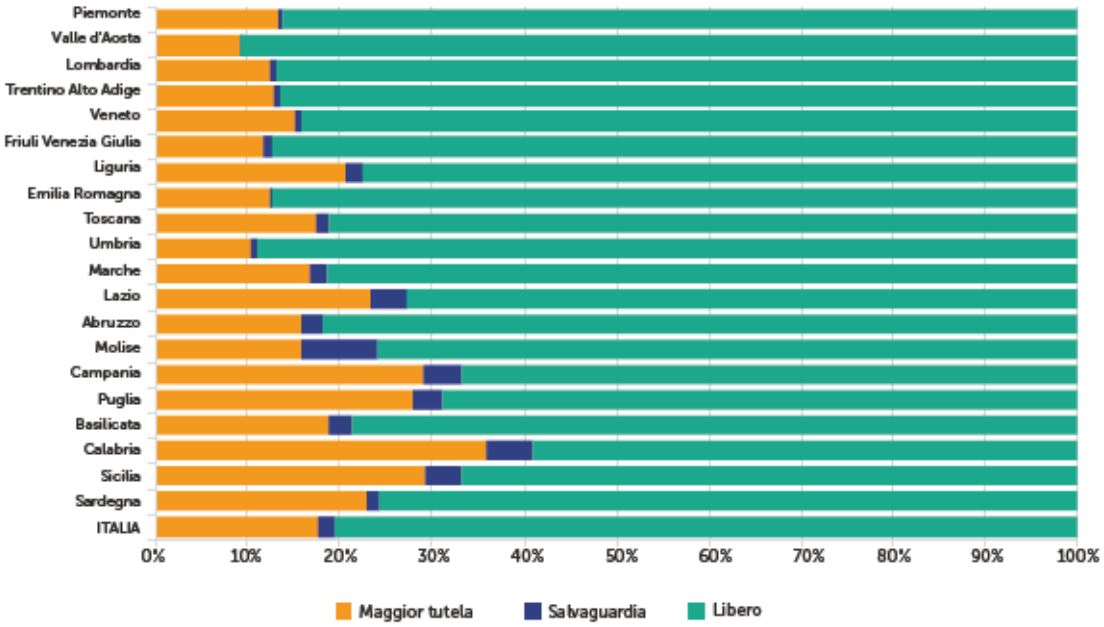
FIG. 2.13 *Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

FIG. 2.14 *Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato nel 2018*
Ripartizione percentuale



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,9%, al secondo posto è tornato il gruppo Edison che nel 2017 era in terza posizione, superando il gruppo Eni la cui quota si è fermata al 4,3%. Con un volume di vendite pari a 11.055 GWh, quest'ultimo nel 2018 è addirittura sceso in quarta posizione perché superato dal gruppo Hera il cui volume di vendite è risultato di circa 20 GWh superiore. Da notare, comunque, il passaggio in quinta posizione del gruppo Axpo dalla settima del 2017, così come l'ascesa al settimo posto del gruppo Green Network che l'anno scorso era dodicesimo.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – il 52,9%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni e Hera, che sono sostanzialmente a pari merito in seconda posizione, possiedono ciascuna una quota del 3,6%. Inoltre, nel 2018 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

Nel 2018 il livello di concentrazione del mercato totale è nuovamente cresciuto: quasi tutte le misure normalmente utilizzate per misurarlo, infatti, registrano un peggioramento rispetto al 2017. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 47% delle vendite complessive, mentre era al 45,9% nel 2017. Anche l'indice HHI è salito a 1.571 da 1.521 registrato nel 2017, superando la 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 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è invece rimasto fermo a 16 come nel 2017.

Nel 2018 il 70,1% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (72% nel 2017); con una quota del 6%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Hera insieme a quelli già citati) detengono l'84,7% del settore domestico (l'86,3% nel 2017).

TAV. 2.28 *Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2018*
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2017
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	40.078	28.959	21.509	5.889	96.435	1°
Edison	1.153	2.513	5.552	3.222	12.440	3°
Hera	1.402	3.289	6.139	243	11.073	4°
Eni	3.445	1.302	5.139	1.169	11.055	2°
Axpo Group	50	1.617	4.429	3.340	9.437	7°
A2A	1.615	2.407	4.296	701	9.019	6°
Green Network	229	1.226	3.539	2.453	7.447	12°
Iren	1.290	2.222	3.094	356	6.962	8°
Duferco	60	586	2.246	3.669	6.560	11°
E.On	345	1.513	3.001	694	5.553	9°
CVA	121	1.602	3.029	197	4.948	13°
Acea	1.874	1.450	1.394	224	4.942	10°
Metaenergia	5	620	3.231	230	4.087	5°
Repower Ag	-	1.956	1.890	63	3.908	18°
Alperia	327	1.020	2.383	74	3.804	19°
Egea	58	697	2.756	247	3.759	20°
Dolomiti Energia	614	1.337	1.562	46	3.558	15°
Eviva	77	1.716	1.664	54	3.511	14°
Sorgenia	228	1.378	1.616	46	3.268	17°
Telecom Italia	-	953	1.106	-	2.059	22°
Altri operatori	4.205	15.011	18.515	3.565	41.296	-
TOTALE OPERATORI	57.179	73.374	98.090	26.481	255.123	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Considerando le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 39,5% (in discesa rispetto al 40,8% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 4,5% del secondo gruppo che è risultato Hera (in seconda posizione anche nel 2017). Seguono Edison con il 3,4%, che nel 2017 era in sesta posizione, A2A con il 3,3% (in terza posizione nel 2017) e Iren con il 3% (al quarto posto nel 2017).

Nel 2018 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, è risalito in quinta posizione (era alla settima nel 2017) nel *mass market* che, come detto è il segmento formato dalle famiglie e dai clienti non domestici alimentati in bassa tensione; nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione Edison è rimasto il quarto gruppo (come lo scorso anno) con una quota del 12,2%, così come per i clienti in media tensione è sceso al terzo posto con una quota del 5,7%.

Nel segmento della media tensione, ha guadagnato terreno

il gruppo Hera, salito in seconda posizione con il 6,3%, dalla quinta del 2017. Con il 5,2% si trova in quarta posizione il gruppo Eni (era terzo nel 2017) ed è salito in quinta posizione il gruppo Axpo, la cui quota è passata dal 3,6% del 2017 al 4,5%.

Nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è rimasto, come lo scorso anno, il gruppo Duferco, con la quota del 13,9%, seguito a breve distanza da Axpo (12,6%) ed Edison (12,2%).

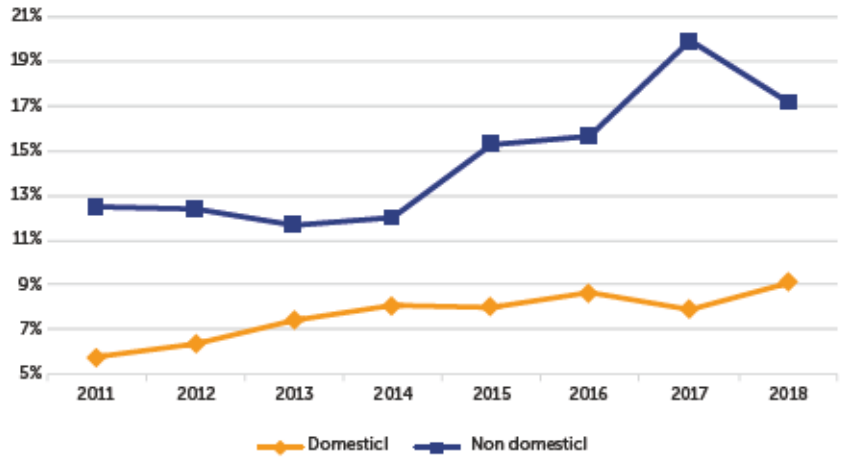
Sulla base dei dati forniti dai distributori, si osserva come in termini di punti di prelievo nel 2018 lo *switching* delle famiglie è aumentato rispetto all'anno precedente, mentre in termini di volumi risulta diminuito (tavola 2.29). Nel 2018, infatti, il 9,1% dei clienti domestici – 2,7 milioni di famiglie – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti, tuttavia, sono pari al 10,2% circa del totale dell'energia distribuita al settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 7,9% delle famiglie che ha cambiato fornitore nel 2017 corrispondeva all'11,6% dell'energia prelevata. La riduzione dei volumi coinvolti nello *switching* può essere causata sia

TAV. 2.29 *Tassi di switching dei clienti finali*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2017		2018	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	11,6%	7,9%	10,2%	9,1%
Non domestico:	38,4%	19,9%	28,5%	17,2%
di cui:				
- bassa tensione	34,1%	19,7%	27,9%	17,0%
- media tensione	46,9%	38,1%	36,5%	30,2%
- alta e altissima tensione	26,2%	22,2%	9,9%	13,5%
TOTALE	32,6%	10,3%	24,6%	10,7%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.15 *Tassi di switching dal 2011*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

dal fatto che in generale i consumi elettrici sono diminuiti, ma anche da una maggiore tensione al risparmio, che spinge i clienti sempre più piccoli (in termini di consumi) a spostarsi nel mercato alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli.

Per la prima volta dal 2011, invece, nel 2018 l'attività di *switching* dei clienti non domestici ha subito una decisa flessione, pur rimanendo comunque piuttosto vivace (figura 2.15). Il calo è quantificabile in -2,8 punti percentuali sotto il profilo dei clienti, e -9,9 punti percentuali in termini di volumi sottesi allo *switching*. Complessivamente, infatti, nel 2018 ha cambiato fornitore il 17,2% dei clienti non domestici (un po' meno di 1,3 milioni di punti di prelievo), mentre nel 2017 aveva cambiato fornitore il 19,9% della clientela non domestica. In termini di volumi, nel 2018 lo switching ha riguardato il 28,5% dell'energia distribuita al settore produttivo, mentre nel 2017 la stessa quota era del 38,4%.

La spaccatura per livello di tensione evidenzia che l'attività di *switching* è diminuita in misura maggiore al crescere del livello di tensione. Infatti, la percentuale di punti di prelievo che nel 2018 ha cambiato fornitore è scesa, rispetto al 2017, di 2,7 punti percentuali nel caso dei clienti in bassa tensione, del 7,8% nel caso dei clienti in media tensione e dell'8,7% nel caso dei clienti serviti in alta o altissima tensione. Analogamente, la quota di volumi sottostanti allo *switching* è diminuita di 6,2 punti percentuali (dal 34,1% al 27,9%) per i clienti in bassa tensione, di 10,1 punti percentuali per i clienti in media tensione e di 16,6 punti percentuali per i clienti allacciati in alta tensione.

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese[33] connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del 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. I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2018 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 45,3 TWh a circa 19,7 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del pro die). Rispetto al 2017, i consumi sono scesi di 4,7 TWh (-9,4%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-8,2%) (tavola 2.30).

TAV. 2.30 *Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Domestici	33.494	30.658	-8,5%	18.083	16.659	-7,9%
Residenti	29.759	27.366	-8,0%	14.052	13.072	-7,0%
Non residenti	3.735	3.293	-11,8%	4.031	3.587	-11,0%
Illuminazione pubblica	403	391	-3,0%	20	19	-1,2%
Altri usi	16.081	14.222	-11,6%	3.352	3.026	-9,7%
Fino a 16,5 kW	8.418	7.394	-12,2%	3.118	2.815	-9,7%
Oltre 16,5 kW	7.663	6.828	-10,9%	234	212	-9,6%
TOTALE	49.978	45.271	-9,4%	21.454	19.704	-8,2%

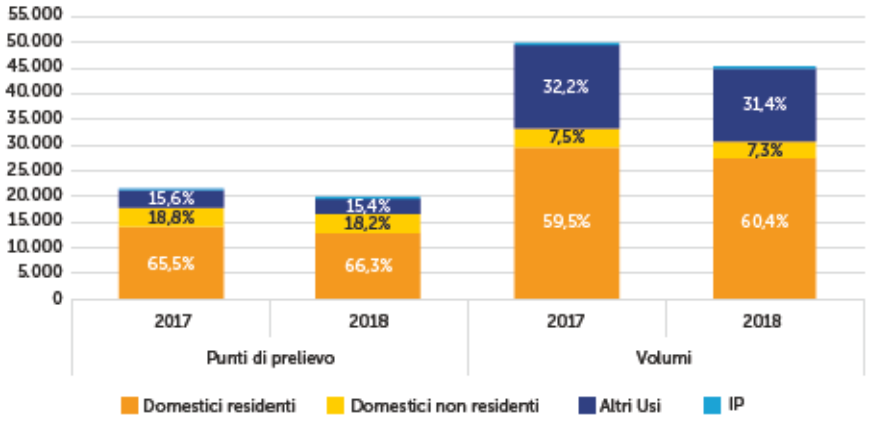
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

33 Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccola impresa" 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.

CAPITOLO 2

FIG. 2.16 *Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2018*

GWh e quote percentuali



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31 *Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2018*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	837	1,8%	239	1,2%
Bioraria volontaria	14.024	31,0%	2.972	15,1%
Bioraria obbligatoria	622	1,4%	297	1,5%
Multioraria	29.788	65,8%	16.196	82,2%
TOTALE	45.271	100,0%	19.704	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore, e dovrebbe esaurirsi nel tempo, anche in forza di disposizioni normative in materia. Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,4 milioni di clienti domestici (7,9% del totale) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (9,7%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1 milione, -7%) è proporzionalmente inferiore a quella dei non residenti (0,4 milioni, -11%).

Poiché, in generale, nel 2018 i consumi elettrici sono lievemente diminuiti rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-8,5% per i domestici e -11,6% per gli altri usi) sono superiori a quelle dei punti serviti (-7,9% domestici, -9,7% altri usi). Presenta variazioni più contenute l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione dell'1,2% nel numero di punti serviti e del 3% nell'energia venduta; occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono cambiate poco, rispetto al 2017, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 67,7% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (30,7 TWh) che, in termini di numerosità (16,7 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84,5% del totale (figura 2.16).

Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 78,5% dei punti di prelievo e l'89,3% dei consumi. Il 92% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,3% dei punti di prelievo (tavola 2.31).

TAV. 2.32 *Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2018*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti fino a 3 kW	23.418	51,7%	12.031	61,1%
Monoraria	195	0,4%	107	0,5%
Bioraria volontaria	417	0,9%	208	1,1%
Bioraria obbligatoria	22.806	50,4%	11.716	59,5%
Domestici residenti oltre 3 kW	3.948	8,7%	1.041	5,3%
Monoraria	41	0,1%	11	0,1%
Bioraria volontaria	127	0,3%	34	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.779	8,3%	996	5,1%
Domestici non residenti	3.293	7,3%	3.587	18,2%
Monoraria	44	0,1%	53	0,3%
Bioraria volontaria	47	0,1%	49	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.202	7,1%	3.484	17,7%
Illuminazione pubblica	391	0,9%	19	0,1%
Monoraria	387	0,9%	19	0,1%
Multioraria	4	-	-	-
Altri usi fino a 16,5 kW	7.394	16,3%	2.815	14,3%
Monoraria	116	0,3%	46	0,2%
Bioraria	16	-	5	-
Multioraria	7.261	16,0%	2.763	14,0%
Altri usi oltre 16,5 kW	6.828	15,1%	212	1,1%
Monoraria	54	0,1%	2	-
Bioraria	16	-	-	-
Multioraria	6.758	14,9%	209	1,1%
TOTALE	45.271	100,0%	19.704	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Quasi tutti i clienti domestici (97,2%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria (tavola 2.32), vale a dire la 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'1,8% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

La porzione di clienti domestici a tariffa bioraria obbligatoria è aumentata dello 0,2% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è sostanzialmente invariata, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,2%. La quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria è rimasta invece sostanzialmente stabile al 2,2%, dopo i forti cali degli anni passati dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* (nel 2010 la quota dei non domestici altri usi monorari era ancora pari al 65,9).

Nel 2018 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.840 kWh/anno (tavola 2.33), quasi invariato

rispetto ai 1.852 kWh registrati nel 2017.
Considerando che gran parte (72,2%) dei clienti domestici residenti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane in 1.946 kWh/anno, un valore di 31 kWh inferiore a quello osservato nel 2017.

Più elevato, pari a 3.792 kWh, e anch'esso in lieve diminuzione, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.830 kWh; in diminuzione è anche il consumo medio dei non residenti, che è passato dai 926 kWh del 2017 ai 918 kWh del 2018, livello identico a due anni prima.

TAV. 2.33 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2018*

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	23.418	76,4%	12.031	72,2%	1.946
0-1.000 kWh	1.302	4,2%	2.439	14,6%	534
1.000-1.800 kWh	4.894	16,0%	3.463	20,8%	1.413
1.800-2.500 kWh	6.023	19,6%	2.824	16,9%	2.133
2.500-3.500 kWh	6.527	21,3%	2.230	13,4%	2.927
3.500-5.000 kWh	3.657	11,9%	906	5,4%	4.037
5.000-15.000 kWh	993	3,2%	169	1,0%	5.880
>15.000 kWh	21	0,1%	-	-	42.623
Domestici residenti oltre 3 kW	3.948	12,9%	1.041	6,3%	3.792
0-1.000 kWh	33	0,1%	63	0,4%	528
1.000-1.800 kWh	148	0,5%	102	0,6%	1.451
1.800-2.500 kWh	323	1,1%	149	0,9%	2.167
2.500-3.500 kWh	737	2,4%	246	1,5%	2.993
3.500-5.000 kWh	1.095	3,6%	263	1,6%	4.165
5.000-15.000 kWh	1.457	4,8%	212	1,3%	6.881
>15.000 kWh	155	0,5%	7	0,0%	23.331
Domestici non residenti	3.293	10,7%	3.587	21,5%	918
0-1.000 kWh	842	2,7%	2.586	15,5%	326
1.000-1.800 kWh	673	2,2%	501	3,0%	1.342
1.800-2.500 kWh	437	1,4%	207	1,2%	2.110
2.500-3.500 kWh	427	1,4%	146	0,9%	2.927
3.500-5.000 kWh	341	1,1%	83	0,5%	4.105
5.000-15.000 kWh	418	1,4%	58	0,3%	7.240
>15.000 kWh	155	0,5%	6	0,0%	27.719
TOTALE DOMESTICI	30.658	100%	16.659	100%	1.840

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei residenti con potenza fino a 3 kW, che come detto rappresentano la categoria più numerosa dei clienti domestici in maggior tutela, la quasi totalità (91,1%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista cioè al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, oltre due terzi (69,2%) ricadono nelle tre classi di consumo medio-grandi (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,3% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 72,1% di tali clienti cade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'86,1% non supera i 1.800 kWh/anno.

La tavola 2.34 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 15,6% dei punti che acquista un'identica quota dell'energia venduta. Seguono per numerosità di punti (ma le quote sono simili anche per le vendite): la Sicilia (9%), il Lazio (8,9%), la Campania (8,4%), il Veneto (8%), la Puglia (7,3%) e il Piemonte (7,1%).

Undici regioni presentano una quota di punti di prelievo compresa tra l'1% e il 6,5%, mentre la numerosità dei punti di Molise e Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle singole regioni, si osserva che Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Calabria e Molise sono le regioni con la quota maggiore di non residenti (poco più del 30%, tranne la Valle d'Aosta in cui raggiunge il 62%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli-Venezia Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 15% e il 17%.

TAV. 2.34 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2018*

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.691	921	171	263	1.862	1.184
Valle d'Aosta	42	22	20	36	62	58
Lombardia	4.399	2.198	392	404	4.791	2.603
Trentino-Alto Adige	411	215	55	82	466	296
Veneto	2.528	1.099	212	228	2.740	1.327
Friuli-Venezia Giulia	614	310	50	69	664	379
Liguria	681	408	119	202	800	610
Emilia-Romagna	1.839	870	188	215	2.027	1.085
Toscana	1.658	797	252	236	1.910	1.033
Umbria	315	150	39	37	354	187
Marche	582	288	59	74	641	362
Lazio	2.436	1.177	370	310	2.807	1.487
Abruzzo	485	253	66	119	551	372
Molise	129	74	17	33	146	107
Campania	2.655	1.193	248	207	2.904	1.400
Puglia	1.960	933	272	282	2.232	1.215
Basilicata	238	134	25	41	262	175
Calabria	996	472	156	210	1.152	682
Sicilia	2.558	1.116	410	381	2.967	1.497
Sardegna	1.147	441	174	159	1.321	599
ITALIA	27.366	13.072	3.293	3.587	30.658	16.659

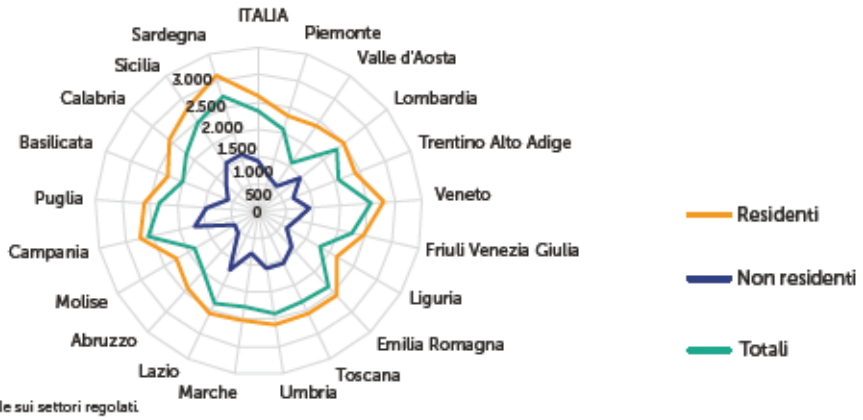
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, in particolare quelli delle famiglie residenti (figura 2.17). Il consumo unitario dei residenti più elevato si registra in Sardegna, dove risulta superiore di 511 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 425 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono il Veneto (+206 kWh) e la Sicilia (+198 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-362 kWh), la Basilicata (-318 kWh) e il Piemonte (-257 kWh).

FIG. 2.17 *Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2018*

KWh/anno



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.35 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2018*

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	279	171	1.631
0-1.000 kWh	24	72	340
1.000-1.800 kWh	51	37	1.379
1.800-2.500 kWh	56	27	2.115
2.500-3.500 kWh	60	20	2.907
3.500-5.000 kWh	40	10	4.060
5.000-15.000 kWh	39	6	6.927
>15.000 kWh	10	0	38.113
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	30.379	16.488	1.843
0-1.000 kWh	2.153	5.016	429
1.000-1.800 kWh	5.664	4.029	1.406
1.800-2.500 kWh	6.727	3.153	2.133
2.500-3.500 kWh	7.632	2.602	2.933
3.500-5.000 kWh	5.053	1.242	4.069
5.000-15.000 kWh	2.830	433	6.538
>15.000 kWh	320	12	25.745
TOTALE	**30.658**	**16.659**	**1.840**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti, con l'eccezione della classe più piccola (fino a 1.000, kWh, tavola 2.35), per la quale i clienti con condizione bioraria acquistano in media il 26% in più di quelli con tariffa monoraria, nonché di quella più grande (oltre 15.000 kWh), per la quale si registra la situazione opposta: i consumi unitari dei clienti a condizione bioraria risultano inferiori del 32% a quelli dei clienti con trattamento monorario.

Per quanto riguarda i clienti non domestici nel servizio di maggior tutela, la tavola 2.36 propone la ripartizione dei volumi (14 TWh) e dei punti di prelievo (circa 3 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), suddivisi per classe di consumo.

Come nel 2017, circa un quinto (19,8%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'81,6% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,6% dei punti di prelievo e assorbe il 12,8% dell'elettricità venduta. Pertanto, l'89,8% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh. I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW costituiscono il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 52% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW, pur rappresentando solo il 7% di tali consumatori, assorbono il 48% 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.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), di poco modificata rispetto al 2016, è illustrata nella tavola 2.37. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,5%) che di volumi acquistati (15,3%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia, Campania e Puglia, che contano ciascuna circa il 10% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo che di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Emilia-Romagna, Veneto, Toscana e Piemonte, con quote intorno al 7%.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo pro-capite regionali non troppo distanti dalla media nazionale, nel 2018 scesa a 4.700 kWh dai 4.798 kWh del 2017.

TAV. 2.36 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2018*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
<5 MWh	2.735	2.417	1.131	84	40	2.121	2.819	2.457
5-10 MWh	1.610	232	6.935	203	27	7.470	1.813	259
10-15 MWh	946	78	12.135	281	23	12.490	1.227	100
15-20 MWh	655	38	17.207	325	19	17.528	980	57
20-50 MWh	1.318	47	27.812	2.064	64	32.438	3.382	111
50-100 MWh	120	2	59.231	1.935	28	68.452	2.055	30
100-500 MWh	9	-	137.903	1.836	11	160.500	1.845	12
500-2.000 MWh	2	-	745.397	90	-	679.272	92	-
2.000-20.000 MWh	1	-	2.522.450	8	-	3.372.867	9	-
20.000-50.000 MWh	-	-	-	-	-	29.188.400	-	-
TOTALE	7.394	2.815	2.627	6.828	212	32.274	14.222	3.026

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Fanno eccezione, per i valori elevati la Lombardia, il Veneto e il Lazio, i cui consumi medi risultano maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.019, 645 e 525 kWh.

Al contrario, i valori più bassi si osservano nelle regioni più piccole, ovvero Umbria, Molise, Valle d'Aosta, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 856, 938, 1.116, 1.326 e 1.527 kWh), come si può osservare nella figura 2.18.

Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.627 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.274 kWh (tavola 2.37), entrambi in flessione rispetto ai corrispondenti valori del 2017 (2.700 kWh e 32.737 kWh, rispettivamente). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

TAV. 2.37 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2018*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	423	185	370	14	793	199
Valle d'Aosta	17	8	13	1	30	8
Lombardia	934	343	1.235	37	2.169	379
Trentino-Alto Adige	130	44	119	5	249	49
Veneto	524	196	623	19	1.147	215
Friuli-Venezia Giulia	107	44	107	4	215	47
Liguria	196	94	135	4	331	98
Emilia-Romagna	467	204	483	16	950	221
Toscana	453	194	460	14	913	208
Umbria	77	36	71	2	147	38
Marche	140	65	155	5	295	70
Lazio	810	275	740	22	1.551	297
Abruzzo	130	50	110	4	240	54
Molise	37	15	22	1	59	16
Campania	921	280	572	15	1.493	294
Puglia	642	258	544	18	1.186	276
Basilicata	67	35	51	2	118	37
Calabria	293	112	228	7	520	119
Sicilia	750	278	572	17	1.322	295
Sardegna	277	98	217	7	494	105
ITALIA	7.394	2.815	6.828	212	14.222	3.026

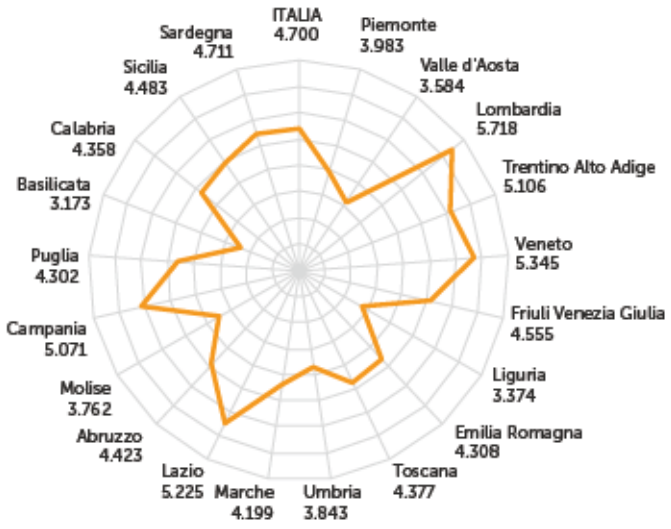
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,2% dei punti di prelievo e al 98,5% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,6% dei punti di prelievo e l'1,3% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Relativamente all'illuminazione pubblica servita in maggior tutela, nella tavola 2.38 è indicata la ripartizione dell'energia (391 GWh) e dei punti di prelievo (circa 19.000), in diminuzione del 3% e dell'1,2% rispetto all'anno precedente. Il consumo medio unitario, pari a 20.098 kWh, è diminuito dell'1,9% (20.488 kWh nel 2017).
Poco più della metà dei punti di prelievo (53,6%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme assorbono l'8,9% della quantità venduta. Ma ben il 76,4% dell'energia venduta per illuminazione pubblica riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 30% di tutti i punti di prelievo di questa categoria.

Nella figura 2.19 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2017 e nel 2018.
I volumi maggiori si osservano in Campania (76 GWh), seguita dalla Lombardia (51 GWh), dalla Calabria (47 GWh, dalla Liguria (53 GWh) e dalla Puglia (39 GWh). In relazione alla popolazione, presentano valori superiori alla media tutte le regioni del Sud con l'eccezione della Sicilia, mentre risultano sotto alla media tutte le regioni del Centro-Nord. Come visto, a livello nazionale si riscontra una diminuzione del 3% rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, le regioni con diminuzioni considerevoli, superiori al 15% (in ordine Puglia, Umbria, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Basilicata, Toscana, Valle d'Aosta); dall'altro le regioni con aumenti superiori al 15% (in ordine Molise, Sicilia, Emilia-Romagna). Ovviamente una visione complessiva richiede l'unione di quanto sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel mercato libero.

FIG. 2.18 *Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2018*
kWh



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.38 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2018*

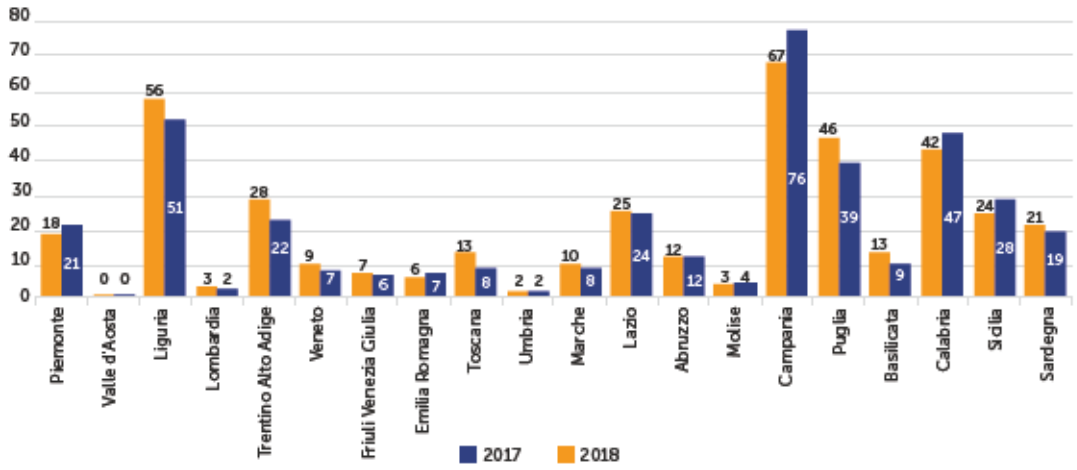
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
<5 MWh	14	3,6%	8	38,8%	1.843
5-10 MWh	21	5,4%	3	14,8%	7.302
10-15 MWh	22	5,7%	2	9,3%	12.293
15-20 MWh	24	6,1%	1	7,0%	17.373
20-50 MWh	122	31,1%	4	19,6%	31.918
50-100 MWh	106	27,1%	2	7,9%	68.581
100-500 MWh	71	18,2%	-	2,5%	148.461
500-2.000 MWh	8	2,0%	-	0,1%	655.942
2.000-20.000 MWh	3	0,9%	-	-	3.072.882
TOTALE	391	100%	19	100%	20.098

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.19 *Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione*

GWh



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2018 sono 127, cinque in meno rispetto al 2017. Dei 127 operatori, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 124 soggetti[34].

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2018 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- dall'1 gennaio 2018 EnergiaBaseTrieste ha come socio unico Hera Comm anziché AcegasApsAmga;
- Eni Gas e Luce ha ceduto la sua attività a EnergiaBaseTrieste, con decorrenza 1 gennaio 2018;
- Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta dal Comune di Isera (TN) nel proprio territorio comunale,

34 Non hanno risposto all'Indagine tre operatori: si tratta dei Comuni di Anversa degli Abruzzi, Pacentro e Rocca Pia.

TAV. 2.39 *Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2018*

Volumi in GWh

RAGIONE SOCIALE	2018	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Servizio Elettrico Nazionale	39.121	86,4%	1°
Acea Energia	2.244	5,0%	2°
A2A Energia	1.381	3,0%	3°
Iren Mercato	484	1,1%	4°
Dolomiti Energia	257	0,6%	5°
Alperia Energy	250	0,6%	8°
Energiabasetrieste	197	0,4%	7°
Hera Comm	173	0,4%	6°
Cva Trading	88	0,2%	9°
Amet	83	0,2%	12°
Agsm Energia	80	0,2%	10°
A.I.M. Energy	76	0,2%	11°
Prometeo	53	0,1%	33°
Linea Più	47	0,1%	14°
S.I.P.P.I.C.	45	0,1%	18°
Altri esercenti	690	1,5%	-
TOTALE	45.271	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

con decorrenza 1 gennaio 2018;

- con decorrenza 1 gennaio 2018 Alperia Energy ha acquisito le attività di Hofer Ernst Azienda Elettrica, di Azienda Servizi Municipalizzati Laces, relativamente al servizio nel Comune di Laces (BZ), di Servizio Elettrico Nazionale, limitatamente a 91 comuni della provincia di Bolzano;
- ACEL Energie ha incorporato AEVV Energie, con decorrenza 1 luglio 2018.

All'inizio del 2019, con decorrenza dall'1 gennaio, sono avvenute inoltre le seguenti operazioni:

- Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta dal Comune di Molveno (TN) nel proprio territorio comunale;
- Servizio Elettrico Nazionale ha acquisito l'attività svolta dai Comuni di Novalesa (TO) e Salbertrand (TO) nei loro territori;
- Alperia Energy ha cambiato la ragione sociale in Alperia Smart Services;
- Schwienbacher Oswald & Co. Az. El. Snc ha mutato la ragione sociale in Gannebach Srl / GmbH.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è diminuita marginalmente nel 2018 rispetto al 2017. La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è dell'86,4% (scesa di un decimo di punto percentuale dal 2017); seguono Acea Energia (5%, nel 2017 era il 4,9%), A2A Energia (3%, nel 2017 era 3,1%) e Iren Mercato (1,1%, come nel 2017). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,5% del servizio di maggior tutela, come l'anno precedente (tavola 2.39).

Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori), la concentrazione passa dal 94,6% del 2017 al 94,4%, mentre l'indice HHI scende da 7.525 a 7.504 (si ricorda che il valore di 10.000 indica concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

CAPITOLO 2

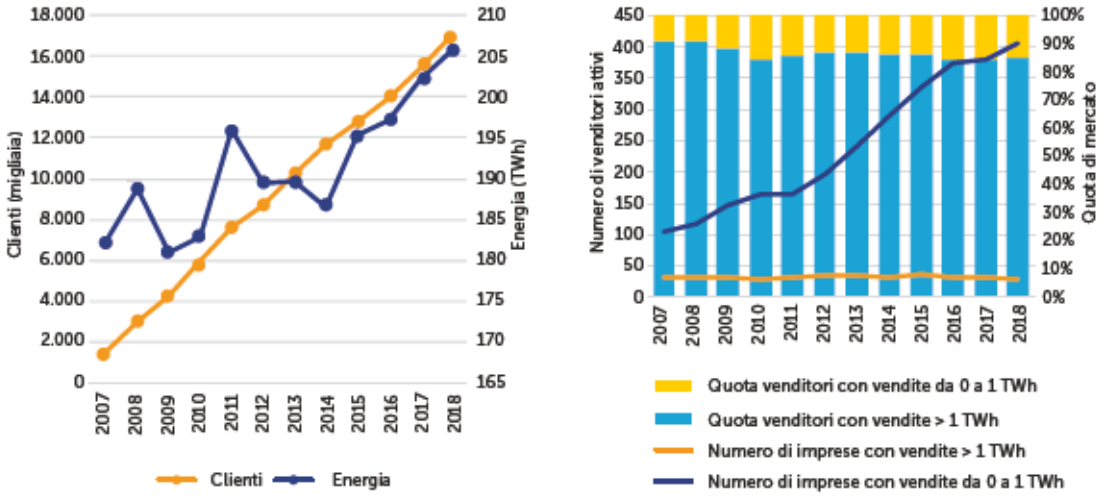
Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2018 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 205,6 TWh, 3,4 TWh in più del 2017, a poco meno di 17 milioni di clienti, cresciuti del 10,6% rispetto al 2017.

Il mercato libero è in continuo ampliamento sia in termini di clienti, sia in termini di energia venduta, sebbene l'espansione di quest'ultima sia avvenuta nel tempo a un ritmo meno sostenuto rispetto a quello dei clienti. Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni un costante incremento nel numero di imprese attive, seppure dal 2014 a tassi decrescenti (figura 2.20).

Nel 2018 la crescita del numero di operatori è tornata vivace dopo il 2017 che, da questo punto di vista, ha rappresentato un'eccezione. In base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, infatti, nel 2018 è tornato ad aumentare di 24 unità (+5,9%), mentre nel 2017 era cresciuto solo di 4 unità (tavola 2.40). La concomitante espansione del mercato, inferiore in termini percentuali, ha determinato un nuovo "normale" abbassamento del volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato, come negli anni precedenti. Nel 2018, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 474 GWh, del 3,9% inferiore ai 493 GWh registrati nel 2017, raggiungendo quindi un nuovo punto di minimo nella serie storica. esso infatti è sceso al 35% di quello osservato nel 2007 (1.349 GWh), anno di completa apertura del mercato.

FIG. 2.20 *Evoluzione del mercato libero di energia elettrica*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.40 *Attività dei venditori per classe di vendita*

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Numero di esercenti in maggior tutela	136	136	136	135	131	131(A)	127
Numero di venditori attivi	230	275	320	370	406	410	434
Oltre 10 TWh	2	3	2	3	3	2	2
5-10 TWh	8	7	7	7	6	8	8
1-5 TWh	23	23	23	26	23	21	19
0,1-1 TWh	56	60	66	63	70	73	74
fino a 0,1 TWh	141	182	222	271	304	306	331
Volume venduto (TWh)	189,5	189,7	186,6	195,3	197,1	202,1	205,6
Oltre 10 TWh	55,4	62,6	53,4	62,4	62,9	61,1	67,6
5-10 TWh	59,5	45,0	48,4	45,8	39,0	51,6	56,4
1-5 TWh	50,0	56,7	58,7	60,7	64,8	57,9	50,6
0,1-1 TWh	21,8	22,2	22,7	22,4	25,8	26,5	25,3
fino a 0,1 TWh	2,8	3,1	3,3	3,9	4,6	5,1	5,6
Volume medio unitario (GWh)	824	690	583	528	486	493	474
Oltre 10 TWh	27.694	20.853	26.700	20.798	20.955	30.546	33.798
5-10 TWh	7.439	6.434	6.918	6.538	6.508	6.447	7.053
1-5 TWh	2.174	2.467	2.553	2.336	2.819	2.757	2.665
0,1-1 TWh	389	371	344	356	368	363	342
fino a 0,1 TWh	20	17	15	15	15	17	17

(A) Nel 2017 il numero degli esercenti la maggior tutela è di 131, perché dall'1 luglio Eni ha ceduto l'attività a Eni Gas e Luce. Pertanto, per la prima metà dell'anno l'attività era in capo a Eni e per la seconda metà dell'anno è stata in capo a Eni Gas e Luce.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2017, il numero dei venditori di grandissima o grande dimensione (cioè con vendite superiori a 5 TWh) è rimasto invariato a 10 imprese. La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh è diminuita di 2 unità per via dell'ingresso di quattro nuovi soggetti e l'uscita di sei. Sono entrate Erg Power Generation, Utilità, Free Energia e Metaenergia, quest'ultima proveniente dalla classe superiore; sono uscite, invece, A2A Energia – salita nella classe superiore con vendite tra 5 e 10 GWh – insieme con Burgo Energia, Electra Italia, Energrid, Gala e Youtrade. Come si vedrà tra breve, tali passaggi sono dovuti in parte a variazioni societarie avvenute nel corso dell'anno.

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto nell'ultima classe di operatori (quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 25 unità.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2018 è pari al 15%, mentre nel 2017 era pari al 15,6%. Diversamente dagli ultimi due anni, quindi, nel 2018 i venditori di più piccole dimensioni, pur crescendo di numero, non sono riusciti a erodere quote di mercato ai venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 29 imprese, corrispondenti al 6,7% dei venditori attivi) hanno coperto

l'85% delle vendite complessive; le stesse cifre, calcolate nel 2017, erano, rispettivamente, pari a 7,6% e a 84,4% (figura 2.20).

Come di consueto, nel 2018 e nel primo trimestre del 2019 vi sono state numerose variazioni societarie che hanno coinvolto gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità. Per comodità di esposizione, si possono raggruppare in incorporazioni, cessioni/acquisizioni di attività, avvio di attività, variazioni di gruppo societario e altre modifiche (della natura giuridica o della ragione sociale).

Quasi tutte le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che quasi sempre incorporante e incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. Tra le più importanti:

- Acel Energie ha incorporato le partecipate Acel Service e Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna (AEVV) Energie dall'1 luglio 2018; le operazioni sono da inquadrare nella creazione della "Multiutility del Nord", il pool lombardo di imprese creato da A2A con la partecipazione di Acsm-Agam, Aspem, AEVV e Lario Reti Holding, di cui si è già detto anche nel paragrafo dedicato alla distribuzione elettrica;
- dall'1 ottobre 2018 Hera Comm ha incorporato Amga Energia & Servizi (società che apparteneva al gruppo Hera attraverso Amga Azienda Multiservizi) ed Estra Energie ha incorporato E.s.tra Elettricità; inoltre Metania ha incorporato Nex di cui aveva già il controllo al 100%;
- da gennaio 2019 Edison Energia ha incorporato Edison Energie (ex Gas Natural Vendita Italia), Duferco Energia ha incorporato Utility 360, Emmediesse ha incorporato Madogas Natural Energy, l'impresa che possedeva interamente il suo capitale sociale, ed Estra Energie ha incorporato Metania (dopo averne acquisito il capitale sociale da maggio 2018);
- dall'1 maggio 2019 A2A Energia ha incorporato Linea Più.

Tra le operazioni extragruppo sono invece da menzionare: l'acquisizione di Gheza Immobiliare da parte di Evalida e l'incorporazione di Gesam Energia in Lucca Holding Servizi, entrambe avvenute a dicembre 2018.

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari:

- da gennaio 2018 Onda Energia e Smartutility non fanno più parte di alcun gruppo;
- da febbraio 2018 Blu Ranton è entrata a far parte del gruppo Hera, in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche, mentre Gas Natural Vendita Italia è entrata nel gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie, che successivamente l'ha incorporata all'inizio del 2019, come si è visto sopra;
- da marzo 2018 Eroga Energia è uscita dal gruppo Tradeinv Gas & Energy, che la possedeva al 51%, ed è entrata del gruppo RB Power & Gas;
- da settembre 2018 Spienergy ha ceduto l'intero capitale sociale di Spezia Energy Trading a Iren Mercato, quindi la società, che apparteneva al gruppo ENoi, è entrata nel gruppo Iren;
- da ottobre 2018 SG Energia (ex Simp Gas) è entrata nel gruppo Gas Rimini che ne ha acquisito il 100% del capitale sociale; inoltre One Power&Gas è entrata a far parte del gruppo One Power cambiando al contempo natura giuridica da spa a srl;
- da dicembre 2018 Enerjo è uscita dal gruppo Fin Consorzio;
- nel 2019 da gennaio Alperia Sum (ex Servizi Unindustria Multiutilities) è entrata a far parte del gruppo Alperia; da marzo Gesam Gas & Luce è entrata a far parte del Gruppo Canarbino che ne ha acquisito il capitale sociale, Sfera Energia è entrata nel gruppo Etrufin.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica sono da segnalare per il 2018, le seguenti evoluzioni:

- dall'1 gennaio il Comune di Isera ha ceduto l'attività a Dolomiti Energia;
- in febbraio Electra Italia ha ceduto parzialmente l'attività a E.On Energia mentre Smart Luce e Gas l'ha ceduta a Sistema Energia Italia;
- nel mese di giugno Green Network ha acquisito l'attività da Burgo Energia, sebbene i contratti di dispacciamento e di trasporto siano rimasti nella titolarità di Burgo Energia, la quale manterrà le forniture di elettricità e di gas per le società del gruppo Burgo;
- in luglio Enerxenia ha acquisito il ramo di azienda "vendita gas ed energia elettrica a clienti finali" nell'area di Varese da A2A Energia (anche questa operazione fa parte del progetto "Multiutility del Nord"); Enel.si ha acquisito l'attività da Yousave ed Energy Wave l'ha acquisita da Restiani;
- ad ottobre l'impresa Gran Sasso ha ceduto a Hera Comm l'attività; Pasubio Servizi l'ha acquisita da

Veritas Energia (dello stesso gruppo societario) e ha poi cambiato la ragione sociale in Ascopiave Energie; Italia Power ha acquisito l'attività da Dinamica Energia; Europe Energy ha acquisito parzialmente l'attività da Edlo Energy; ogenpower Borgaro ha acquisito l'attività da Cogenpower (appartenente allo stesso gruppo societario);

- a novembre Axpo Italia ha acquisito un pacchetto di clienti da Metaenergia;
- in dicembre A2A Energia ha acquisito l'attività da X3Energy;
- a partire da gennaio 2019, BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria ha siglato un accordo con Axpo Italia in virtù del quale le ha ceduto un pacchetto di contratti di fornitura di gas e di energia elettrica; Free Gas & Power ha ceduto parzialmente l'attività a SmallEnergy che al contempo ha assunto la denominazione di Free Luce & as; mentre da marzo Hera Comm ha acquisito l'attività da C.M.V. Energia & Impianti.

Infine, nel corso del 2018 e nei primi tre mesi del 2019:

- 43 imprese, di cui molte provenienti dal settore del gas naturale, hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico e 24 imprese l'hanno cessata;
- 2 società, Energie Diffuse e Natural Energy, si sono estinte per liquidazione; inoltre Eviva è entrata in liquidazione volontaria da novembre 2018;
- 36 imprese, oltre alle già menzionate, hanno cambiato ragione sociale;
- 13 imprese hanno cambiato natura giuridica, perlopiù passando da società a responsabilità limitata a società per azioni.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (tavola 2.41) mostra un aumento di 1,6 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto in gran parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un discreto aumento si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi (+7,4%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.345.000 unità, ovvero dell'11,7% rispetto al 2017; 266.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione.

Anche i clienti in media tensione, comunque, hanno registrato una significativa crescita, essendo aumentati di 12.000 unità (12,2%) da attribuire soprattutto agli altri usi, sebbene anche i punti per l'illuminazione pubblica siano saliti di 86 unità rispetto al 2017. Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento, pur restando sotto le 1.000 unità.

TAV. 2.41 *Mercato libero per tipologia di cliente e tensione*

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Bassa tensione	80.294	83.857	4,4%	15.249	16.860	10,6%
Domestico	24.256	26.520	9,3%	11.449	12.794	11,7%
Illuminazione pubblica	4.226	4.103	-2,9%	224	224	-0,1%
Altri usi	51.811	53.234	2,7%	3.576	3.842	7,4%
Media tensione	95.685	95.498	-0,2%	99	111	12,1%
Illuminazione pubblica	321	322	0,4%	0,90	0,98	9,4%
Altri usi	95.364	95.176	-0,2%	98	110	12,2%
Alta e altissima tensione	26.162	26.227	0,3%	0,96	0,98	2,3%
Altri usi	26.162	26.227	0,3%	0,96	0,98	2,3%
TOTALE	202.140	205.583	1,7%	15.349	16.972	10,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Con l'eccezione degli altri usi in media tensione, per i quali nonostante il netto incremento dei clienti si è registrata una lieve riduzione (-0,2%) dell'energia acquistata rispetto al 2017, per tutte le altre tipologie di clienti le variazioni nell'energia acquisita hanno il medesimo segno di quelle osservate nell'entità dei clienti. Così si osserva una crescita molto positiva (+9,3%) dell'elettricità venduta alle famiglie, un incremento del 2,7% dell'energia acquistata per altri usi in bassa tensione e una certa riduzione nei volumi acquistati dall'illuminazione pubblica allacciati in bassa tensione (-2,9%) associata al calo dello 0,1% dei punti serviti.
In buona sostanza, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (4,4%) mentre quelli in media e in alta tensione hanno evidenziato una sostanziale stabilità (+0,3% l'energia acquistata in alta tensione e -0,2% quella in media tensione). Da sottolineare, invece, la leggera diminuzione emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 122 GWh in meno del 2017 (-2,7%), così come ha acquisito 12 GWh in meno in maggior tutela e 65 GWh in meno nel servizio di salvaguardia (si veda il prossimo paragrafo).
La quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è ovviamente cresciuta rispetto al 2017, passando dal 39,7% al 40,8%, mentre quelle acquisite dai consumatori connessi in media e altra tensione sono leggermente diminuite, rispettivamente dal 47,3% al 46,5% e dal 12,9% al 12,8%. La quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, che nel 2017 era dell'85,8% sull'intero mercato libero, è scesa all'84,9% in termini di energia e al 23,3% in termini di punti di prelievo (era al 23,9% nel 2017).

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, che raccoglie il 25,3% dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. Se si guarda ai 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 25,9% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'87,4% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (tavola 2.42). In ogni classe, con l'eccezione di quelle estreme, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (tavola 2.33). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (497 kWh) è del 16,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 428 kWh, viceversa per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari 24.204 kWh risulta del 7% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela.

Nel 2018 il 13,9% dei clienti domestici, circa 1,8 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto[35] è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,7 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2017 (che era il 14,6%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,6 TWh, il 13,6% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, mantiene un trend abbastanza costante nel tempo, con piccoli spostamenti sia verso il basso sia verso l'alto. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.
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 (tavola 2.43) mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 63,3% dell'intera clientela (che rappresenta il 62,2% dei volumi) ed è in crescita nel tempo (era al 48% nel 2013, anno dal quale ha cominciato ad aumentare). Il 28,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo l'8,1% quella multioraria. Gli elementi che rendono il prezzo monorario più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa, oltre che l'assenza di un vincolo negli orari di consumo.

35 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

TAV. 2.42 *Mercato libero domestico nel 2018 per classe di consumo*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.457	5,5%	2.930	22,9%	497
1.000-1.800 kWh	4.570	17,2%	3.241	25,3%	1.410
1.800-2.500 kWh	5.695	21,5%	2.665	20,8%	2.137
2.500-3.500 kWh	6.869	25,9%	2.341	18,3%	2.934
3.500-5.000 kWh	4.770	18,0%	1.172	9,2%	4.071
5.000-15.000 kWh	2.826	10,7%	431	3,4%	6.551
> 15.000 kWh	334	1,3%	14	0,1%	24.204
TOTALE DOMESTICI	26.520	100,0%	12.794	100,0%	2.073
DI CUI CON CONTRATTO *DUAL FUEL*					
< 1.000 kWh	186	5,1%	369	20,7%	503
1.000-1.800 kWh	684	18,9%	484	27,2%	1.412
1.800-2.500 kWh	852	23,5%	399	22,4%	2.135
2.500-3.500 kWh	975	26,9%	333	18,7%	2.928
3.500-5.000 kWh	595	16,4%	147	8,3%	4.052
5.000-15.000 kWh	298	8,2%	46	2,6%	6.502
> 15.000 kWh	29	0,8%	1	0,1%	24.602
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.618	100,0%	1.779	100,0%	2.034

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.43 *Mercato libero domestico nel 2018 per condizione contrattuale applicata*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	16.508	62,2%	8.094	63,3%
Bioraria	7.760	29,3%	3.658	28,6%
Multioraria	2.253	8,5%	1.041	8,1%
TOTALE DOMESTICI	26.520	100,0%	12.794	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 59% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 61% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno (tavola 2.44).

TAV. 2.44 *Mercato libero non domestico nel 2018 per classe di consumo*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
<5 MWh	BT	3.857	2,2%	2.544	1.516
5-10 MWh	BT	3.444	1,9%	484	7.119
10-15 MWh	BT	2.893	1,6%	235	12.316
15-20 MWh	BT	2.767	1,5%	159	17.395
<10 MWh	MT	56	-	18	3.172
10-20 MWh	MT	101	0,1%	7	14.420
<20 MWh	AT e AAT	0,2	-	0,1	4.147
20-50 MWh	Tutti	12.789	7,1%	406	31.486
50-100 MWh	Tutti	10.698	6,0%	154	69.251
100-500 MWh	Tutti	27.338	15,3%	130	209.575
500-2.000 MWh	Tutti	28.836	16,1%	31	935.933
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.428	27,6%	10	4.926.987
20.000-50.000 MWh	Tutti	10.830	6,0%	0,37	29.248.574
50.000-70.000 MWh	Tutti	4.037	2,3%	0,07	58.599.251
70.000-150.000 MWh	Tutti	7.724	4,3%	0,08	98.507.961
>150.000 MWh	MT, AT e AAT	14.264	8,0%	0,04	337.634.590
TOTALE NON DOMESTICI		**179.062**	**100,0%**	**4.179**	**42.850**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45 *Mercato libero non domestico nel 2018 per livello di tensione*

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	57.337	1.266	4.066	78
Media tensione	95.498	692	111	1
Alta/altissima tensione	26.227	16	1	0,01
TOTALE NON DOMESTICI	**179.062**	**1.974**	**4.179**	**79**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque quasi tutti in discesa rispetto a quelli osservati nel 2017. In particolare, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2018 pari a 42.850 kWh, il 6% inferiore a quello che emerge nei dati del 2017.
Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno una grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 78.000 sui quasi 4,2 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è poco meno di 1,9 TWh sui 179,1 complessivi (tavola 2.45).

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, quest'anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET.
Queste ultime hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali, obiettivo che viene soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. Le PLACET si applicano 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 uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 m^3. Ogni venditore del mercato libero è quindi obbligato a inserire nel proprio menù di 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 del prezzo, il cui livello è liberamente definito dal venditore (in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/m^3 e quindi proporzionale ai volumi consumati.

I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti nel 2018, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET in quanto la loro applicazione è avvenuta a metà dell'anno.

Come negli anni scorsi, l'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali era 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 variegate e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime[36].
La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,7 per la clientela domestica e 39,2 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti più individualizzati. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è andato comunque crescendo (erano 9 del 2016 e 14,5 nel 2017), com'è corretto attendersi in un mercato che si sta attrezzando per la fine del servizio di tutela e che sta incrementando gli sforzi per coinvolgere la clientela che finora si è dimostrata più restìa al passaggio al libero.
Il numero delle offerte disponibili alla clientela non domestica, invece, è nettamente diminuito rispetto al 2017, quando era risultato pari a 60,5. Questo calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è sicuramente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe quindi trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte create verso questa clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la

36 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.

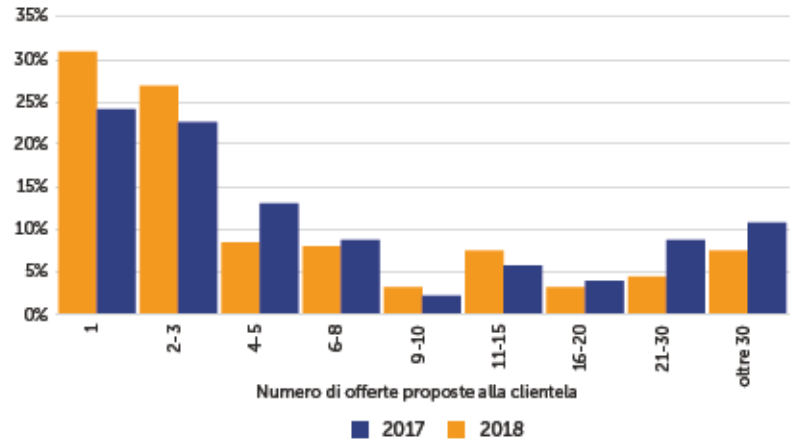
terza edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali.

Tornando alla clientela domestica, la figura 2.21 mostra comunque che il 24% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, circa un quarto di essi (il 23%) ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 53% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su. Rispetto al 2017, sono diminuiti i venditori che offrono solo 1 o 2 modalità contrattuali, mentre sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione da 4 a 8.

Delle 16,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6 sono acquistabili solo *online* (erano 4,4 nel 2017), cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 25,7% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta online. Nel 14% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 86% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.
Le offerte *online* non riscontrano, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,4% dei clienti (corrispondenti al 3,8% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è inferiore a quello del 2017, quando il 3,8% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che l'86% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 14% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 16% dei clienti domestici.
Inoltre, il 2,3% 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 2,5% dei clienti, mentre è del 2,2% nel caso di contratti a prezzo bloccato.
Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 41% 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 il servizio di maggior tutela (erano il 37% nel 2017); il 35% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e il 18% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent

FIG. 2.21 *Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

(lo scorso anno i valori erano più simili: 30% indicizzato al Brent e 29% indicizzato al PUN). Il 7% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (erano il 4% nel 2017).

Circa il 42% 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 (es. 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 33% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 97% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è notevolmente cresciuta rispetto al 2017, quando era risultata del 26%. In un mercato che si espande e in cui si affacciano clienti nuovi e inesperti, sembra quindi che la preferenza delle famiglie vada verso modalità contrattuali semplici, facilmente comprensibili e di immediato riscontro.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, nei clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 39% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede), sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti, che può essere tanto dell'operatore di vendita quanto di altri soggetti (es. quelli spendibili in una catena di supermercati): il 36% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Il 12,1% dei clienti, tuttavia, ha scelto un contatto privo di servizi aggiuntivi. Poiché quest'ultima quota è disponibile per la prima volta, le percentuali di tutti i servizi aggiuntivi si riducono proporzionalmente rispetto a quelle presentate nella *Relazione Annuale* 2018.

TAV. 2.46 *Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi*

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO			CONTRATTI A PREZZO VARIABILE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Offerte sottoscritte rispetto al totale	84,6	83,9	85,9	15,4	16,1	14,1
SERVIZI AGGIUNTIVI						
Nessun servizio aggiuntivo	n.d.	n.d.	12,1%	n.d	n.d.	52,9%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale)	49,6%	45,7%	39,2%	60,9%	48,9%	27,6%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	42,2%	45,0%	36,1%	5,8%	6,9%	2,5%
Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	3,9%	5,7%	7,4%	22,0%	16,1%	8,5%
Omaggio o gadget	n.d.	1,4%	0,2%	n.d.	23,1%	3,1%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc.)	2,6%	0,5%	0,3%	4,1%	3,6%	1,4%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare)	1,8%	1,7%	4,7%	7,2%	1,4%	4,1%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, più di metà ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi. Anche tra questi clienti, però, risulta un elevato interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,6% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,5%). I programmi di raccolta punti e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono una quota abbastanza piccola di preferenze, rispettivamente pari al 2,5% e al 3,1%. Anche in questo caso, le percentuali degli anni precedenti sono tutte ridimensionate da quella relativa alla sottoscrizione di contratti privi di servizi aggiuntivi che non era disponibile negli anni scorsi (tavola 2.46).

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.47. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori, o indice C3 calcolato per i singoli esercenti e non per i gruppi societari, e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti.

Nel 2018 i livelli di concentrazione territoriali si sono, con poche eccezioni, alzati pressoché dappertutto, nonostante il numero di operatori sia cresciuto (in media di 14 unità) in tutte le regioni, come si può ben vedere nella figura 2.22.

TAV. 2.47 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero*

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Piemonte	243	267	35,5	38,1	67,2	61,9
Valle d'Aosta	122	128	85,0	84,7	83,2	79,2
Lombardia	300	319	32,6	37,4	62,6	60,8
Trentino-Alto Adige	198	206	78,2	77,3	83,5	81,7
Veneto	243	260	37,0	38,5	56,4	52,2
Friuli-Venezia Giulia	192	198	42,1	49,1	60,1	40,5
Liguria	220	238	44,0	42,1	70,2	63,3
Emilia-Romagna	265	277	39,1	42,0	75,7	65,9
Toscana	253	262	37,8	44,7	68,3	65,0
Umbria	192	201	54,6	60,0	70,3	55,3
Marche	213	220	37,9	44,2	65,7	70,1
Lazio	261	279	45,6	52,6	70,8	81,7
Abruzzo	215	230	46,1	47,0	72,0	63,5
Molise	167	172	56,3	57,6	71,8	59,9
Campania	248	260	55,0	52,7	78,6	77,8
Puglia	238	257	55,9	55,3	76,9	67,4
Basilicata	184	192	54,4	60,8	80,9	66,0
Calabria	212	240	61,3	61,0	82,2	83,8
Sicilia	220	227	60,6	56,4	81,0	70,8
Sardegna	205	229	69,6	74,5	76,6	72,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, anche nel 2018 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 38% delle vendite complessive regionali. Diversamente dagli anni scorsi, la regione in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti non è più il Veneto (52,2%), bensì il Friuli-Venezia Giulia, dove i primi tre concorrenti soddisfano il 40,5% di tutta la clientela. Viceversa, Sardegna, Calabria e Basilicata si confermano anche nel 2018 come le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma quasi sempre anche di clienti serviti.

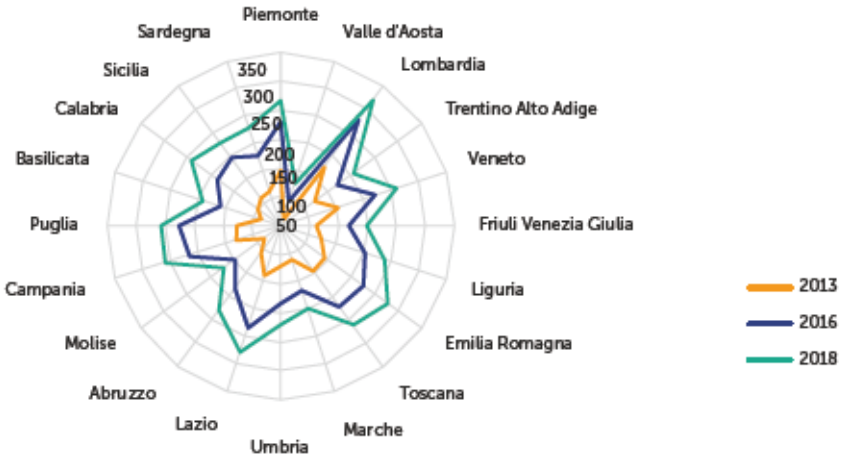
La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.48. Nel 2018 il gruppo Enel ha consolidato la prima posizione con una quota in aumento al 26,9% dal 25% (era al 17,9% nel 2015). In seconda posizione è tornato il gruppo Edison, superato nel 2017 dal gruppo Eni. Ciò grazie sia alla netta crescita delle vendite del gruppo Edison rispetto al 2017 (+17%) realizzata specialmente nel segmento della clientela in bassa tensione (BT) non domestica, sia alla leggera diminuzione di quelle del gruppo Eni (-4%) che, viceversa, ha perso mercato soprattutto tra i clienti BT non domestici, sia tra i clienti in alta tensione (AT).

Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che possiede nel servizio di maggior tutela (tavola 2.39), dove la distanza rispetto al secondo operatore è superiore all'80%, mentre qui è poco più di 20 punti percentuali. Però tale distanza negli ultimi anni è andata costantemente ampliandosi, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo soprattutto grazie al fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché nel tempo le vendite del gruppo inseguitore sono talvolta diminuite.

In quarta posizione, con vendite pari a 9.437 GWh, è salito il gruppo Axpo, che l'anno scorso era in sesta posizione. Rispetto al 2017, le vendite sul mercato libero del gruppo sono cresciute del 39%, specialmente nel segmento dell'alta e altissima tensione (dove sono raddoppiate) e in quello della media tensione (+25%); tali aumenti hanno più che controbilanciato le perdite nel segmento delle famiglie (-6%).

Anche i gruppi Iren, Duferco e CVA hanno guadagnato posizioni in classifica, portandosi all'interno dei primi 10 gruppi, grazie a incrementi complessivi delle vendite, rispettivamente del 5,4%, del 18% e del 18,5%. Il gruppo Iren ha guadagnato terreno soprattutto nel segmento della media tensione, il gruppo Duferco in quello dell'alta tensione e il gruppo CVA specialmente tra i clienti domestici (+98%), ma anche tra quelli in alta tensione (+60%) e in

FIG. 2.22 *Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

media tensione (+50%).
Al contrario si osserva una discesa del gruppo Metaenergia al 9° posto dal 5° che occupava nel 2017, le cui vendite sono complessivamente diminuite del 52%, avendo perso metà dell'energia venduta ai propri clienti non domestici in media tensione, ma anche molte vendite tra i clienti in bassa tensione (sia domestici, sia non domestici).

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso, ma in aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 38,4% dal 35,9% del 2017 e dopo essere rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni; quella dei primi dieci è salita al 63,4% dal 58,4% del 2017. Analogamente, poiché la quota del primo operatore è cresciuta e poiché la distanza tra il primo e il secondo gruppo è aumentata, nel 2017 l'indice HHI è salito da 806 a 920, sebbene rimanga largamente lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.
Il 35% dei 434 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso

TAV. 2.48 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2018*
Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Enel	55.355	26,9%	1°
Edison	12.440	6,1%	3°
Eni	11.055	5,4%	2°
Axpo Group	9.437	4,6%	6°
Hera	8.393	4,1%	5°
A2A	7.591	3,7%	10°
Green Network	7.447	3,6%	11°
Duferco	6.560	3,2%	9°
Iren	6.465	3,1%	7°
E.On	5.553	2,7%	8°
CVA	4.860	2,4%	12°
Metaenergia	4.087	2,0%	4°
Repower	3.908	1,9%	17°
Egea	3.759	1,8%	19°
Alperia	3.554	1,7%	20°
Eviva	3.511	1,7%	13°
Dolomiti Energia	3.301	1,6%	16°
Sorgenia	3.268	1,6%	15°
Acea	2.698	1,3%	18°
Telecom Italia	2.059	1,0%	22°
Altri operatori	40.281	19,6%	-
TOTALE VENDITORI AL MERCATO LIBERO	**205.583**	**100%**	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

tra 1 e 5; 87 imprese, pari al 20%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 195 (45%) società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

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.

L'Acquirente unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'Autorità, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

Il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia e Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però delle variazioni nei territori serviti.

La procedura di selezione per il biennio 2019-2020 si è conclusa il 26 novembre 2018 con l'aggiudicazione del servizio ai due precedenti operatori Enel Energia e Hera Comm, cui si è aggiunta anche la società A2A Energia.

Secondo i dati ricevuti dai due esercenti la salvaguardia nel 2018, il servizio si è notevolmente ristretto rispetto all'anno precedente. Più precisamente, lo scorso anno risultano essere stati serviti in regime di salvaguardia 80.457 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 91.345 del 2017. Complessivamente sono stati prelevati 4.269 GWh contro i 4.309 del 2017. In pratica, il mercato della salvaguardia si è ridotto del 12% circa in termini di punti di prelievo, ma solo dello 0,9% in termini di energia consumata rispetto al 2017 (tavola 2.49).

La forte contrazione nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa e media tensione, mentre quelli in alta tensione sono leggermente aumentati: da 21 a 26 unità. Complessivamente i punti serviti in bassa tensione sono diminuiti del 12% rispetto all'anno precedente, per effetto di una drastica diminuzione dei punti di illuminazione pubblica (-18%), ma anche di un forte calo dei punti relativi agli altri usi (-9,7%). Corrispondenti e significativi cali si sono manifestati nei volumi acquisiti da questi clienti che hanno acquistato

TAV. 2.49 *Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente*

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	543	478	-12,0%	23,6	19,3	-18,0%
Altri usi	977	946	-3,1%	61,4	55,4	-9,7%
TOTALE BT	1.520	1.424	-6,3%	85,0	74,8	-12,0%
Illuminazione pubblica	21	21	1,7%	0,1	0,1	-5,5%
Altri usi	2.599	2.571	-1,1%	6,2	5,6	-10,7%
TOTALE MT	2.619	2.592	-1,1%	6,3	5,7	-10,6%
Altri usi	169	253	49,6%	0,0	0,0	22,4%
TOTALE AT	169	253	49,6%	0,0	0,0	22,4%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.309	4.269	-0,9%	91,3	80,5	-11,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

96 GWh in meno rispetto al 2017 (-6,3%): 65 GWh in meno l'illuminazione pubblica (-12%) e 30 GWh in meno (3,1%) gli altri usi. Anche i clienti in media tensione nel servizio di salvaguardia sono significativamente diminuiti all'incirca di circa 675 unità (-10,6%), per via dell'uscita di circa 10 clienti dell'illuminazione pubblica e di 665 clienti degli altri usi. I volumi acquistati dai clienti in media tensione sono scesi di 28 GWh, tutti a carico degli altri usi, considerando che quelli per illuminazione pubblica sono invece lievissimamente aumentati da 20,5 GWh del 2017 a 20,9 GWh. L'incremento dei clienti in alta tensione ha ovviamente dato origine a un più significativo aumento nell'elettricità da essi utilizzata (+50%) rispetto all'anno precedente, che da 169 GWh è salita a 253 GWh.

Complessivamente, i punti di prelievo relativi all'illuminazione pubblica serviti in salvaguardia nel 2018 sono scesi a circa 19.000 unità dalle quasi 24.000 che risultavano nel 2017, registrando quindi una diminuzione del 17,9%, così come l'energia da essi acquisita si è ridotta da 564 a 499 GWh (-11,5%). Gli altri usi, invece, hanno evidenziato una riduzione complessiva da circa 68.000 a 61.000 punti serviti (-9,8%), ma un lieve incremento dei consumi dello 0,7%, cioè da 3.745 a 3.770 GWh.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica si sono innalzati del 7,8%, essendo passati da 23,8 a 25,7 MWh, mentre quelli degli altri usi sono cresciuti dell'11,6% passando da 55,3 a 61,8 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione

TAV. 2.50 *Servizio di salvaguardia per regione*

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	2017		2018	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Enel Energia	107	3,4	103	2,5
Valle d'Aosta	Enel Energia	2	0,1	1	0,0
Lombardia	Enel Energia	510	9,8	420	8,5
Trentino-Alto Adige	Enel Energia	27	0,2	40	0,1
Veneto	Hera Comm	238	5,0	168	3,8
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	61	1,4	69	1,6
Liguria	Enel Energia	97	1,2	95	1,2
Emilia-Romagna	Hera Comm	107	2,8	86	2,1
Toscana	Hera Comm	183	6,0	203	5,8
Umbria	Hera Comm	44	1,7	32	1,2
Marche	Hera Comm	85	2,1	98	2,0
Lazio	Enel Energia	767	10,3	730	8,2
Abruzzo	Hera Comm	97	2,2	109	2,4
Molise	Enel Energia	19	0,4	106	0,5
Campania	Hera Comm	563	12,1	623	9,9
Puglia	Enel Energia	348	6,7	412	6,0
Basilicata	Enel Energia	72	1,4	53	0,8
Calabria	Hera Comm	267	7,8	231	7,3
Sicilia	Hera Comm	606	13,6	588	13,7
Sardegna	Hera Comm	109	3,2	102	2,7
ITALIA	-	4.309	91,3	4.269	80,5

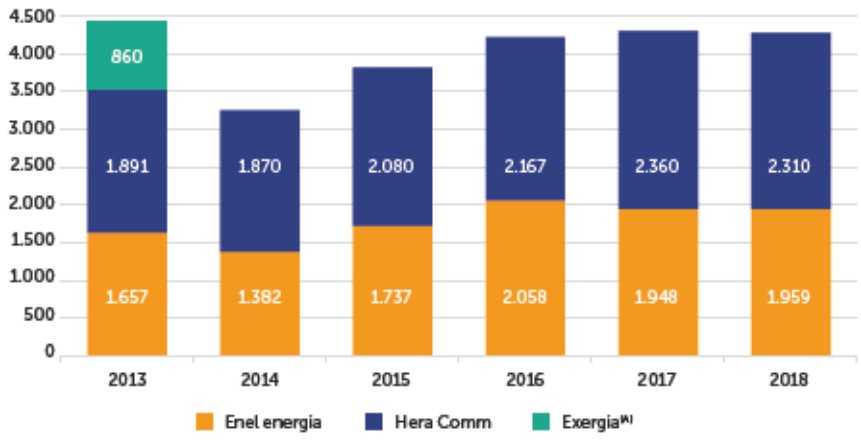
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

è leggermente aumentato da 17,9 a 19 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 413 a 457 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 8 a 9,7 GWh.
Diversamente dagli anni scorsi, il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è diminuito sia in termini di clienti (nel 2018 sono il 24% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2017 contavano per il 26%), sia in termini di energia acquistata, passata dal 13% al 12% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza accresciuto la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 76%, contro il 74% del 2017), nonché la loro preponderanza in termini di volumi: prelevano infatti l'88% di tutta l'energia venduta in salvaguardia. Il 68% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (25%) viene fornita in bassa tensione.

L'analisi più dettagliata a livello regionale è esposta nella tavola 2.50. Come in passato Lazio, Campania, Sicilia e Lombardia sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: più di metà, il 55,3% per l'esattezza, dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti (superiori al 5%) appartengono anche ad altre due regioni, Puglia e Calabria, che insieme ne assorbono un altro 15%.
Attraverso la tavola è possibile confermare, inoltre, come il calo medio nazionale osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari all'11,8%, sia come sempre il risultato di un'ampia variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui la diminuzione rispetto al 2017 risulta particolarmente elevata (in Basilicata e Trentino Altro Adige i clienti sono scesi del 40%, in Umbria e Piemonte quasi del 30%, in Veneto, Emilia-Romagna e Lazio più del 20%) a regioni in cui si registra, al contrario, un netto aumento (Molise, Abruzzo e Friuli-Venezia Giulia).
La quota di Enel Energia in questo mercato è leggermente aumentata, dal 45,2% del 2017 al 45,9% (figura 2.23) e il divario tra i due gestori della salvaguardia si è ristretto per la crescita registrata dalle vendite di Enel Energia (+0,6%), mentre quelle di Hera Comm sono diminuite del 2,1%.

FIG. 2.23 *Venditori e volumi nel servizio di salvaguardia*

GWh



(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio fu svolto dalla società AEM Comune di Chiomonte al posto di Exergia.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 2

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Alla fine del 2018 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare[37] le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2019.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2019 risulta pari a 2,745 c€/kWh. Nella tavola 2.51 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2018, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2019. I valori delle componenti UC3 e UC6[38] considerate nel calcolo per gli anni 2018 e 2019 sono quelli[39] riferiti, rispettivamente, al quarto trimestre del 2018 e al primo trimestre del 2019. Nelle tavole 2.52 e 2.53, sono ulteriori elementi di approfondimento sul tema.

TAV. 2.51 *Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura*

c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2018	0,686	1,739	0,238	0,053	2,716
2019	0,697	1,744	0,251	0,053	2,745
Variazione assoluta	0,011	0,005	0,013	-	0,029
Variazione %	1,6%	0,3%	5,5%	0,0%	1,1%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.52 *Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente*

c€/kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2018	2019	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	4,418	4,432	0,014	0,3%
BT illuminazione pubblica	2,121	2,136	0,015	0,7%
BT altri usi	3,150	3,171	0,021	0,7%
MT illuminazione pubblica	1,392	1,404	0,012	0,9%
MT altri usi	1,538	1,553	0,015	1,0%
AT	0,760	0,771	0,011	1,4%
AAT	0,673	0,684	0,011	1,6%

Fonte: ARERA.

37 Con le delibere 18 dicembre 2018, 670/2018/R/eel, 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel, e 18 dicembre 2018, 673/2018/R/eel.

38 La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

39 Determinati con le delibere 28 settembre 2017, 656/2017/R/com, e 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com.

TAV. 2.53 *Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente*
c€/kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2018	2019	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	0,823	0,870	0,047	5,7%
BT illuminazione pubblica	0,053	0,057	0,004	7,5%
BT altri usi	0,191	0,200	0,009	4,7%
MT illuminazione pubblica	0,051	0,056	0,005	9,8%
MT altri usi	0,024	0,024	0,000	0,0%
AT	0,004	0,004	0,000	0,0%
AAT	0,001	0,001	0,000	0,0%

Fonte: ARERA.

Prezzi del mercato al dettaglio

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 al netto delle imposte, nonché la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato una elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze. Come si vede nella tavola 2.54, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo attorno a 170 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) e il massimo di 535 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema[40], volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere dei consumi.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.55 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i costi di approvvigionamento riscontrati nel mercato libero e la corrispondente quota di elettricità venduta. Le due classi estreme presentano la massima concentrazione, con più del 60% delle vendite in una sola fascia: quella oltre 150 €/MWh nel caso dei clienti più piccoli (meno di 1.000 kWh/anno), quella tra 75 e 100 €/MWh nel caso dei consumatori più grandi (oltre 15.000 kWh/anno). Per contro la massima dispersione dei valori è riscontrabile per la seconda classe di clienti (consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale tutte le fasce di prezzo presentano quote significative, anche se quella tra 100 e 125 €/MWh ha un peso più elevato delle altre (41%). Si riscontra una dispersione più contenuta nelle quattro classi intermedie (consumi tra 1.800 e 15.000 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento si addensano nell'intervallo da 75 a 125 €/MWh, che in tutti e quattro i casi copre circa l'80% delle vendite.

40 Delibera 582/2015/R/eel del 2 dicembre 2015. In particolare, l'1 gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo.

TAV. 2.54 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2018 per classe di consumo*

Quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
<1.000	3.634	8.018.033	535,0	172,6
1.000-1.800	10.285	7.306.789	227,5	117,1
1.800-2.500	12.478	5.844.756	196,4	109,3
2.500-3.500	14.561	4.963.259	187,4	105,8
3.500-5.000	9.863	2.423.467	182,9	102,9
5.000-15.000	5.694	869.809	179,8	99,2
>15.000	664	26.493	169,6	91,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	**57.179**	**29.452.607**	**216,9**	**111,5**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.55 *Ripartizione dei clienti domestici nel 2018 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero*

Prezzi minimi e massimi in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO (c€/kWh)					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	0-75	75-100	100-125	125-150	>150		
0-1.000	7%	7%	7%	15%	63%	22,8	420,6
1.000-1.800	8%	15%	41%	26%	11%	22,0	426,4
1.800-2.500	8%	24%	52%	12%	4%	24,8	256,4
2.500-3.500	9%	37%	44%	8%	2%	22,7	223,1
3.500-5.000	9%	46%	37%	6%	1%	20,2	259,6
5.000-15.000	11%	59%	26%	3%	1%	23,2	199,0
>15.000	16%	67%	15%	1%	1%	22,6	407,0
TOTALE DOMESTICI	**9%**	**34%**	**33%**	**11%**	**13%**	**20,2**	**426,4**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dell'energia esistenti in quel momento) e dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile. Alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato, o sul carburante, o su servizi telefonici, servizi di manutenzione assicurazione, ecc.). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

TAV. 2.56 *Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2018 per livello di tensione*

Quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	73.374	7.187	195,7	92,6
Media tensione	98.090	117	139,0	70,2
Alta e altissima tensione	26.481	1	82,9	61,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	**197.944**	**7.305**	**152,5**	**77,4**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.57 *Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2018*

GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	17.049	13.748	16.689	47.485
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	916	577	966	2.459
Sbilanciamento Unità di consumo[A]	-374	-286	-338	-997
TOTALE	**17.591**	**14.039**	**17.317**	**48.947**

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta l'1 luglio 2007[41], l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.57 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2018. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti prevalentemente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP per circa il 97% del proprio fabbisogno e per la restante quota su MPEG; come già nel 2017, anche nel 2018 non sono stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata pari a circa il 2% del fabbisogno. Con riferimento al 2019[42], l'ammontare di energia elettrica acquistata e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimato a circa 44,3 TWh.

41 Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

42 I dati relativi all'anno 2019 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2019.

CAPITOLO 2

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito dal 2,08% del 2018 al 2,16% del 2019, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat[43].

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è lievemente aumentato nel 2019 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza della tipologia "beni energetici regolamentati" è passata dal 4,34% del 2018 al 4,53% del 2019.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat tavola 2.58 Quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh presenta nel 2018 livelli superiori a quelli dell'anno precedente in tutti i mesi, con l'eccezione del secondo trimestre (-0,6%), determinando un aumento medio annuo del 4,5%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,1%, la variazione in termini reali è pari al 3,3%.

L'andamento dell'elettricità ha concorso a determinare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "beni energetici regolamentati" (figura 2.24) che dopo il minimo di -6,8% a giugno 2016, nei mesi successivi presenta valori più elevati,

TAV. 2.58 *Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica*

Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio 2018	108,5	8,0%	101,5	0,9%	106,9	7,0%
Febbraio	108,5	8,0%	101,5	0,5%	106,9	7,4%
Marzo	108,5	8,0%	101,8	0,8%	106,6	7,1%
Aprile	102,1	-0,6%	101,9	0,5%	100,2	-1,1%
Maggio	102,1	-0,6%	102,2	1,0%	99,9	-1,6%
Giugno	102,1	-0,6%	102,4	1,3%	99,7	-1,8%
Luglio	106,9	1,9%	102,7	1,5%	104,1	0,4%
Agosto	106,9	1,9%	103,1	1,6%	103,7	0,3%
Settembre	106,9	1,9%	102,6	1,4%	104,2	0,5%
Ottobre	113,4	8,6%	102,6	1,6%	110,5	6,9%
Novembre	113,4	8,6%	102,4	1,6%	110,7	6,9%
Dicembre	113,4	8,6%	102,3	1,1%	110,9	7,5%
ANNO 2018	107,7	4,5%	102,3	1,1%	105,4	3,3%
Gennaio 2019	116,2	7,1%	102,4	0,9%	113,5	6,2%
Febbraio	115,7	6,6%	102,5	1,0%	112,9	5,6%
Marzo	115,6	6,5%	102,8	1,0%	112,5	5,5%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

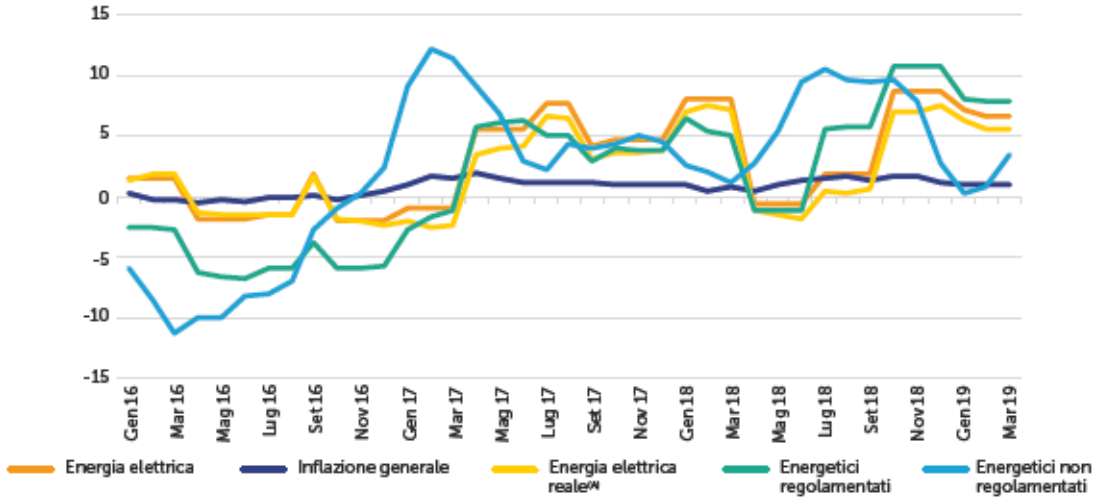
43 Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia dicembre 2018, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2017, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

passando in territorio positivo ad aprile, fino a raggiungere il massimo di +6,2% a giugno 2017. Nei mesi successivi il tasso si è abbassato, diventando nuovamente negativo nel primo trimestre 2018, ma già ad aprile è tornato positivo e a ottobre ha raggiunto il massimo assoluto (10,7%) nel periodo in esame.

Molto più accentuate sono risultate le oscillazioni dei beni energetici non regolamentati. Dopo le continue diminuzioni dei primi 10 mesi del 2016, a novembre c'è stato un cambio di segno: da allora si registrano solo aumenti, che in due periodi (gennaio-aprile 2017 e giugno-ottobre 2018) presentano valori intorno al 10%. Nell'insieme del periodo analizzato (gennaio 2016 - marzo 2019) i beni energetici presentano incrementi compresi tra il 10% e il 15%, nettamente superiori a quelli del livello generale dei prezzi, che è salito di appena il 3,2% (figura 2.25).

FIG. 2.24 *Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio*

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

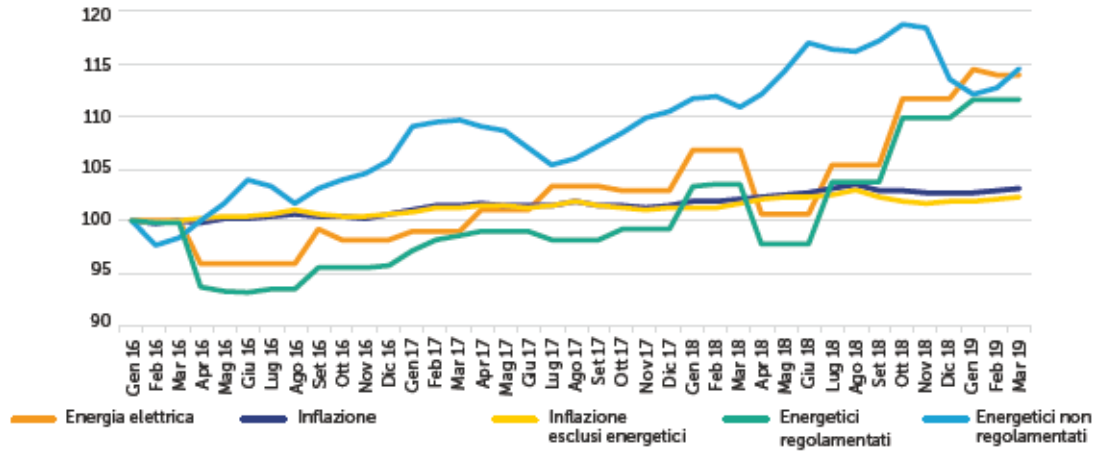


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

FIG. 2.25 *Livello dei prezzi nell'ultimo triennio*

Indici base gennaio 2016=100



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

CAPITOLO 2

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con quella dei principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (figura 2.26). L'aumento del 4,5% registrato nel 2018 in Italia risulta lievemente superiore sia alla media dell'area euro (+2,5%) sia a quelli dei principali paesi dell'area (Francia +1,3%, Spagna +2,5%, Germania +1,2%); un incremento più elevato di quello dell'Italia può essere trovato, al di fuori dell'area euro, nel Regno Unito (+8,7%). Risultati simili si ottengono considerando l'insieme degli ultimi tre anni, nei quali l'Italia presenta un aumento a due cifre (+11,3%), superiore sia alla media dell'area euro (+5,8%) che ai tre principali paesi dell'area, che presentano incrementi molto simili e intorno al 4%; nettamente al di sopra di tali livelli si colloca il Regno Unito (+21,3).

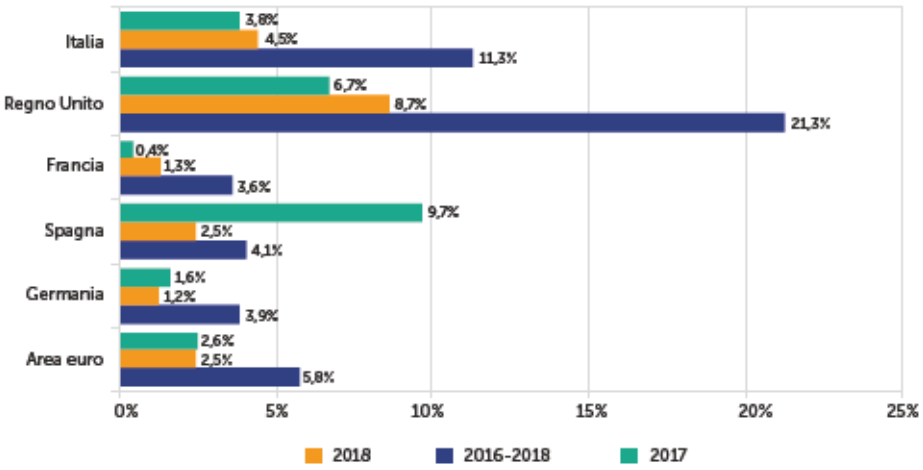
Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica è coerente con l'andamento delle condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Per tale consumatore tipo, le forniture in maggior tutela presentano dal 2015 all'inizio del 2017 (figura 2.27) livelli di prezzo sostanzialmente stabili, con modeste oscillazioni intorno al valore medio di 18,6 c€/kWh. A partire dal secondo trimestre 2017 si è manifestata una tendenza al rialzo che ha condotto al massimo di 20,62 c€/kWh registrato a inizio 2018. Successivamente si è affermato un andamento spiccatamente stagionale, con valori più bassi nel trimestre primaverile (aprile-giugno) e più elevati nel periodo da ottobre a marzo. L'intera dinamica risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia è la voce con la maggiore incidenza (oltre il 40%), pertanto il suo andamento condiziona quello del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2016 a giugno 2019) tale componente ha presentato un minimo (7,56 c€/kWh) nel secondo trimestre 2016 (nei mesi immediatamente successivi al crollo del prezzo del petrolio), cui sono seguiti sette trimestri caratterizzati da una tendenza sostanzialmente crescente, che ha condotto al massimo di 10,02 c€/kWh del primo trimestre 2018; nel trimestre successivo è iniziato l'andamento fortemente stagionale indicato sopra, con differenze di circa il 30% tra i minimi primaverili (8,3-8,4 c€/kWh) e il massimo del quarto trimestre 2018 (11,88 c€/kWh), dovute alle oscillazioni che si formano nei mercati all'ingrosso;
- gli oneri di sistema sono diminuiti sino al minimo di 3,62 c€/kWh, registrato nei mesi centrali del 2017, principalmente a causa della sospensione transitoria

FIG. 2.26 *Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei*

Variazioni percentuali



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

dell'elemento relativo alle agevolazioni alle imprese a elevato consumo energetico (AE); la riattivazione di tali agevolazioni è stata la causa principale degli aumenti significativi del primo e del secondo trimestre 2018 incremento totale di 0,55 c€/kWh); nei trimestri successivi le aliquote relative agli oneri sono state abbassate e poi rialzate in modo da compensare, almeno in parte, le forti oscillazioni nella componente energia;

- i costi di trasporto e misura sono rimasti stabili nel 2016, con valori intorno a 3,3 c€/kWh, mentre hanno avuto un netto aumento (circa 0,6 c€/kWh, corrispondenti al 18%) a partire dal primo trimestre 2017. Gran parte di tale aumento è dovuto alla riduzione delle quantità di energia distribuite (stante l'invarianza dei ricavi riconosciuti alle imprese di distribuzione e trasmissione) e all'applicazione della riforma nell'articolazione delle tariffe.

All'1 aprile 2019, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 17,28 c€/kWh al netto delle imposte e a 19,89 c€/kWh al lordo delle imposte (figura 2.28).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentavano il 19,7% del prezzo lordo complessivo, in lieve calo rispetto a quello registrato nel secondo trimestre 2017 (20,4%).

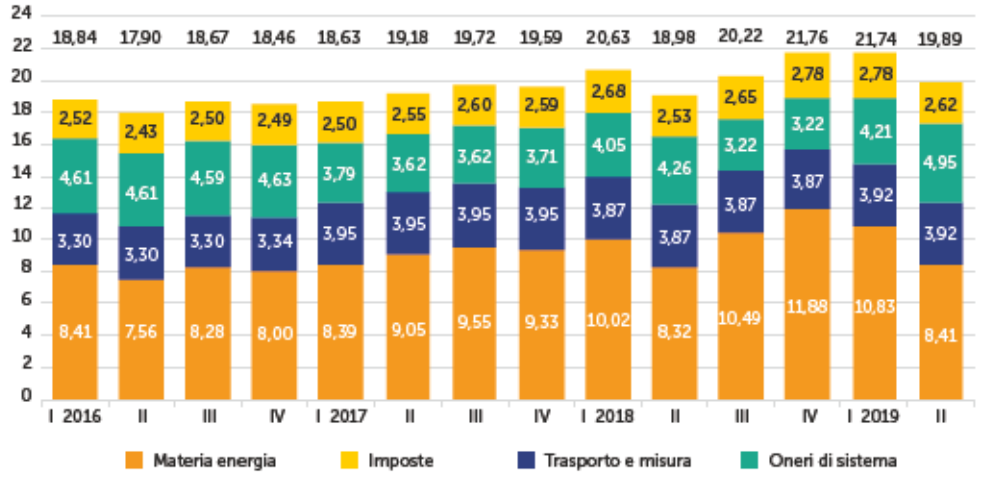
I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2018 avevano un'incidenza del 42,3%, anch'essa in calo rispetto a un anno prima (43,8%). Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE_1 e PPE_2);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e $DISP_{BT}$).

Infine, all'1 aprile 2019 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 24,9%, in aumento di 2,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2018. La tavola 2.59 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza del 2018, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente $A_{3^{a}SOS}$. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume II.

FIG. 2.27 *Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW*

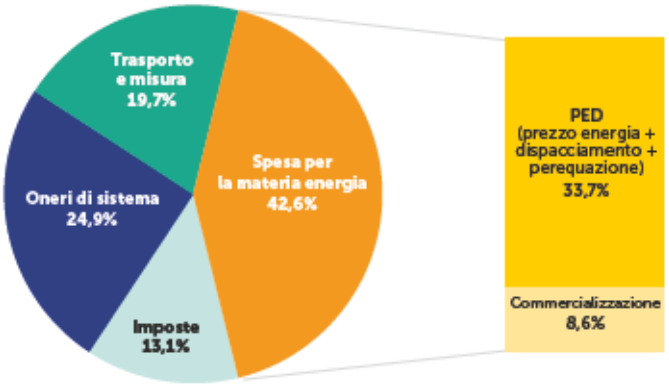
c€/kWh



Fonte: ARERA.

FIG. 2.28 *Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW*

Valori aggiornati al secondo trimestre 2019



Fonte: ARERA.

TAV. 2.59 *Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2018*

Milioni di euro

VOCE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP6	12.288
A_{PSOS} (A)	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP6	10.928
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.822
$A_{91/14SOS}$ (B)	Sconti previsti dal decreto legge 91/14	-462
A_{RIM} (C)	Rimanenti oneri generali	791
A_{2RIM}	Oneri per il finanziamento attività nucleari residue	94
A_{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	23
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	106
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	34
A_{6RIM}	Bonus sociale	43
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	33
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	407
A_{SVIRIM}	Sviluppo tecnologico	26
A_{mcsRIM}	Misure di compensazione territoriale	24
TOTALE		13.079

(A) Compreso sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica.
(B) L'elemento A91/14SOS è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.
(C) La componente ARIM è stata annullata per tutto il secondo semestre 2018.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati CSEA.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), conferma nel 2018 il peggioramento già registrato nel 2017 rispetto al dato del 2016, il migliore del periodo 2010-2018 insieme a quello del 2014. Il valore ENS nel 2018 è tra i più elevati del periodo 2010-2018 ed è paragonabile a quello del 2012 e del 2017. Nella tavola 2.60 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2018.

L'elevato valore di ENS registrato nel 2018 è dovuto principalmente alle interruzioni accadute a fine ottobre/inizio novembre in occasione di eventi meteorologici di estrema severità nel Nord-Est del Paese, che hanno comportato il verificarsi di un incidente rilevante caratterizzato da una ENS pari a 2.437 MWh. L'incidente rilevante è un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh, considerati gli effetti dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione – a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originate sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN) – tramite la rete di distribuzione.

Nella tavola 2.61 è riportato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2018, mentre nella tavola 2.62 è riportato il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2018 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

TAV. 2.60 *Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti*

MWh/anno

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENS(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

TAV. 2.61 *Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti*

Numero di incidenti rilevanti; MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295
2017	2	1.593
2018	1	2.437

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna ad ARERA.

CAPITOLO 2

TAV. 2.62 *Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici*

Numero di episodi; MWh/anno

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EPISODI	17	22	9	17	6	12	17
MITIGAZIONE	447	1.408	353	232	133	1.392	785

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

Ai fini della regolazione incentivante della continuità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2016-2023 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono riferiti all'intera Rete di trasmissione nazionale con l'esclusione della rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla RTN (RTN FSI); nel 2018 il valore obiettivo della ENS regolata è pari a 913 MWh mentre il valore effettivo di ENS regolata comunicato da Terna, e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, è pari a 344 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.63.

Nel 2018 tale numero medio, su base nazionale, è leggermente peggiorato rispetto ai valori registrati nel 2017, mentre su base zonale risultano aver migliorato le unità operative territoriali gestite da Terna di Torino, Firenze, Roma e Cagliari.

Dal 2016 è in vigore un nuovo meccanismo di regolazione individuale a tutela dei clienti finali alimentati in altissima o alta tensione (AAT o AT). I clienti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità o che subiscono una disalimentazione di durata prolungata (tavola 2.64), in entrambi i casi di responsabilità di Terna, ricevono un indennizzo economico

TAV. 2.63 *Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN*

Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)[A]

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

se hanno adempiuto a un obbligo informativo nei confronti di Terna.

L'ammontare versato da Terna relativamente alle interruzioni accadute nell'anno 2018 è pari a circa 74.000 € per il numero di interruzioni e 148.000 € per la durata massima delle interruzioni.

Le indisponibilità degli elementi della rete di trasmissione nazionale

Un elemento della Rete di trasmissione nazionale è detto "indisponibile" quando non è utilizzabile da Terna per lo svolgimento dell'attività di trasmissione. L'indisponibilità è considerata programmata se pianificata con almeno sette giorni calendariali di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

All'indisponibilità di elementi della rete non corrisponde univocamente un'indisponibilità dell'alimentazione elettrica all'utente: tale circostanza si verifica qualora l'utente sia connesso in assenza di ridondanza e venga meno un elemento di rete necessario alla sua alimentazione elettrica (es. perdita della linea di alimentazione in antenna per un utente da essa alimentato).

Nelle tavole da 2.65 a 2.69 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2018, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che tra i vari elementi di rete (tra cui montanti di linea, sistemi di sbarre, trasformatori, cavi, etc.) le linee elettriche aeree sono quelli maggiormente significative ai fini della rappresentatività dell'indisponibilità dell'intera RTN.

TAV. 2.64 *Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT*

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI	DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI
Clienti con connessione magliata	0	2 ore
Clienti con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV	0	2 ore
Clienti finali con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV	1	2 ore

Fonte: ARERA.

TAV. 2.65 *ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale*

Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

CAPITOLO 2

TAV. 2.66 *ASAI relativo alle linee elettriche aeree*

Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

LINEE	2015	2016	2017	2018
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.67 *Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018
Numero medio di indisponibilità(A) annue programmate				
Linee ≤ 150 kV	1,031	1,264	1,414	1,510
Linee 220 kV	1,925	1,809	2,212	2,040
Linee 380 kV	1,298	1,463	1,697	1,732
Numero medio di indisponibilità annue non programmate				
Linee ≤ 150 kV	0,300	0,305	0,445	0,498
Linee 220 kV	0,370	0,419	0,656	0,907
Linee 380 kV	0,340	0,261	0,534	0,430

(A) Il numero medio delle indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.68 *Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018
Ore medie di indisponibilità(A) programmata rispetto alle ore annue				
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%
Ore medie di indisponibilità non programmata rispetto alle ore annue				
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%

(A) Il numero medio delle ore indisponibilità è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.69 *Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018
Numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente connesso in assetto radiale (eventi/anno)(A)				
Linee ≤ 150 kV	5,760	5,537	7,003	8,324
Linee 220 kV	0,117	0,071	0,148	0,158
Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)				
Linee ≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054

(A) Il numero medio di utenti connessi strutturalmente in magliato e temporaneamente connessi in radiali è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in magliato.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2018 si conferma il peggioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al 2016, già registrato nel 2017. Tale peggioramento è dovuto principalmente alle interruzioni occorse a fine ottobre/inizio novembre del 2018 in conseguenza di condizioni metereologiche eccezionali nelle regioni Friuli-Venezia Giulia, Lombardia, Trentino-Alto Adige e Veneto. Il 2018 evidenzia similitudini, in termini di continuità del servizio, con il 2012, 2015 e 2017, anni in cui l'impatto di eventi metereologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2018 registra un miglioramento pari al 49% per la durata delle interruzioni e pari al 40% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti).

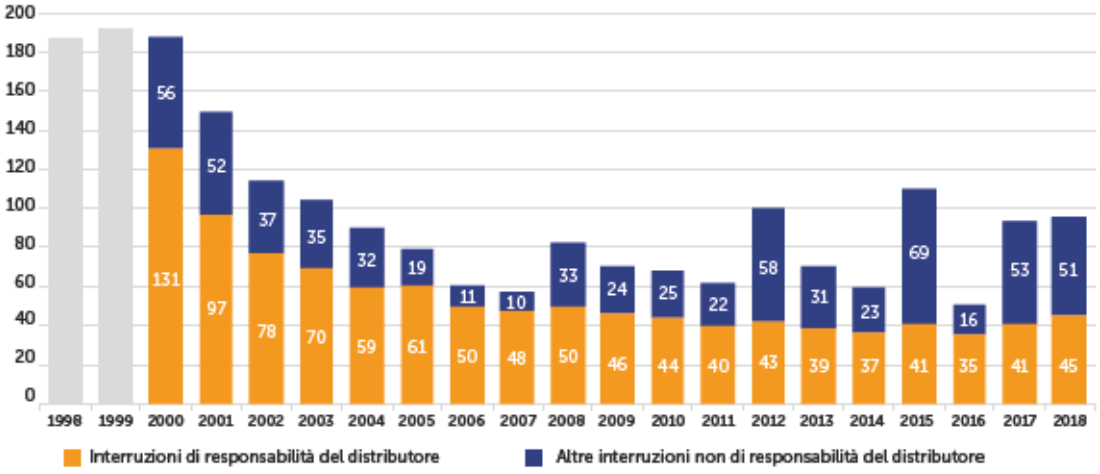
Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2018, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 45 minuti a livello nazionale (figure 2.29 e 2.31), e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,38 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (figura 2.34). Nel calcolo di tali valori sono dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.30, il contributo alla durata su base regionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2018:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 96 minuti (figura 2.29);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 45 minuti a livello nazionale, di 31 minuti nel Nord Italia, di 46 minuti nel Centro Italia e di 65 minuti nel Sud Italia (figura 2.31);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,14 interruzioni per utente in bassa tensione (figura 2.32);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,17 interruzioni per utente in bassa tensione (figura 2.33);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,38 a livello nazionale, con un miglioramento pari al 26% rispetto al 2008; pari a 2,16 interruzioni nel Nord Italia, 3,02 interruzioni nel Centro Italia e 5,39 interruzioni nel Sud Italia (figura 2.34).

FIG. 2.29 *Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione*

Minuti persi per cliente all'anno[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)

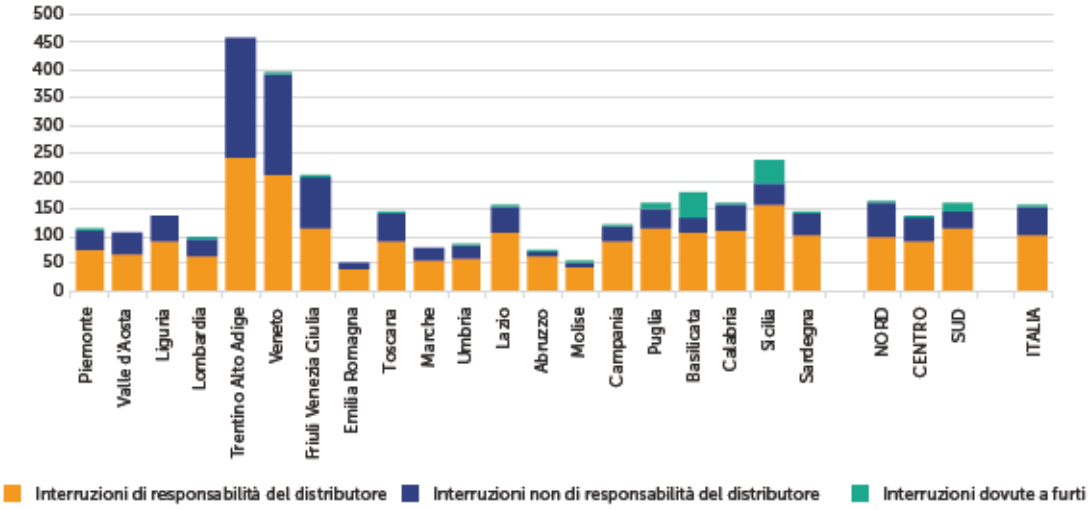


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.30 *Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione*

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici[A]

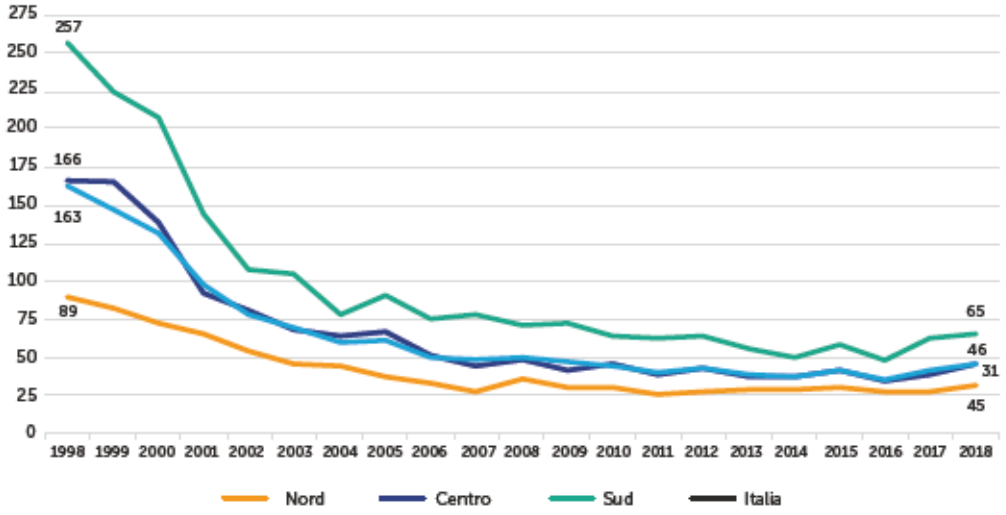


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31 *Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici*

Minuti persi per cliente BT all'anno(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

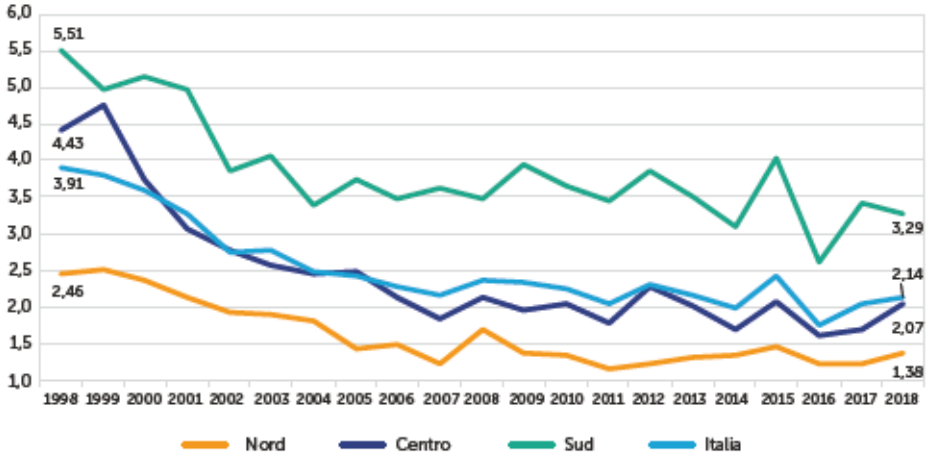


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32 *Numero medio anno di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione*

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)(A)



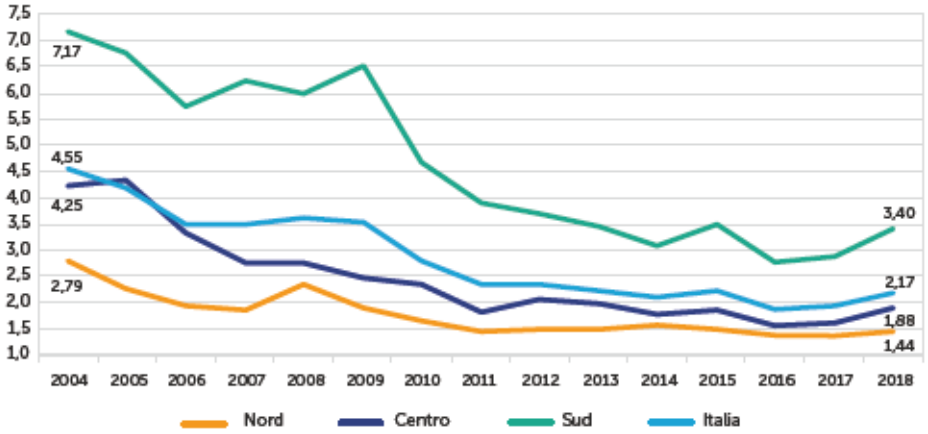
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

CAPITOLO 2

FIG. 2.33 *Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione*

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)(A)

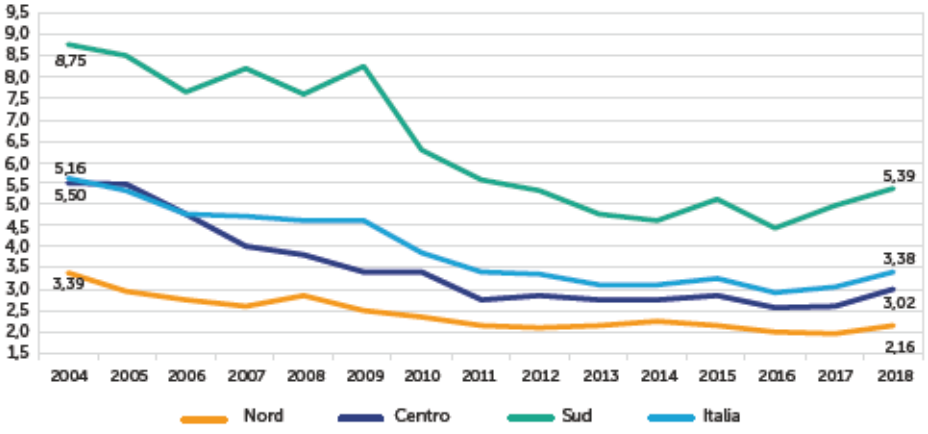


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.34 *Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici*

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



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.70 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2018.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha confermato nella pubblicazione comparativa tra imprese distributrici un possibile strumento mirato a ridurne il numero. Tale pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza in bassa tensione.

Persiste, anche se in attenuazione, il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2018 (tavola 2.71).

TAV. 2.70 ***Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2018***

Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	74	1,62	1,68	2,59
Valle d'Aosta	67	1,63	1,94	2,10
Liguria	89	1,42	1,69	2,52
Lombardia	62	1,22	1,10	1,34
Trentino-Alto Adige	243	1,41	1,21	0,89
Veneto	213	1,63	1,79	3,70
Friuli-Venezia Giulia	116	1,00	1,27	3,40
Emilia-Romagna	41	1,28	1,50	2,33
Toscana	89	1,91	1,61	3,06
Marche	56	1,53	1,92	4,61
Umbria	60	1,82	1,95	5,17
Lazio	105	2,36	2,06	4,65
Abruzzo	62	2,14	2,43	9,20
Molise	42	1,83	1,39	5,40
Campania	91	3,06	3,21	3,75
Puglia	103	3,31	3,22	7,05
Basilicata	62	1,64	2,34	6,88
Calabria	106	3,58	3,32	8,70
Sicilia	115	4,09	4,21	11,42
Sardegna	102	3,07	3,78	7,07
Nord	97	1,38	1,44	2,27
Centro	90	2,07	1,88	4,15
Sud	98	3,29	3,40	7,65
ITALIA	96	2,14	2,17	4,40

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

CAPITOLO 2

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (tavola 2.72) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, qualora l'impianto sia stato realizzato prima del novembre 2006.
Gli utenti in media tensione che nel 2018 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud, ove la percentuale degli utenti peggio serviti è del 28%, ben oltre il 9,6% medio nazionale (figura 2.35).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (tavola 2.73). A CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati (tavola 2.74). In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità del servizio).
Le somme derivanti dal corrispettivo tariffario specifico

TAV. 2.71 *Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione*

Minuti persi

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7	0	2
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54	25	10
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46	24	45
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7	3	4
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113	91	43
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41	28	15
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16	11	6

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.72 *Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione*

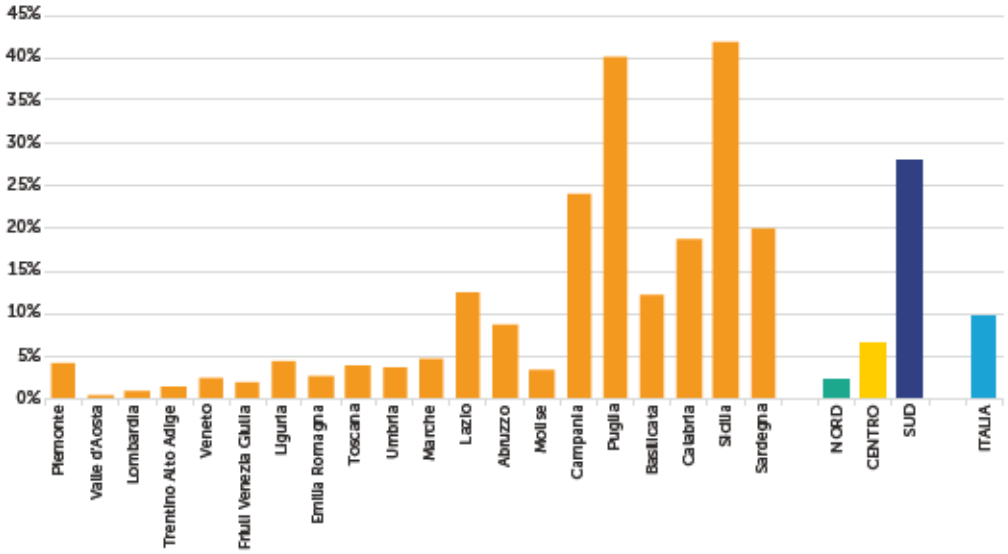
LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE COMUNE	STANDARD VIGENTI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: ARERA.

CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2018 sono in aumento rispetto al 2017, e ciò può essere spiegabile con l'aumento dell'importo del CTS dovuto a pregresse richieste di aumento di potenza da parte di clienti con impianti non adeguati. Il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2018 ha superato le 65.000 unità (figura 2.36).

Le penalità versate per l'anno 2018 (tavola 2.74) sono in aumento rispetto agli anni precedenti per effetto del peggioramento generale della continuità registrato per l'anno 2018.

FIG. 2.35 *Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

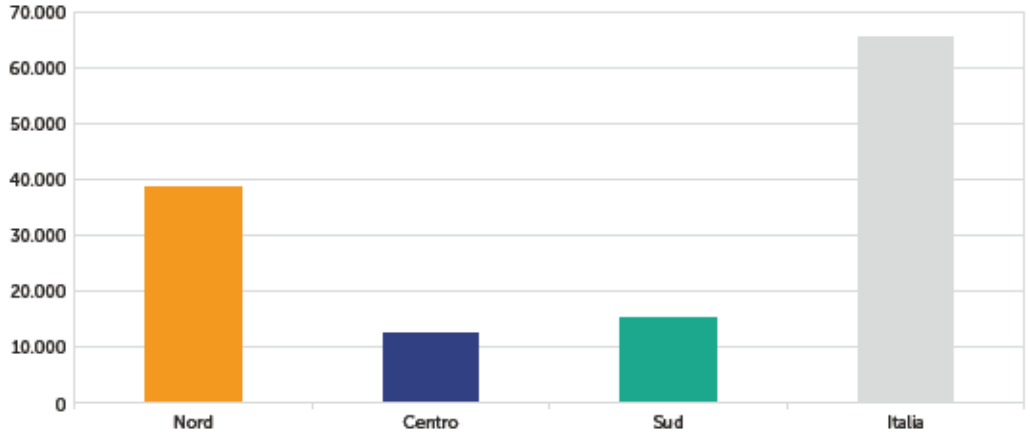
TAV. 2.73 *Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati*

Milioni di euro

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7
2016	37,8	9,6	28,2
2017	34,7	9,8	25,0
2018	37,8	9,8	28,7

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.36 *Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.74 *Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati*

Milioni di euro

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDENZA VERSATA A CSEA
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0
2017	5,7	3,6	2,1
2018	8,4	5,4	3,0

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

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

I dati sui buchi di tensione per ogni rete in media tensione sono disponibili:

- fino al 2015 attraverso il monitoraggio di un campione del 10% delle semisbarre MT delle cabine primarie e resi disponibili attraverso il portale QuEEN (Qualità dell'energia elettrica) della società Ricerca sul sistema energetico – RSE;

- dal 2016 attraverso il monitoraggio di tutte le semisbarre MT delle cabine primarie con apparecchiature che costituiscono parte del "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione" (MonNaLISA), sviluppato da RSE che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

La tavola 2.75 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione, rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti, registrati tramite il sistema QuEEN fino al 2016. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

La tavola 2.76 rappresenta il numero medio di buchi di tensione registrati nel 2016 e nel 2017 dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione, riferito a tutte le semisbarre monitorate. Il confronto tra le registrazioni dei buchi di tensione del 2016 provenienti dal sistema campionario QuEEN e dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione (che monitora tutte le semisbarre MT di cabina primaria), pur evidenziando alcune differenze, conferma la sostanziale equivalenza della distribuzione dei buchi di tensione tra le classi di severità.

La tavola 2.77 riporta il numero medio di buchi di tensione rilevanti per gli utenti nell'anno 2017, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011.

TAV. 2.75 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

Anni 2006-2016

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6	126,8	101,8
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6	37,4	44,8	34,3
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9	16,5	19,3	15,1

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

TAV. 2.76 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati

INDICATORE	2016	2017
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.77 *Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2017*

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio 2017 e il 31 dicembre 2017

TENSIONE RESIDUA (%)	20-200 ms	200-500 ms	DURATA		
			0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	39,95	4,61	0,93	0,34	0,07
70 ≤ u < 80	15,84	3,36	0,39	0,18	0,01
40 ≤ u < 70	21,60	4,40	0,33	0,13	0,03
5 ≤ u < 40	6,21	1,61	0,16	0,03	0,01
1 ≤ u < 5	0,42	0,06	0,10	0,07	0,16
TOTALE	84,02	14,04	1,90	0,75	0,27

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

CAPITOLO 2

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (tavola 2.78).

La tavola 2.79 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2018 per il superamento di tali standard: circa 92 milioni di euro a circa 891.000 utenti in bassa tensione (in media circa 103 € per utente) e circa 10 milioni di euro a circa 6.100 utenti in media tensione (in media poco meno di 1.650 € per utente). Per il 2018, circa 78 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Tale Fondo è finanziato in parte dagli utenti in bassa e media distribuzione, in parte dalle imprese di distribuzione e in parte da Terna.

Sempre per il 2018, circa 24 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (tavola 2.80) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità, in aumento rispetto gli anni precedenti per effetto delle disposizioni dell'Autorità[44], con le quali è stato stabilito che, superate le 72 ore di interruzione, l'onere addizionale degli indennizzi è posto in capo all'impresa distributrice e/o a Terna, anche se la causa di innesco dell'interruzione è attribuibile a forza maggiore.

TAV. 2.78 *Standard in vigore per il biennio 2018-19 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione*

Ore

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

TAV. 2.79 *Indennizzi automatici erogati nel 2018 ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni*

Numero di clienti; milioni di euro

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	72.992	5,0	355	0,5
Media	413.168	34,9	3.492	4,1
Bassa	404.482	52,1	2.243	5,4
TOTALE	**890.642**	**91,9**	**6.090**	**10,0**

Fonte: ARERA.

44 Di cui alla delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel.

TAV. 2.80 *Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna*

Milioni di euro

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3

Fonte: ARERA.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015 in occasione della revisione periodica della disciplina. I clienti finali che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico, vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Dal 2013 alcuni standard sono applicabili anche ai produttori di energia elettrica.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).
Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2018 è in aumento rispetto al numero di casi registrati nel periodo 2008-2016. Ciò comporta un aumento del numero e dell'ammontare degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2018. Invece nel 2017 il numero e l'ammontare dei rimborsi è risultato decisamente superiore alla media degli anni precedenti per via del recupero delle imprese nell'effettuare il pagamento dei rimborsi anche per prestazioni eseguite negli anni precedenti (tavola 2.81).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (tavole dalla 2.82 alla 2.88) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici

registrata nell'anno 2018 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, all'esecuzione di lavori complessi, al ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, all'esecuzione di lavori complessi, alla attivazione della fornitura, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura;
- per i produttori in bassa e media tensione, al ripristino el valore corretto della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

TAV. 2.81 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; ammontare pagato in milioni di euro

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70
2017	29.791	35.885	3,76
2018	32.389	31.690	2,79

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.82 *Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	190.941	9,20	1,46%	3.074
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	221.512	5,72	1,78%	3.882
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	45.237	31,52	5,84%	2.697
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.391.959	0,79	0,31%	4.722
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	937.290	0,92	0,24%	2.338
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.407.634	0,09	0,31%	3.757
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	81.949	0,00	0,88%	568
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	103.198	1,92	3,45%	2.517
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	12.592	9,58	2,67%	387
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	8.135	5,26	2,68%	180
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	1.837	14,96	3,77%	87
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	532	83,95	23,97%	170

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.83 *Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	125.053	9,24	1,21%	1.634
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	160.187	5,40	1,54%	2.486
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	29.995	31,75	6,48%	1.965

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

CAPITOLO 2

TAV. 2.84 *Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	38.190	4,89	0,74%	322
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	22.293	3,02	1,39%	292
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.253	5,06	0,70%	16

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.85 *Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	12.275	20,14	2,23%	241
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	372	9,67	1,67%	9
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.503	24,43	4,52%	66
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.532	3,18	3,12%	53
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.567	5,22	2,72%	54
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.116	0,72	4,28%	49
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	1.580	0,00	0,39%	5
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	176	9,96	4,80%	14
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	24	4,96	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	43	15,72	2,52%	3
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	48,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86 *Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	5.205	20,23	2,11%	103
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	33	5,65	0,00%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	778	20,75	3,56%	33

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.87 *Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	516	9,05	2,33%	13
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	318	5,75	1,59%	9
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	25	15,12	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	313	72,44	22,31%	73

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.88 *Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	72	11,01	2,84%	3
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	25	7,28	1,32%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2	16,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	4	214,75	50,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

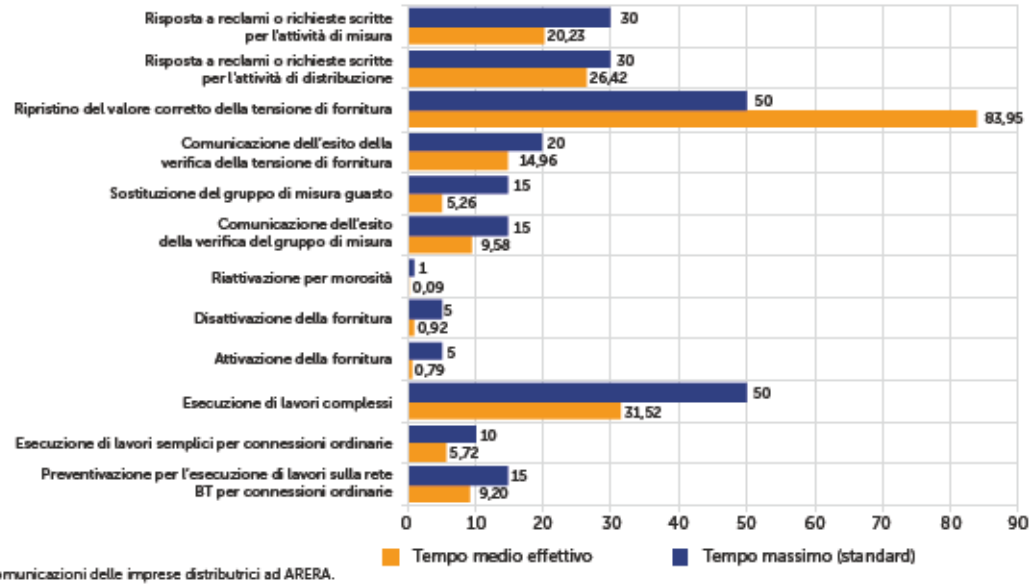
CAPITOLO 2

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2018 per categoria di utenza (figure dalla 2.37 alla 2.43), si può osservare che, con

FIG. 2.37 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2018*

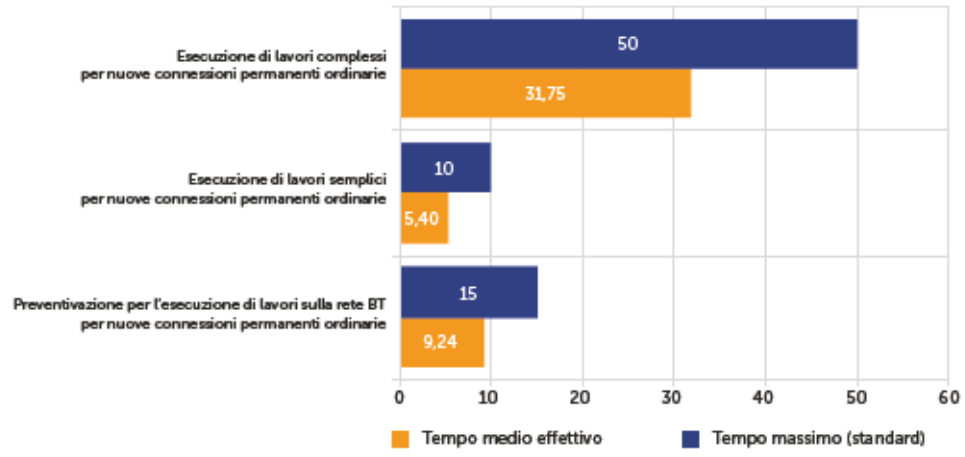
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.38 *Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

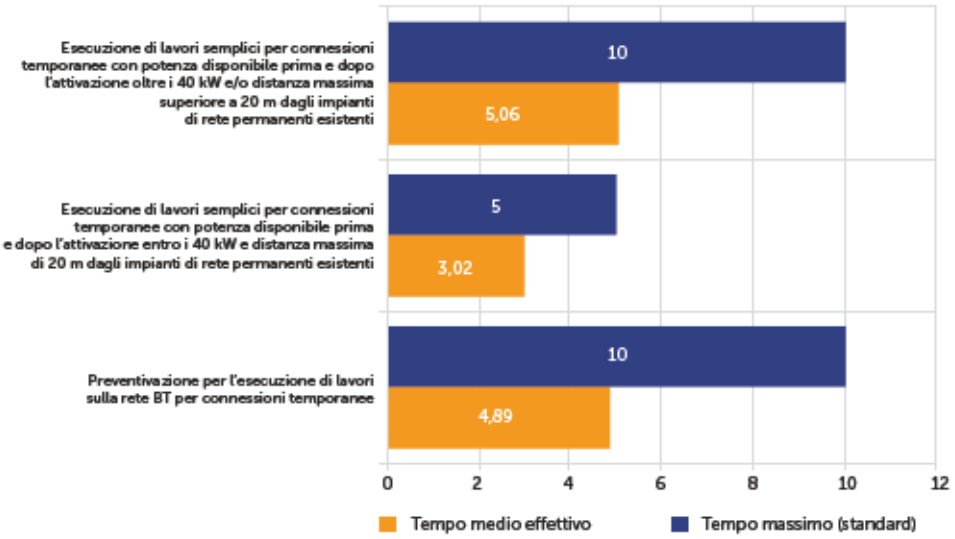


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

esclusione del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per i clienti in bassa tensione e per i produttori in bassa e media tensione, il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni altra tipologia di prestazione e utenza.

FIG. 2.39 *Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2018*

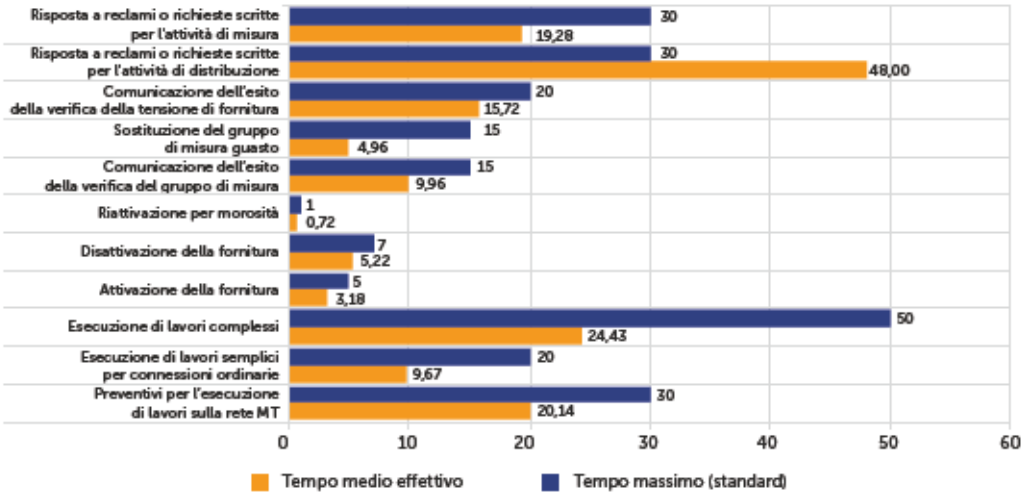
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.40 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

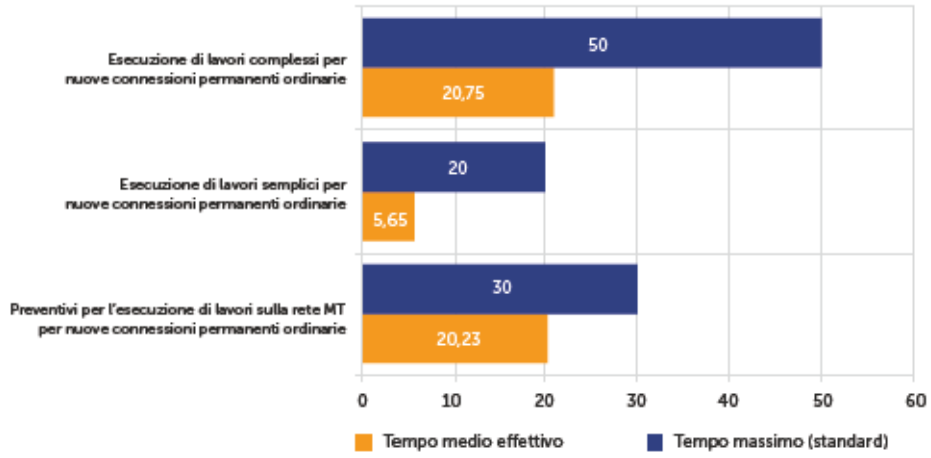


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

CAPITOLO 2

FIG. 2.41 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2018*

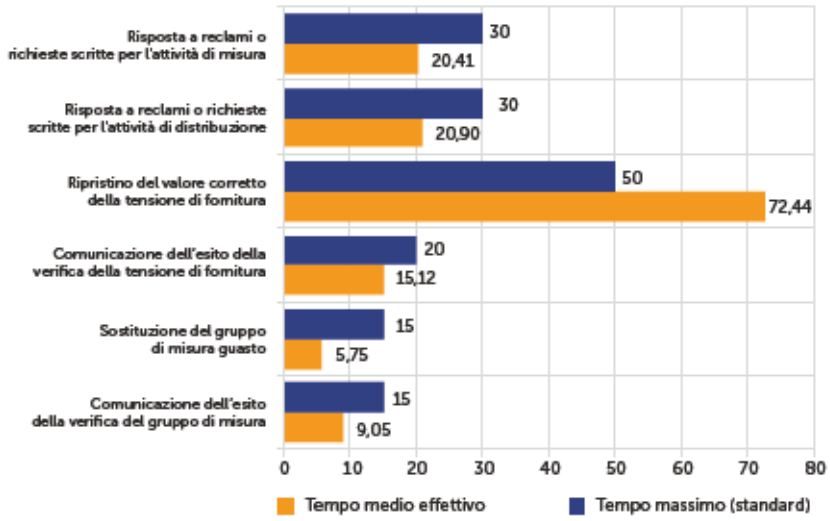
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.42 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2018*

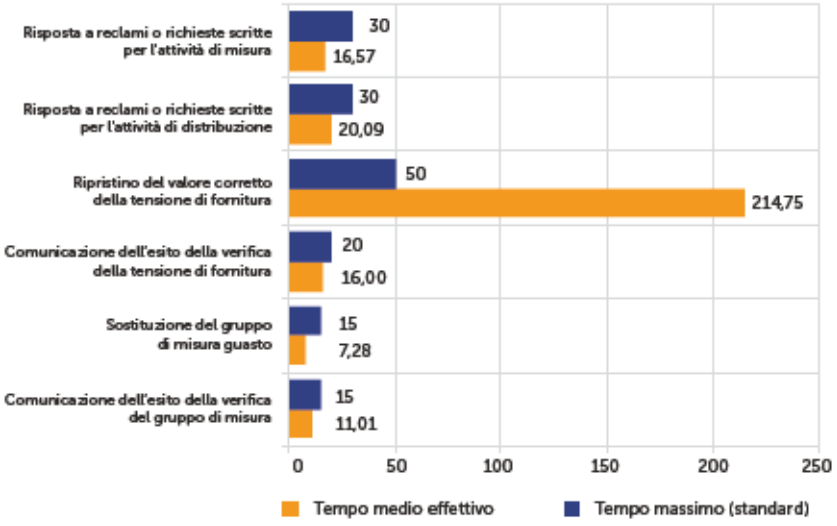
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.43 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici (aggiornati nel 2016) in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori e, in particolare, per:

- richieste di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedure di conciliazione paritetica;
- richieste di altri dati tecnici (M02C) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedure di conciliazione paritetica.

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.89 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2018. Esaminando le prestazioni, si osserva che per richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica, il tempo medio effettivo è decisamente peggiore dello standard fissato dall'Autorità.

TAV. 2.89 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2018*

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	3.652	36,95	21,33%	793
Richiesta altri dati tecnici (M02) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	29.735	8,46	4,14%	1.342
Richiesta altri dati tecnici (M02C) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	24.891	11,06	3,17%	842

Fonte: Dichiarazioni dei distributori ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione - Settore elettrico

Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV)[45], ha stabilito 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.

Il TIQV prevede che, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceva automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (a partire dal 2017, 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 2018, complessivamente, i tempi medi effettivi per i venditori elettrici, nei casi di risposta scritta ai reclami, alle rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione, si attestano

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

TAV. 2.90 *Prestazioni del servizio di vendita del settore elettrico e tempi medi effettivi negli anni 2017 e 2018*

Giorni solari

PRESTAZIONE	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI	
			2017	2018
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	40	-	21	20
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	90	-	49	28
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	37	26
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	30%	6%	7%

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 2.91 *Numero di reclami nel settore elettrico nel 2017 e nel 2018 per tipologia di cliente*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	82.907	67.393
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	50.045	46.208
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	117.602	101.132
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	51.884	48.725
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.721	3.051
Clienti multisito	18.413	17.998
TOTALE	**323.572**	**284.507**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, e risultano migliori rispetto al 2017. Anche i tempi medi di risposta delle richieste di informazione sono inferiori allo standard generale, ma leggermente più alti rispetto al 2017. Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico e che hanno comunicato dati nell'ambito della qualità commerciale hanno ricevuto, in totale, 284.507 reclami scritti); il 53% dei reclami proviene da clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 41% da clienti del mercato tutelato e il 6% da clienti multisito (tavola 2.91).

Complessivamente, vi è stato un decremento dei reclami del 12% rispetto al 2017, particolarmente concentrato sui clienti domestici, sia del mercato libero che del mercato tutelato, mentre si riscontra, in controtendenza, un aumento in termini assoluti di reclami inoltrati da clienti MT. Per quanto riguarda le richieste di informazione (tavola 2.92), nel 2018, il 73,1% proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (49%). I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazione per il 14%, seguiti dai clienti del mercato tutelato per una quota pari al 12,9%.

TAV. 2.92 *Numero di richieste di informazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	17.043	12.936
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.462	6.074
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	110.154	72.170
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	57.271	33.105
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.591	2.306
Clienti multisito	20.098	20.576
TOTALE	211.619	147.167

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 2.93 *Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	2.587	1.136
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	409	187
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	9.228	4.235
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	3.330	2.153
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	357	208
Clienti multisito	3.086	1.326
TOTALE	19.006	9.245

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

Confrontando i dati, risulta che vi è stato un decremento complessivo di circa il 30% delle richieste di informazione, particolarmente concentrato sui clienti non domestici del mercato libero (42,2%), mentre sono aumentati, in proporzione, sul totale dei reclami dell'anno, le richieste dei clienti non domestici sul mercato di tutela (36,1%).

Le rettifiche di fatturazione che conseguono a reclami scritti, su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, nel 2018, hanno riguardato prevalentemente il mercato libero e, in particolare, i clienti domestici (45,8%), seguiti dai clienti non domestici sempre del mercato libero (23,3%) (tavola 2.93). Una quota significativa delle rettifiche ha poi interessato i clienti multisito (14,3%). Nel complesso, le rettifiche di fatturazione hanno subito un decremento del 51,2% rispetto al 2017, determinato da una diminuzione delle rettifiche riferite a tutte le tipologie di clienti.

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 che dal venditore entrante), nel 2018, risultano un fenomeno largamente residuale (2.191 casi), che, ha interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero (tavola 2.94).

TAV. 2.94 *Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	418	154
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	257	86
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.009	1225
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	872	548
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	25	37
Clienti multisito	217	141
TOTALE	3.798	2.191

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 2.95 *Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico negli anni 2017 e 2018*

Giorni solari

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	22,71	20,77
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	26,84	24,00
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	46,84	26,95
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	28,77	24,93
Clienti in media tensione	26,24	40,17
Clienti multisito	19,92	21,36

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

Tra i dati comunicati dai venditori ai sensi dell'articolo 36 del TIQV, vi è il tempo effettivo medio di risposta a una richieste di rettifica di doppia fatturazione, calcolato sulla base dei tempi effettivi sia nei casi per i quali sia stato rispettato lo standard specifico o generale di qualità, sia nei casi per i quali tale standard non sia stato rispettato per le cause imputabili al venditore.

Per quanto riguarda gli indicatori[46] relativi a reclami ricevuti (IRC), capacità di risposta ai reclami (ICRC), richieste di informazione ricevute (IINFO) e capacità di risposta alle richieste di informazione (ICINFO), la tavola 2.96 li illustra complessivamente per tipologia di cliente e per singoli segmenti di mercato. Gli indicatori di reclamosità (IRC) e di richiesta di informazione (IINFO) pongono in relazione, per ciascun esercente, il numero dei reclami ricevuti/richieste di informazione nell'anno di riferimento con il numero dei propri clienti; i relativi indicatori di capacità di risposta (ICRC e ICINFO) misurano quante risposte ai reclami e alle richieste di informazione dell'anno sono fornite entro lo standard specifico e generale fissato dal TIQV.

46 Definiti dalla delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com.

CAPITOLO 2

TAV. 2.96 *Indicatori di qualità commerciale nel settore elettrico per tipologia di clienti nel 2018*

TIPO DI CLIENTE	IRC	ICRC	IINFO	ICINFO
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	0,47%	86,64%	0,09%	93,08%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	0,86%	86,20%	0,61%	95,04%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1,94%	84,79%	0,25%	94,95%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	1,97%	83,07%	1,34%	95,99%
Clienti multisito	2,46%	87,69%	2,82%	94,76%
Clienti in media tensione	6,73%	79,22%	5,11%	93,36%

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

TAV. 2.97 *Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2018*

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	8.597	77	59	8.733
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.656	22	27	4.705
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	9.847	527	970	11.344
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	4.360	130	228	4.718
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	410	22	12	444
Clienti multisito	1.196	101	35	1.332
TOTALE	**29.066**	**879**	**1.331**	**474.832**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

La tavola 2.96, che riporta gli indicatori[46] ordinati in modo crescente sulla base dell'IRC, mostra che gli indici di reclamosità più elevati sono riferibili ai clienti alimentati in media tensione e ai clienti multisito, mentre le performance migliori si riscontrano con riferimento ai clienti domestici (tutelati e liberi). Nel segmento dei clienti non domestici del mercato libero emerge, inoltre, che l'ordinamento degli indicatori riferiti alle richieste di informazione è del tutto coerente con quello relativo ai reclami, ovvero che le tipologie di clienti con IRC bassi mostrano anche IINFO bassi e viceversa. La capacità di risposta delle imprese è poi più elevata per le richieste di informazione rispetto ai reclami, anche se per alcune tipologie di clienti si pone leggermente al di sotto dello standard generale (95%).

Complessivamente, nel 2018 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 31.276.

46 Definiti dalla delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com.

TAV. 2.98 *Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2018*

Euro

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	498.875	3.955	2.125	504.955
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	243.005	950	1.050	245.005
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	471.846	21.390	52.400	545.636
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	204.820	5.480	11.795	222.095
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	19.482	1.010	625	21.117
Clienti multisito	54.955	3.670	1.625	60.250
TOTALE	1.492.983	36.455	69.620	1.599.058

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

Nel settore elettrico, il maggior numero di indennizzi automatici è maturato nel segmento di mercato relativo ai clienti domestici del mercato libero e al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono, per numerosità, i clienti domestici del mercato tutelato e i non domestici del mercato tutelato e del mercato libero. I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 50% del totale degli indennizzi.

Il 94,4% dei casi di mancato rispetto dello standard di risposta ai reclami scritti, nel settore elettrico, è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, il 4,5% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi e l'1,1% a cause di forza maggiore. Per le rettifiche di fatturazione, l'88,1% dei casi di mancato rispetto è dovuto a cause riconducibili alle imprese di vendita, l'11,5% a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi e lo 0,4% a cause di forza maggiore, mentre, per le rettifiche di doppia fatturazione, la responsabilità del mancato rispetto dello standard è al 99,4% delle imprese di vendita e allo 0,5% imputabile a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a terzi e lo 0,1% a cause di forza maggiore.

Una situazione del tutto speculare a quella relativa agli indennizzi maturati nel 2017 si evidenzia per gli indennizzi effettivamente erogati nel medesimo anno, più concentrati nel mercato libero. Complessivamente, nel 2018, nel settore elettrico, sono stati erogati indennizzi automatici per quasi 1,6 milioni di euro (tavola 2.98).

Dall'1 gennaio 2018 è obbligatoria per le aziende di vendita la classificazione per argomenti dei reclami[47]. Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, nel settore elettrico, i primi tre hanno riguardato: per il 37% circa la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, all'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 15,9% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9,9% 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 in contratto e applicate.

47 Dati rilevati al 31 marzo 2019; il loro consolidamento al 30 aprile 2019, funzionale alla produzione del Rapporto di cui all'articolo 39 TIQV, potrebbe comportare eventuali piccoli aggiustamenti del peso delle specifiche voci.

PAGINA BIANCA

Capitolo 3

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE GAS

CAPITOLO 3

Domanda e offerta di gas naturale

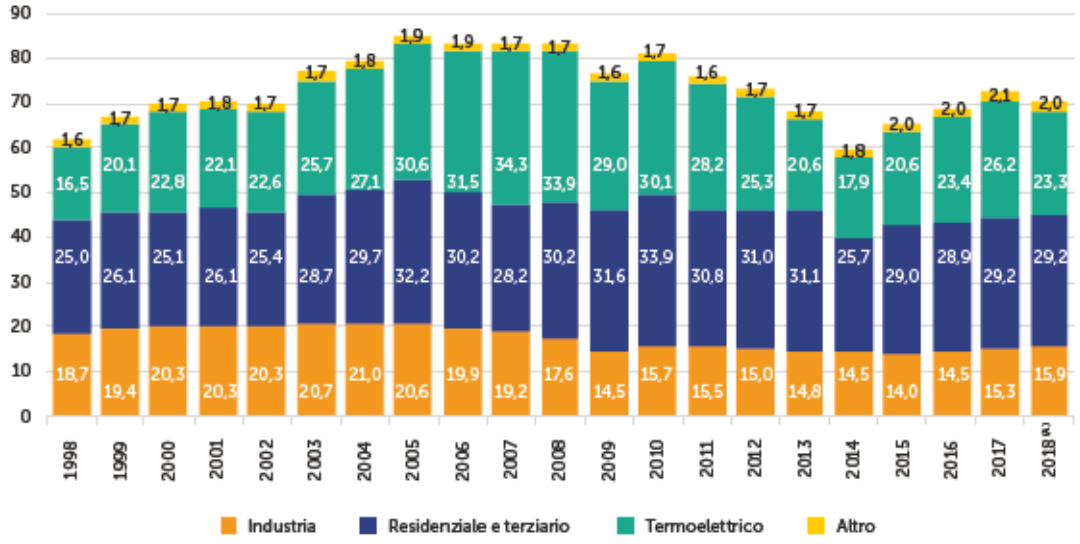
In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico (figura 3.1), nel 2018 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 3,3 G(m^3), attestandosi a 70,3 G(m^3) dai 72,7 G(m^3) del 2017. In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 3,3%, la prima dopo tre anni di risalita dal minimo storico toccato nel 2014, quando il valore complessivo del gas consumato scese a 59,9 G(m^3).

Coerentemente agli andamenti economici che hanno interessato il nostro Paese, nel 2018 i consumi industriali sono cresciuti del 4,1%, mentre quelli della generazione termoelettrica hanno registrato una brusca diminuzione dell'11%. In discesa (-4,3%) sono risultati anche i consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (residenziale e terziario) sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2017 (-0,1%).

Rispetto al livello massimo di 85,3 G(m^3) che il consumo di gas ha raggiunto nel 2005, nel 2018 la domanda finale di gas è risultata quindi pari all'82%.

FIG. 3.1 *Consumi di gas naturale per settore*

G(m^3)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

A fronte del calo dei consumi, anche le importazioni nette hanno subito una contrazione (2,7%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, diminuiti di 1,8 G(m^3) rispetto al 2017, attestandosi a 67,9 G(m^3); le esportazioni sono invece aumentate di 118 M(m^3). Ancora una riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-1,6%), seppure minima rispetto a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 264 M(m^3) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2018 è risultato pari a 70,3 G(m^3), un valore del 3,2% inferiore a quello del 2017.

Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è salito ancora al 93,4%, il valore più alto mai registrato finora.

Come da tradizione, il bilancio degli operatori (tavola 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè alla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Come nell'anno precedente, nel 2018 i gruppi principali concorrenti di Eni sono Engie, Edison, Enel e Royal Dutch Shell (quest'anno incluso nella classe dei gruppi più grandi), i cui impieghi sono risultati rispettivamente pari a 38,2 G(m^3), 27,9 G(m^3), 25,6 G(m^3) e 10,1 G(m^3). Rispetto al 2017, dunque, Engie ha aumentato le proprie vendite mentre Edison ed Enel hanno perso quote di mercato che nel caso di Enel ammontano a circa 2 G(m^3). Sono, per contro, rimasti stabili gli impieghi di Royal Dutch Shell.

Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m^3), che include 20 gruppi societari, gli autoconsumi hanno raggiunto complessivamente 3 G(m^3) e le vendite 14,2 G(m^3). In questa classe si registrano impieghi (vendite più autoconsumi) che passano dagli 8,2 G(m^3) del maggiore gruppo ai 2,2 G(m^3) di quello con gli impieghi più bassi.

Il numero di gruppi societari che ricadono nelle classi più piccole è pari a 62 nella classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m^3) e 384 nell'ultima classe; le loro vendite e/o autoconsumi passano nella prima classe citata dai 900,5 G(m^3) del maggiore ai 104,1 G(m^3) del più piccolo, mentre nella seconda classe menzionata gli impieghi passano da 96,8 G(m^3) del più grande a poche centinaia di m^3 dei più piccoli.

È opportuno precisare che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono necessariamente gli stessi e ciò determina una connotazione delle classi che può risultare diversa di anno in anno. A questo si deve aggiungere il fatto che, come già rilevato negli ultimi anni, i soggetti che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamici anche in termini di appartenenza a un gruppo societario piuttosto che a un altro.

Per quello che riguarda la coltivazione di gas naturale, la situazione è rimasta tuttavia praticamente immutata rispetto al 2017; quasi tutto il gas prodotto in Italia, risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e per alcuni altri piccoli soggetti.

Le importazioni, complessivamente in calo rispetto all'anno precedente, sono una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2018 questi ultimi hanno importato 61,7 G(m^3), come risultato di importazioni lorde pari a 62,9 G(m^3) ed esportazioni pari a 1,2 G(m^3). La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale per i gruppi di minore dimensione. Nella classe con impieghi fino a 2 G(m^3) la quota di gas complessivamente acquistato da Eni è del 10,5%, mentre nei gruppi di più piccola dimensione la stessa quota è pari rispettivamente a 8,1% e 7,7%, confermando, dunque, come già evidenziato negli ultimi anni, che il mercato è in evoluzione e che l'operatore principale non è necessariamente il soggetto a cui gli operatori più piccoli si rivolgono per il proprio approvvigionamento.

CAPITOLO 3

TAV. 3.1 *Bilancio del gas naturale 2018*

G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENI	10-40 G(m³)	2-10 G(m³)	1-2 G(m³)	0,1-1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	TOTALE
NUMERO OPERATORI	1	4	20	10	62	384	481
Produzione nazionale netta	4,0	1,1	-	-	0,1	0,1	5,3
Importazioni nette(A)	33,9	21,5	6,3	1,7	2,3	0,1	65,8
Variazioni scorte	-0,1	-0,3	-0,3	0,5	0,0	0,0	-0,2
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	1,0	2,5	3,5	1,1	0,4	0,0	8,5
Stoccaggi al 31 dicembre 2015	1,1	2,8	3,8	0,6	0,4	0,0	8,7
Acquisti sul territorio nazionale	34,1	80,3	66,6	10,9	19,9	5,1	217,0
di cui da Eni	31,0	10,5	7,4	1,4	1,9	0,4	52,6
di cui da altri operatori	3,1	69,8	59,2	9,6	18,0	4,7	164,4
Acquisti in Borsa	0,1	0,3	1,3	0,4	0,6	0,4	2,8
Cessioni ad altri operatori nazionali	52,4	80,9	54,8	10,8	11,5	0,9	211,3
- di cui vendite al PSV	43,7	62,3	44,5	8,1	6,6	0,6	165,7
Vendite in Borsa	0,4	0,9	1,2	0,7	0,7	0,1	3,9
Trasferimenti netti	-2,1	-0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	-1,6
Consumi e perdite(B)	0,6	0,8	0,6	0,1	0,2	0,0	2,3
Autoconsumi	5,8	4,3	3,0	0,3	0,9	0,2	14,5
Vendite finali	10,9	15,8	14,3	1,8	9,8	4,2	56,9
- di cui a clienti finali collegati	-	6,5	4,8	0,1	1,1	0,4	12,9
Al mercato libero	8,3	14,4	12,5	1,4	8,6	3,5	48,7
Al mercato tutelato	2,7	1,3	1,7	0,4	1,2	0,7	8,1
Forniture di ultima istanza *default*	-	0,1	0,1	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore(C)	10,9	15,7	14,2	1,8	9,8	4,2	56,7
Domestico	3,8	3,8	3,2	0,6	2,3	1,5	15,3
Condominio uso domestico	0,3	0,1	0,5	0,1	0,7	0,7	2,4
Commercio e servizi	1,2	0,8	2,0	0,4	2,0	1,0	7,4
Industria	4,6	6,8	3,0	0,4	3,3	0,7	18,9
Generazione elettrica	0,9	4,1	5,1	0,2	1,0	0,2	11,5
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,5	0,0	0,4	0,1	1,2

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.
(B) Consumi e perdite totali (fonte Ministero dello sviluppo economico) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).
(C) Non sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e *default* in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa sono ancora in crescita e raggiungono il 75% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota raggiunge quasi l'85% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 1 e 2 G(m^3), mentre è contenuta e pari al 17,5% nel caso dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m^3), dove, come noto, sono raggruppati i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. È in questa classe del resto che si rileva la quota più bassa (54,3%) di volume ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV) che complessivamente copre il 77% delle vendite all'ingrosso.
La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi anche nel 2018 si è attestata sul 5% (5,1%) e, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo arrivi al 9,5%. Eni destina l'8,3% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno (in calo rispetto allo scorso anno), mentre la classe con la quota maggiore è quella dei gruppi di minore dimensione, dove ricade un gruppo specializzato in un altro settore (ceramico) che approvvigiona il gas anche per il proprio fabbisogno.

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m^3) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di default, hanno rappresentato nel 2018 quasi il 20% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m^3), tuttavia, questa quota è pari al 78,8%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m^3) tali vendite equivalgono al 42,7% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2018 il 14,2% delle vendite complessive al mercato finale (contro il 15% dell'anno precedente); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 24,6%, di poco superiore a quella registrata nei gruppi con consumi tra 1 e 2 G(m^3) dove la quota è del 24,1%, mentre per gli operatori della classe più piccola essa è pari al 17,3%.
La classe in cui, tuttavia, la quota di vendite al mercato tutelato è meno significativa è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono superiori ai 10 G(m^3); è in questa classe, tra l'altro, che è molto rilevante la quota di vendite a clienti industriali (43,3%).
La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) che è del 78,9% si registra, per contro e come tutti gli anni nella classe dei gruppi di più piccola dimensione che probabilmente tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita quando si tratta di soggetti che esistevano ancora prima della liberalizzazione, o quando si tratta di soggetti nuovi che iniziano ad affacciarsi sul mercato, servendo clienti con consumi contenuti.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

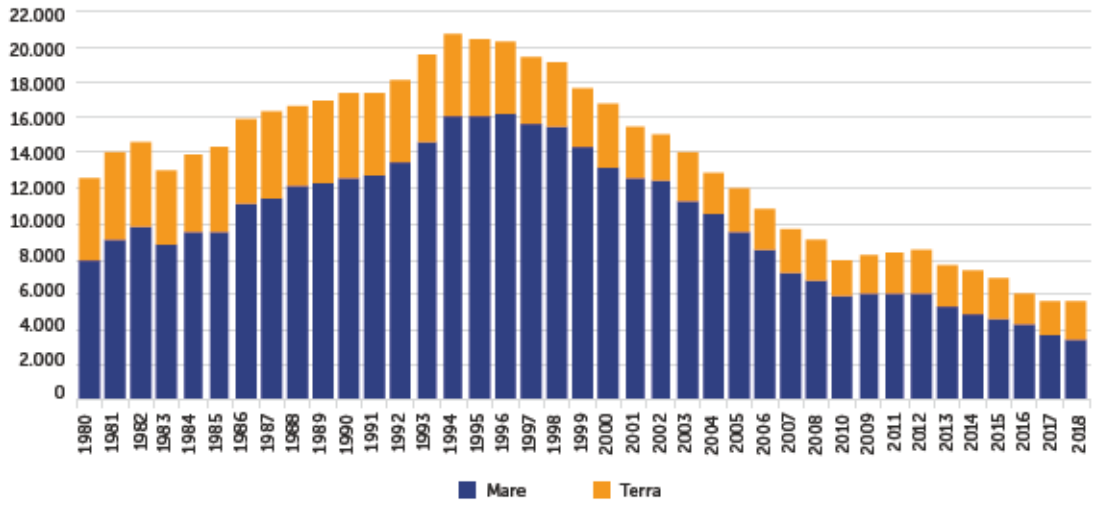
Produzione nazionale

Secondo i dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio gas, nel 2018 la produzione nazionale si è attestata a 5.448 M(m^3), in calo dell'1,6% rispetto al 2017. Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo diminuito in misura maggiore (-3,3%), il tasso di copertura è risalito al 7,5%, un decimo di punto superiore a quello dell'anno precedente.
Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2018 sono stati complessivamente estratti 5.553 M(m^3) di gas naturale: 3.381 M(m^3) dal mare e 2.172 M(m^3) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è lievemente maggiore e quantificabile in un -1,8% rispetto al 2017. La discesa si è realizzata unicamente nei giacimenti a mare che hanno perso il 10% circa della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto il 14,5% di gas in più rispetto al 2017. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 39% dell'intera produzione nazionale.

CAPITOLO 3

FIG. 3.2 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980*

M(m³)



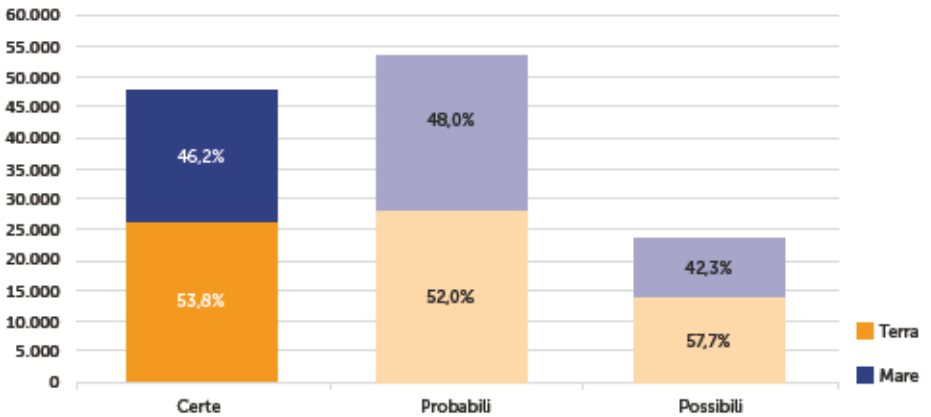
Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche ha stimato (figura 3.3) le riserve certe di gas al 31 dicembre 2018 in 48,5 G(m³) e quelle probabili in 54,1 G(m³). Rispetto ai dati valutati al 31 dicembre 2017, le riserve certe risultano aumentate dell'8,5%, quelle possibili dell'1,1%, mentre quelle probabili in diminuzione del 2,9%[1]. Diversamente dagli anni scorsi, la parte più rilevante delle riserve certe, il 54%, viene ora stimata trovarsi in terraferma (pressoché interamente al Sud), mentre il restante 46% sarebbe localizzato in mare.

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in sette anni e otto mesi, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

FIG. 3.3 *Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2018*

M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale in Italia nel 2018*
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	4.017	76,2%
Royal Dutch Shell	730	13,9%
Edison	361	6,8%
Gas Plus	105	2,0%
Altri	56	1,1%
TOTALE	5.268	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	5.448	–

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), nel 2018 sono stati estratti complessivamente 5.268 M(m³) da 18 imprese (erano 20 nel 2017), riunite in 13 gruppi societari (tavola 3.2). Poiché lo scorso anno la produzione era risultata pari a 5.390 M(m³), nel 2018 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 2,3%.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2018, arrivando al 76,2% dal 77% dell'anno precedente (era all'81,5% nel 2016). 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 già 2017, anche nel 2018 la produzione di quest'ultimo è aumentata di oltre 100 M(m³) (+20%) e, di conseguenza, la sua quota è salita al 13,9% dall'11,3% del 2017. Al contrario, è diminuita la produzione del gruppo Edison, le cui società hanno estratto circa 100 M(m³) di gas in meno rispetto al 2017 (-24%). La quota del gruppo Edison è quindi scesa di due punti percentuali rispetto all'anno scorso, portandosi al 6,8%. È comunque da segnalare che nell'ambito del gruppo Edison, la capogruppo ha ceduto alla società Edison Exploration & Production il ramo di azienda relativo a estrazione, coltivazione, acquisto e vendita di idrocarburi liquidi a partire da giugno 2018. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota in lieve risalita al 2% dall'1,8% ottenuto nel 2017.

Importazioni

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2018 le importazioni lorde di gas naturale in Italia sono ammontate a 67.872 M(m³) e sono quindi diminuite del 2,6% rispetto al 2017, in quanto abbiamo acquistato 1.778 M(m³) in meno dell'anno precedente. Le esportazioni sono invece aumentate da 273 a 391 M(m³). Pertanto, il saldo estero è sceso da 69.377 a 67.482 M(m³).

Nel corso del 2018, inoltre, parte del gas acquistato è rimasto in stoccaggio: a fine anno, infatti, i prelievi sono risultati di 264 M(m³) inferiori alle immissioni. La produzione nazionale è invece scesa a 5.448 M(m³). Per effetto di questi movimenti i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2018 (figura 3.4) sono valutabili in 72.666 M(m³), 3,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2017. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è cresciuto nuovamente e ha raggiunto il 93,4% (era al 92,7% nell'anno precedente).

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas sono illustrati nella figura 3.5[2] . Con l'eccezione dei volumi provenienti dalla

1 Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

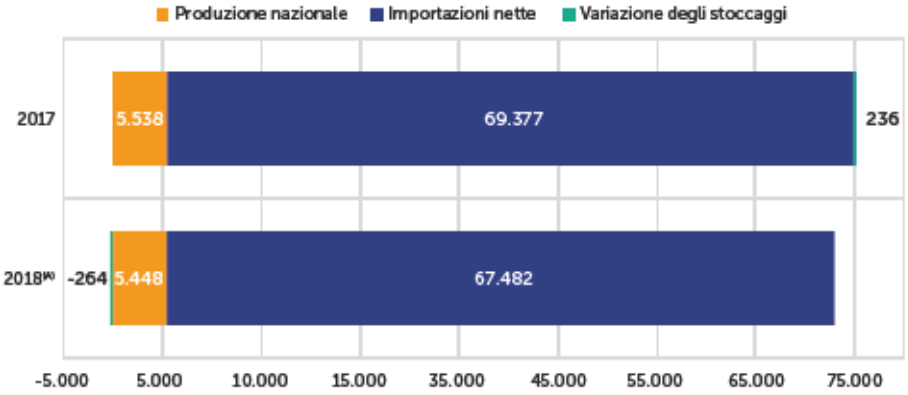
CAPITOLO 3

Norvegia, che sono aumentati del 21,5% rispetto al 2017, le importazioni da tutti gli altri tradizionali paesi da cui l'Italia acquista il gas sono diminuite. In particolare, rispetto al 2017 sono giunti nel territorio nazionale 1,5 G(m^3) in meno dall'Algeria, 787 M(m^3) in meno dalla Russia e circa 200 M(m^3) in meno sia dall'Olanda sia dal Qatar; sono aumentati invece di circa 600 M(m^3) (cioè del 31%) i volumi provenienti dalle altre zone.

Nel 2018, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è rimasto sostanzialmente invariato al 47,6% (era al 47,5% nel 2017), mentre la quota dell'Algeria è scesa dal 28% al 26,5%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 9,6% del gas complessivamente importato in Italia (9,7% nel 2017), seguito dalla Libia la cui quota è al 6,6%. Il 3,6% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Si è leggermente accresciuta, infine, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa, con Norvegia e Olanda che insieme contano per il 6,1% (5,5% nel 2017).

FIG. 3.4 *Immissioni in rete negli ultimi due anni*

M(m^3)

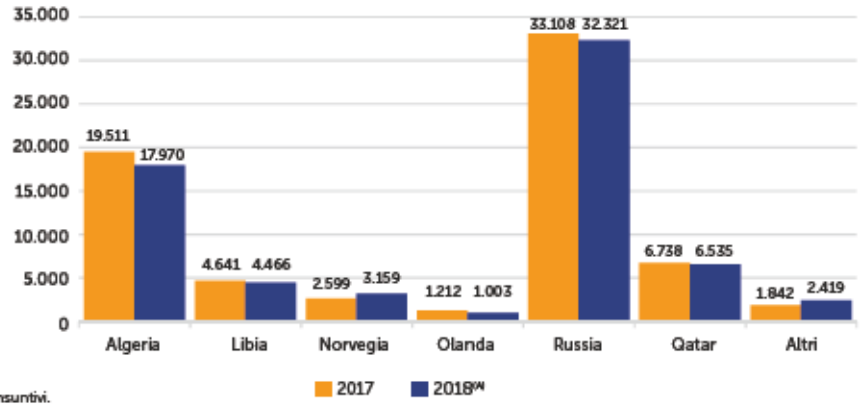


(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.5 *Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza*

M(m^3); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

2 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.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2018 sono stati importati in Italia 67 G(m^3), 1,8 in meno rispetto al 2017[3]. Il calo è stato, quindi, del 2,6%, analogo a quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico[4]. Il 4,3% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2,9 G(m^3) circa, risulta acquistato presso le Borse europee (tavola 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2018, pari a 35 G(m^3), sono diminuiti di 109 M(m^3) rispetto al 2017. Il leggero calo delle importazioni di Eni (-0,3%), è stato nettamente inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto risalire la quota di mercato della società al 52,3% (51,6% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 51,1% evidenziato nel 2017. Tale quota si mantiene quindi al di sopra del punto di minimo toccato nel 2010, quando - per effetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164[5] - la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%.

Le importazioni di Edison, seconda in classifica, sono invece diminuite del 5,2%, cioè in misura maggiore del valore complessivo nazionale. Nel 2018 la società ha approvvigionato 14,6 G(m^3), 0,8 in meno rispetto al 2017. La sua quota nel mercato dell'importazione è quindi scesa al 21,8% dal precedente 22,4% e la distanza da Eni si è nuovamente ampliata di oltre un punto percentuale (dopo i quattro punti erosi tra il 2016 e il 2017).

Una marcata riduzione si è avuta anche nelle importazioni di Enel Global Trading (nuova ragione sociale di Enel Trade), passate da circa 8 G(m^3) nel 2017 a 6,3 G(m^3). Ciononostante, Enel Global Trading è rimasta al terzo posto con una quota del 9,4% (dal precedente 11,6%). Come nel 2017, anche nel 2018 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da DXT Commodities SA (nuova ragione sociale di Dufenergy Trading), i cui quantitativi importati, tuttavia, sono di poco inferiori a 2 G(m^3) e rappresentano quindi meno di un terzo di quelli di Enel Global Trading, cioè del terzo importatore.

Il panorama degli importatori dalla quinta posizione in classifica in giù mostra una certa vivacità e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono gli spostamenti più frequenti: sono cioè sufficienti movimenti anche piccoli nei quantitativi approvvigionati per registrare tassi di variazione relativamente grandi e, di conseguenza, ampi spostamenti nelle posizioni della classifica. Da notare comunque la netta discesa nei quantitativi importati da Bp Energy Europe (-46,5%) rispetto al 2017 e, viceversa, il forte incremento dei volumi approvvigionati da Compagnia Italiana del Gas, da 66 a 543 M(m^3), e da Koch Supply & Trading, passati da 181 a 315 M(m^3).

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 55,9 dei 67 G(m^3) importati, cioè l'83,5% del gas entrato nel mercato italiano. Tale quota è in riduzione rispetto al 2017 (era 85,1%) per via della discesa delle quote di Edison e di Enel Global Trading, non compensata dell'incremento della quota di Eni.

3 Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

4 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. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

5 Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

CAPITOLO 3

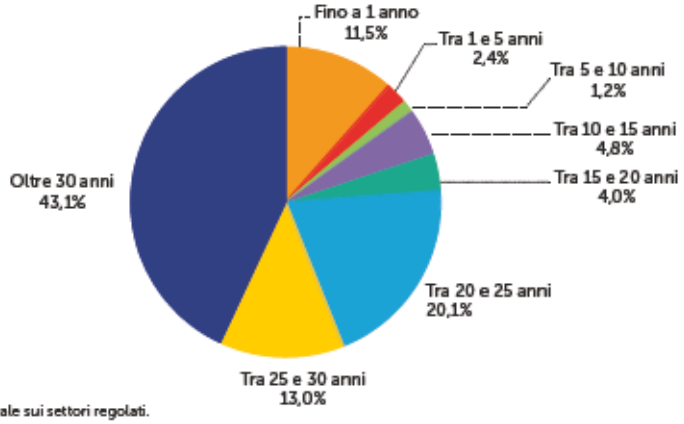
TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2018*

M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Eni	35.047	52,3%	1°
Edison	14.613	21,8%	2°
Enel Global Trading (già Enel Trade)	6.276	9,4%	3°
DXT Commodities SA (già Dufenergy Trading SA)	1.957	2,9%	4°
Gunvor International	1.468	2,2%	5°
Shell Energy Europe Ltd	643	1,0%	8°
Compagnia Italiana Del Gas	543	0,8%	36°
Worldenergy Sa	518	0,8%	16°
Enoi	478	0,7%	6°
A2A	459	0,7%	11°
Iren Mercato	354	0,5%	15°
Hera Trading	328	0,5%	12°
Bp Energy Europe Ltd Sede Secondaria	322	0,5%	7°
Ascotrade	318	0,5%	13°
Koch Supply & Trading	315	0,5%	22°
Gas Intensive	296	0,4%	17°
Uniper Global Commodities Se	251	0,4%	14°
Neas Energy A/S	238	0,4%	49°
Spigas	216	0,3%	19°
Omv Gas Marketing & Trading Gmbh	207	0,3%	18°
Altri	2.166	3,2%	-
TOTALE	67.013	100%	-
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	2.912	4,3%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	67.872	-	-

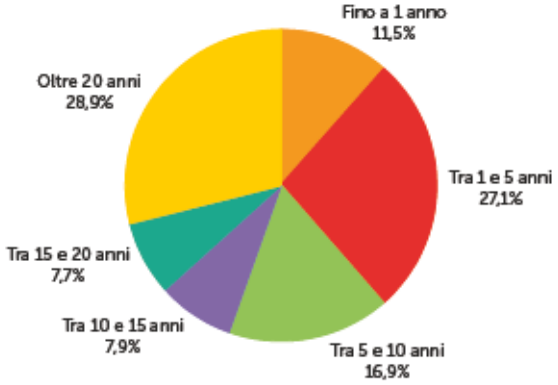
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2018 secondo la durata intera*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2018 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2018 secondo la durata intera (figura 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 76,2%, benché in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (era 77%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta (13,9% contro 10,9% nel 2017), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è diminuita di due punti percentuali rispetto allo scorso anno (10% al posto di 12,1% del 2017). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono però in costante diminuzione: nel 2018, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 82,8 G(m^3), contro una media degli ultimi 3 anni di 85,5 G(m^3). L'incidenza delle importazioni *spot*[6], quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2018 è in aumento dal 9,8% del 2017 all'11,5%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2018 (figura 3.7) mostrano che il 55,4% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni (erano il 56,8% nel 2017) e il 38,6% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 36,6% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è in costante ascesa dal 2014, quando era pari al 31,8%.

6 Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti spot che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

CAPITOLO 3

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nessuna particolare novità ha interessato l'assetto del trasporto del gas naturale nel 2018. Le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre per la Rete nazionale e otto per la Rete regionale (tavola 3.4).

Accanto a Snam Rete Gas, l'impresa maggiore, trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è divenuta di proprietà di due fondi di investimento internazionali: Macquarie European Infrastructure Fund 4, gestito da una società australiana, e Swiss Life Funds Global Infrastructure Opportunities II, controllato da un'impresa svizzera. Oltre alla rete nazionale SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono in territorio marchigiano-abruzzese, dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania, un gasdotto in Veneto e reti ubicate rispettivamente in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

La società Infrastrutture Trasporto Gas è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dal 13 ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam, essendo stata interamente acquisita da Asset Company 2, a sua volta posseduta al 100% da Snam. Insieme a tale cessione, è da segnalare, inoltre, che nella stessa data Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale Gnl Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo.

Il gruppo Snam possiede il 93,2% delle reti: 32.624 km di rete sui 35.008 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.649 km di rete (il 4,7%), di cui 603 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 409 km di rete.

Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

TAV. 3.4 *Reti delle società di trasporto nel 2018*

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.613	22.928	32.541
Società Gasdotti Italia	603	1.046	1.649
Retragas	-	409	409
Energie Rete Gas	-	121	121
Infrastrutture Trasporto Gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
GP Infrastrutture Trasporto	-	51	51
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	42	42
Netenergy Service	-	36	36
TOTALE	10.299	24.709	35.008

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati. Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, per regione, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

TAV. 3.5 *Attività di trasporto per regione nel 2018*

Lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNATI			ALTRO(A)	TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI			
Piemonte	504	2.152	3.582	1.316	3.230	150	8.277	487
Valle d'Aosta	0	94	43	63	0	0	106	13
Lombardia	643	4.477	8.561	2.739	5.017	579	16.896	2.301
Trentino-Alto Adige	109	371	681	338	25	0	1.044	93
Veneto	830	2.096	4.036	1.401	616	61	6.114	553
Friuli-Venezia Giulia	491	567	849	721	737	225	2.532	163
Liguria	22	476	898	240	516	2	1.656	61
Emilia-Romagna	1.270	2.540	4.236	2.861	2.639	6.815	16.552	722
Toscana	614	1.470	2.271	941	1.640	5	4.856	315
Umbria	180	467	506	284	136	0	926	97
Marche	353	628	896	418	3	99	1.416	183
Lazio	532	1.475	2.157	589	925	535	4.206	414
Abruzzo	586	922	702	396	311	93	1.503	299
Molise	387	512	127	68	255	435	885	133
Campania	579	1.424	1.143	445	886	8	2.482	609
Puglia	708	1.308	1.131	816	2.350	5	4.302	280
Basilicata	432	923	199	139	27	0	365	203
Calabria	986	1.267	284	44	2.366	5	2.699	286
Sicilia	1.073	1.540	707	964	1.830	6	3.507	261
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	12.006	12.006	3
ITALIA	10.299	24.709	33.010	14.784	23.509	21.027	92.329	7.476

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 3

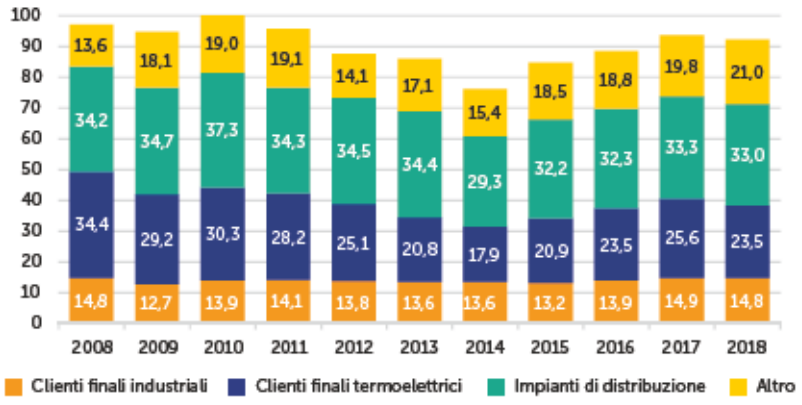
Il rallentamento complessivo del settore gas emerge, com'è ovvio, anche nei dati del trasporto: nel 2018 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un calo dell'1,4%. Con 1,3 G(m^3) in più rispetto al valore del 2017, i volumi trasportati sono scesi a 92,3 dai 93,6 G(m^3) raggiunti nel 2017. Anche il numero dei punti di riconsegna si è lievemente ridotto a 7.476 unità dalle 7.570 unità dell'anno precedente; pertanto il volume medio trasportato è rimasto invariato a 12,4 M(m^3).
La riduzione più consistente si è verificata a carico del settore termoelettrico, al quale sono stati riconsegnati complessivamente 2,1 G(m^3), l'8,1% di gas in meno rispetto all'anno precedente. I volumi riconsegnati al settore industriale e agli impianti di distribuzione sono diminuiti in misura minore: un calo di 293 M(m^3), corrispondente a una riduzione dello 0,9%, si è avuto nel caso degli impianti di distribuzione, così come i volumi prelevati dai clienti finali industriali sono diminuiti di 90 M(m^3) rispetto al 2017 (-0,6%). Alla categoria residuale "altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (come per esempio gli ospedali) sono stati riconsegnati invece 1,2 G(m^3) in più.

Se si considera l'attività di trasporto effettuata negli ultimi dieci anni (figura 3.8), si nota come la quantità di gas complessivamente riconsegnato alle varie tipologie di clienti stiano recuperando molto lentamente terreno rispetto al punto di massimo toccato nel 2010: nel 2018 siamo ancora al di sotto di quel livello di 8,2 G(m^3). Rispetto al 2010, la riduzione dei volumi trasportati appare interamente a carico della generazione elettrica e del settore civile. I volumi riconsegnati al termoelettrico sono diminuiti di 6,8 G(m^3), cioè del 22% rispetto a otto anni fa, così come quelli riconsegnati agli impianti di distribuzione sono dell'11% inferiori. Il recupero del settore produttivo appare invece completato: i volumi riconsegnati all'industria nel 2018 sono quasi un miliardo di metri cubi superiori a quelli del 2010, nonché identici a quelli del 2008, l'anno di esplosione della crisi economica. Sono aumentati di 2 G(m^3) anche i volumi riconsegnati al settore "Altro".

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti effettuati all'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2018-2019. Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste *online* trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA - European Capacity Platform, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) 2017/459 del 16 marzo 2017.
Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto

FIG. 3.8 *Attività di trasporto dal 2008*

G(m^3); riconsegne di gas a diverse tipologie di clienti



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

continuo di tipo:

- annuale, con effetto dall'1 ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dall'1 ottobre, dall'1 gennaio, dall'1 aprile e dall'1 luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno gas.

La capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA dal 2013 presso Tarvisio, Gorizia e Passo Gries a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela.
Per l'anno termico 2018-2019 la capacità conferibile complessivamente è pari a 293,8 M(m³)/giorno, valore che è dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 24,4 M(m³)/giorno che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Questa infatti, è la capacità che, se resa disponibile nel punto di Mazara, riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente è la stessa dell'anno termico precedente.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per il 62,4% a 42 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2019 la medesima quota scende al 61,5% per le riduzioni delle capacità conferite a Passo Gries per 7,7 M(m³)/giorno, e a Gela per 2,5 M(m³)/giorno, mentre a Tarvisio e a Mazara del Vallo si registrano incrementi delle capacità conferite rispettivamente di 0,7 e 7 M(m³)/giorno. Il tasso di saturazione, quindi, scende a Passo Gries dal 31,8% al 18,8 % e a Gela dal 47,8% al 42,2%, mentre aumenta a Tarvisio dall'87% all'87,6% e a Mazara dal 47,5% al 54,2%. Le variazioni di capacità sono dovute all'effetto delle disposizioni dell'Autorità[7], che hanno consentito ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di

TAV. 3.6 *Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2018-2019*
M(m³) standard per giorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI(D)
Passo Gries	59,0	18,8	40,2	31,8%	18
Tarvisio	106,9	93,0	13,9	87,0%	37
Gorizia(A)	1,9	-	1,9	-	-
Mazara del Vallo(B)	105,0	49,9	55,1	47,5%	6
Gela(B)	45,4	21,7	23,7	47,8%	2
TOTALE GASDOTTI(C)	293,8	183,4	110,4	62,4%	42
Terminali di GNL	-	-	-	-	-
Panigaglia	13,0	-	13,0	0,0%	-
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7%	-
Livorno	15,0	3,8(E)	11,3	25,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.
(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 24,4 M(m³)/g di Capacità Concorrente ai sensi del Codice di Rete.
(C) Poiché il conferimento della Capacità Concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa, e capacità totali conferibile e disponibile escludono 24,4 M(m³)/g di Capacità Concorrente.
(D) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.
(E) Nel terminale di Livorno la capacità nell'anno termico 2018-2019 è interamente assegnata solo per i primi 3 mesi, poi è nulla.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e Snam Rete Gas.

7 Introdotta con la delibera 28 settembre 2017, 666/2017/R/gas.

rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m^3)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. All'inizio dell'anno termico il terminale di Panigaglia risulta completamente libero.

La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m^3)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m^3)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m^3)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente occupata, ma solo per i per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2018. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013.

Complessivamente, nell'anno solare 2018, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 392, contro i 365 del 2017, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento nei prossimi quattordici anni termici, a partire dal 2019-2020. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale che risultano conferite in esito alle procedure di maggio 2018 per i punti di interconnessione via gasdotto e nel mese di luglio 2018 per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

In tutti gli anni termici considerati la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 291,2 M(m^3)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata, ridotta di 21,9 M(m^3)/giorno che è il valore della capacità concorrente nei punti di Mazara del Vallo e Gela.

La capacità conferita diminuisce di anno in anno fino ad azzerarsi a partire dall'anno termico 2023-2024. A parte Cavarzere, la cui capacità è come già detto riservata, e Gela, che mantiene una capacità riservata di circa 11 M(m^3)/giorno fino all'anno termico 2023-2024, nei restanti punti la capacità riservata è completamente nulla a partire dall'anno termico 2021-2022.

Per valutare la capacità disponibile, tuttavia, oltre ai volumi conferiti esposti nella tavola, occorre considerare quelli di capacità massima richiesta nei punti di Mazara e Gela nell'ambito della Procedura Aperta del 21/09/2016[8], che sono pari a 13,4 M(m^3)/giorno nell'anno termico 2019 2020, 22,6 M(m^3)/giorno nell'anno termico 2020-2021 e 24,6 M(m^3)/giorno negli anni termici dal 2021-2022 al 2032-2033.

Tenendo conto di questi volumi nei primi anni termici (dal 2019-2020 al 2023-2024) la capacità disponibile è pari a circa 255 M(m^3)/giorno, mentre in seguito sale a 266,6 M(m^3)/giorno.

8 Ex art. 5.2 della delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e paragrafo 8.3.1 del Capitolo 5 del Codice di Rete Snam Rete Gas.

TAV. 3.7 *Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2019-2020 al 2032-2033*
M(m³) standard per giorno

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA	GELA	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	TOTALE GASDOTTI	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2019-2020	-	10,9	10,6	-	1,0	22,6	-	21,0	-
2020-2021	-	11,0	10,0	-	1,0	22,0	-	21,0	-
2021-2022	-	11,0	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2022-2023	-	11,0	-	-	-	11,0	-	21,0	-
2023-2024	-	10,9	-	-	-	10,9	-	21,0	-
2024-2025	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2025-2026	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	-	-	-	-	-	-	21,0	-

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio commerciale) e risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

Il sistema di stoccaggio del gas italiano ha dimensioni importanti. Esso comprende una capacità a regime di 12,8 G(m³) di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. A questi si aggiungono 4,6 G(m³) di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali, nonché 0,4 G(m³) per stoccaggio destinato al bilanciamento del trasporto e ai produttori di gas nazionali (stoccaggio minerario).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (tavola 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Alla fine del 2017 è scaduto il periodo di vigenza per otto concessioni, tutte nella titolarità di Stogit. Per tali concessioni, la società ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e alle Regioni le istanze di prima proroga decennale.

CAPITOLO 3

TAV. 3.8 *Concessioni di stoccaggio in Italia*

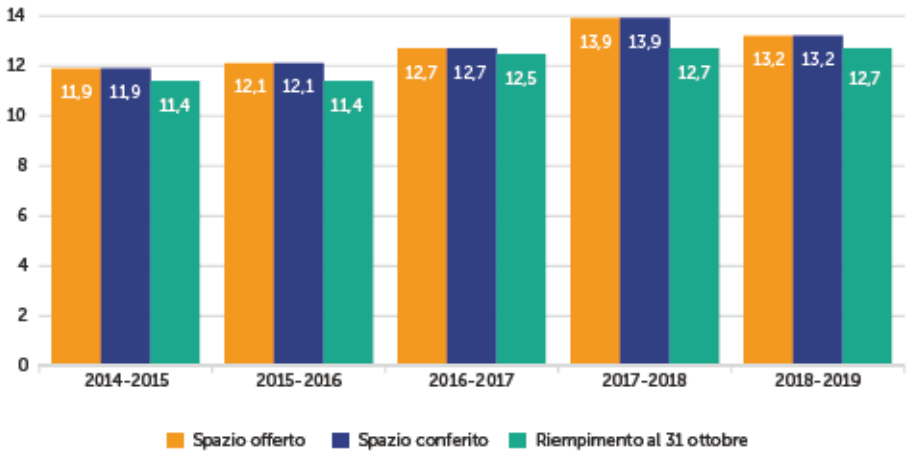
CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	24/04/2039
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

FIG. 3.9 *Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici*

G(m³) standard



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.9 *Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2018-2019 e 2019-2020*
M(m³)

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2018-2019(A)	2019-2020(B)
Minerario	Definito da MSE	150	150
Bilanciamento trasporto	A richiesta	222	220
Modulazione di punta	Annuale	7.645	7.685
Modulazione uniforme	Annuale	3.416	3.049
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.502	1.821
Modulazione uniforme	Flessibilità	300	510
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.855	18.055

(A) Spazio complessivo offerto dalle società Stogit ed Edison Stoccaggio.
(B) Spazio complessivo offerto dalle società Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage.

Fonte: ARERA.

Lo scorso anno non sono state conferite nuove concessioni, ma è entrato in funzione l'impianto di Cornegliano Laudense di Ital Gas Storage che dall'anno termico 2019-2020 può offrire circa 100 M(m³) (calcolati con potere calorifico superiore di 10,8 kWh/Sm³) di spazio di modulazione di punta.

All'inizio dell'anno termico 2018-2019 il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,8 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico.

Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 13,2 G(m³) che è stato interamente conferito (figura 3.9).

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel febbraio 2019, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 15 febbraio 2019). Tale assetto replica in massima parte quello dell'anno precedente (tavola 3.9) e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2019-2020, pari a 7,685 G(m³) conferiti in asta; a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,380 G(m³), è associata a prodotti sempre conferiti in asta, ma con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni (di cui 821 G(m³) già conferiti l'anno scorso).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, bilanciamento e strategico;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2018-2019, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 71 operatori: 68 per i servizi di modulazione, tre per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, nessuno per il servizio di stoccaggio minerario, la cui capacità è stata conferita come servizio di modulazione uniforme.

Nell'ambito dei servizi di modulazione gli utenti sono così distribuiti:

- 63 utenti con il prodotto di punta (di cui 21 solo per quello);
- 42 utenti con il prodotto uniforme (di cui 4 solo quello);
- 15 utenti con il prodotto di flessibilità (nessun utente unico);
- 12 utenti con il prodotto pluriennale (nessun utente unico);

- 25 utenti con un solo prodotto di modulazione;
- 26 utenti con 2 prodotti di modulazione;
- 13 utenti con 3 prodotti di modulazione;
- 4 utenti con tutti e 4 i prodotti di modulazione.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2019 sono risultati pari a poco più di 22 G(m^3), di cui 10,9 in erogazione e 11,3 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2018-2019 sono stati 11 per il servizio di modulazione di punta. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2019 sono risultati pari a poco meno di 1 G(m^3), di cui 0,56 in erogazione e 0,37 in iniezione.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nell'anno 2018 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2017. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2018.

Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 220 imprese. Hanno risposto 217 operatori[9].

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le numerose operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti tra il 2018 e l'inizio del 2019.

In primo luogo, vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare, dall'inizio del 2018:

- Il 27 gennaio 2018 Italgas Reti ha acquisito alcuni impianti di distribuzione da Amalfitana Gas;
- l'1 febbraio 2018 2i Rete Gas ha acquisito Nedgia da Gas Natural Internacional SDG;
- l'1 marzo 2018 Tenna Retigas ha acquisito l'attività di distribuzione gas di Steca, nell'ambito dello stesso gruppo societario;
- l'11 maggio 2018 2i Rete Gas ha acquisito Compagnia Generale Metanodotti;
- l'1 giugno 2018 Italgas Reti ha acquisito le società Grecanica Gas e Progas Metano da CPL Concordia;
- l'1 luglio 2018 Reti Valtellina Valchiavenna ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale di Azienda Energetica Valtellina Valchiavenna;
- l'1 luglio 2018 Acsm-Agam Reti Gas Acqua ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale di Aspem;
- il 2 luglio 2018 Reti Di. Voghera ha acquisito l'attività di distribuzione gas di ASM Voghera;
- il 30 novembre 2018 Italgas Reti ha acquisito le società Ischia Gas, Marigliano Gas, Naturgas e EGN Distribuzione da CPL Concordia;
- l'8 gennaio 2019 Ireti (gruppo Iren) ha acquisito Busseto Servizi dal Comune di Busseto;
- l'1 marzo 2019 Inrete Distribuzione Energia (gruppo Hera ha acquisito ATR (A Tutta Rete) da CMV Servizi;
- il 26 marzo 2019 Gas Plus Infrastrutture ha acquisito Rete Gas Fidenza dal Comune di Fidenza;
- l'1 aprile 2019 Murgia Reti Gas ha acquisito da 2i Rete Gas il ramo d'azienda relativo alla distribuzione dal gas in alcuni comuni nelle provincie di Foggia (Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola, Torremaggiore) e Bari (Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano, Valenzano);
- l'1 aprile 2019 Centria ha acquisito Murgia Reti Gas da 2i Reti Gas, in esito alla procedura di cessione disposta dall'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato;
- l'1 maggio 2019 Italgas Reti ha acquisito l'attività di distribuzione gas di Aquamet, relativa a 9 concessioni.

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità e aventi per oggetto distributori facenti parte dello stesso gruppo societario, sono le seguenti:

- l'1 gennaio 2018, 2i Rete Gas ha incorporato Genia Distribuzione Gas;
- l'1 gennaio 2018, Broni-Stradella Pubblica ha incorporato Broni-Stradella;
- l'1 maggio 2018, Erogasmet ha incorporato Bresciana Infrastrutture;

9 Non hanno risposto all'Indagine la società Castrata Gas, Rantone e Vergas.

- l'1 giugno 2018, Italgas Reti ha incorporato Acam Gas;
- il 18 dicembre 2018 Molise Gestioni ha incorporato Portocannone Gas;
- l'1 gennaio 2019 Pedemontana Patrimonio e Servizi ha incorporato Pedemontana Distribuzione Gas;
- l'1 gennaio 2019 2i Rete Gas ha incorporato Compagnia Generale Metanodotti;
- l'1 aprile 2019, Italgas Reti ha incorporato le società Grecanica Gas, Progas Metano e Naturgas;
- l'1 maggio 2019, Italgas Reti ha incorporato Enerco Distribuzione.

Dall'inizio del 2018, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- l'1 febbraio 2018, Nedgia ha assunto la denominazione sociale 2i Rete Gas Impianti;
- l'1 agosto 2018 Gesam ha assunto la denominazione di Gesam Reti;
- il 9 novembre 2018 Selgas Net ha assunto la denominazione di Südtirolgas;
- il 22 novembre 2018 San Giorgio Distribuzione Servizi ha assunto la denominazione SGDS Multiservizi (per ottemperare al Testo Integrato Unbundling Funzionale);
- il 30 novembre 2018 CPL Distribuzione ha assunto la denominazione di EGN Distribuzione.

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di natura diversa dalle precedenti:

- l'1 gennaio 2018 Tuarete Distribuzione Gas Tirreno Adriatico ha ripreso in carico i contratti di concessione del servizio di distribuzione gas nei Comuni di Citerna (PG), Magione (PG), Mosciano Sant'Angelo (TE) e Rieti (RI) dalla società Edma Reti Gas e li ha ceduti alla società Centria, nell'ambito dello stesso gruppo societario;
- l'1 gennaio 2019, nell'ambito del Gruppo 2i Rete Gas, la società Cilento Reti Gas ha rilevato l'attività di distribuzione gas nei Comuni di Camerota, Sapri e Vibonati in provincia di Salerno, precedentemente gestita da 2i Rete Gas Impianti.

TAV. 3.10 *Attività dei distributori nel periodo 2012-2018*

OPERATORI[a]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NUMERO	**226**	**228**	**228**	**226**	**218**	**210**	**207**
Molto grandi	8	7	8	8	8	7	7
Grandi	27	26	22	22	20	20	19
Medi	18	20	20	22	22	22	22
Piccoli	112	115	117	114	110	104	101
Piccolissimi	61	60	61	60	58	57	58
VOLUME DISTRIBUITO - M(m³)	**33.913**	**34.241**	**29.470**	**31.184**	**31.078**	**31654**	**32116**
Molto grandi	19.309	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	20.498
Grandi	8.834	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	6.052
Medi	2.034	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	2.413
Piccoli	3.512	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.963
Piccolissimi	223	202	176	184	194	198	191

Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 3

Nel 2018 i soggetti attivi sono risultati 207, tre in meno rispetto al 2017 (tavola 3.10). La variazione del numero dei soggetti è in larga parte attribuibile agli effetti delle operazioni societarie appena viste.

La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti evidenzia: sette distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 19 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 101 piccoli (10.000-50.000) e 58 piccolissimi (meno di 5.000 clienti). Complessivamente la frammentazione è rimasta sostanzialmente inalterata, poiché se da un lato è diminuito di tre unità il numero di piccoli operatori, dall'altro è diminuito di una unità il numero di grandi imprese ed è aumentato di una unità il numero di quelle piccolissime.

I volumi complessivamente distribuiti sono aumentati del'1,5%, con evoluzioni diverse tra le varie classi di imprese. La crescita più elevata (2,7%) ha riguardato gli operatori molto grandi, seguiti dai grandi (+1,9%).

Sostanzialmente stabili i volumi di gas erogati dalle medie imprese, mentre invece sono diminuiti i volumi di gas distribuiti dalle imprese di dimensioni piccole (-5,7%) e piccolissime (-3,5%).

Per quanto sopra, anche se il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso negli ultimi anni (26 unità, dalle 35 che si registravano nel 2012), la quota di queste società non si è ridotta in termini di gas distribuito e nel corso degli anni è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82%. Le medie imprese sono aumentate sia in termini di numero (da 18 a 22) che di incidenza dei volumi distribuiti (dal 6% al 7,5%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 173 a 159) che la loro quota di volumi erogati (dall'11% al 9,8%).

Complessivamente i 207 operatori attivi nel 2018 hanno distribuito 32,1 miliardi di m3, 462 milioni di m^3 in più dell'anno precedente, a 23,8 milioni di clienti finali[10]. Il servizio è stato gestito attraverso 6.426 concessioni in 7.190 comuni (tavola 3.11).

TAV. 3.11 *Attività di distribuzione per regione nel 2018*

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m^3)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	26	2.115	1.087	3.566	983	11,1%	8,9%
Valle d'Aosta	1	23	24	45	36	0,1%	0,1%
Lombardia	47	4.926	1.586	8.449	1.343	26,3%	20,7%
Trentino-Alto Adige	12	284	169	688	184	2,1%	1,2%
Veneto	27	2.134	656	3.955	551	12,3%	9,0%
Friuli-Venezia Giulia	8	564	197	869	171	2,7%	2,4%
Liguria	7	910	159	832	155	2,6%	3,8%
Emilia-Romagna	23	2.318	391	4.098	291	12,8%	9,8%
Toscana	9	1.641	249	2.263	238	7,0%	6,9%
Umbria	12	369	95	464	79	1,4%	1,6%
Marche	26	693	227	898	190	2,8%	2,9%
Lazio	14	2.350	331	2.038	309	6,3%	9,9%
Abruzzo	25	668	308	672	270	2,1%	2,8%
Molise	9	134	137	127	133	0,4%	0,6%
Campania	24	1.458	459	1.008	429	3,1%	6,1%
Puglia	10	1.372	261	1.038	253	3,2%	5,8%
Basilicata	12	214	129	183	122	0,6%	0,9%
Calabria	11	460	378	268	349	0,8%	1,9%
Sicilia	14	1.137	347	655	340	2,0%	4,8%
ITALIA	-	23.771	7.190	32.116	6.426	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,5% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,6%, il restante 17,9% viene distribuito nelle rimanenti parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata.

Il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene erogato il 70,1% del gas distribuito a livello nazionale a 13,3 milioni di clienti (il 55,8% del totale nazionale); seguono il Centro con il 20,1% del gas, erogato a 5,9 milioni di clienti (il 24,6% del totale) e infine il Sud e la Sicilia, con il 9,8% del gas a 4,6 milioni di clienti (il 19,5% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2018 sono state metanizzate 12 nuove località.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2018, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (tavola 3.12), mostra in primo luogo una stabilità nell'importanza degli enti pubblici, che nel 2018 risultano possedere 33,1% delle quote delle società di distribuzione, pressappoco come l'anno precedente (33,3%). Il 25,7% è relativo alle partecipazioni di società diverse. Il 12,4% è la quota di capitale sociale detenuta da persone fisiche, in diminuzione rispetto allo scorso anno (13,7%). Lievemente aumentata l'incidenza delle imprese energetiche: complessivamente, le loro quote sono salite dal 27,3% del 2017 al 28,4% del 2018. L'aumento dipende dall'accresciuto peso di quelle nazionali, mentre è diminuita la quota di quelle locali. Del pari si è ridotta sensibilmente la quota delle imprese estere, anche a seguito all'uscita di Gas Natural (Spagna) dall'Italia. Nel 2018 il capitale straniero proviene dal Lussemburgo (quote in 2i Rete Gas), dall'Austria (quote in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote in Erogasmet).

TAV. 3.12 *Composizione societaria dei distributori*

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2017	2018
Enti pubblici	33,3%	33,1%
Società diverse	24,8%	25,7%
Imprese energetiche nazionali	14,8%	16,6%
Imprese energetiche locali	12,5%	11,8%
Persone fisiche	13,7%	12,4%
Imprese energetiche estere	0,7%	0,2%
Istituti finanziari nazionali	0,2%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 262.361 km di rete (di cui, nel 2018, 401 non in funzione), il 57,8% in bassa pressione, il 41,5% in media pressione e lo 0, 7% in alta pressione (tavola 3.13)). La lunghezza delle reti è cresciuta di 679 km rispetto al 2017, essenzialmente sulla parte in bassa pressione. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.700 cabine e 100.000 gruppi di riduzione finale.

Il 58% delle reti (152.595 km) è collocato al Nord, il 23% al Centro (59.782 km) e il restante 19% (49.983 km) si trova al Sud e in Sicilia.

Mediamente i distributori possiedono l'85% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 10,7%. Le quote di proprietà variano abbastanza da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti diversi dal distributore e dal Comune cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle percentuali può differire dal 100%.

1D Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

CAPITOLO 3

TAV. 3.13 *Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2018*

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km; canone annuo in €/km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	840	6807	107,7	12.764,2	11.642,9	94,7%	4,7%
Valle d'Aosta	5	56	0,0	167,2	194,1	98,6%	0,8%
Lombardia	1747	16.620	122,1	15.163,2	32.882,3	78,5%	16,0%
Trentino-Alto Adige	227	20.107	193,3	2.143,8	2.107,7	91,3%	8,4%
Veneto	669	13.336	297,5	11.238,3	18.961,0	81,0%	18,5%
Friuli-Venezia Giulia	127	1.522	5,4	2.283,3	5.233,8	65,1%	34,2%
Liguria	82	3.037	23,5	2.061,5	3.996,9	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	529	7.820	221,8	17.613,8	13.169,8	70,5%	15,1%
Toscana	328	10.150	239,9	6.703,7	9.972,5	87,2%	12,8%
Umbria	186	1.999	101,2	1.991,8	3.390,9	58,8%	41,2%
Marche	129	2.357	12,7	4.637,0	4.721,7	57,9%	30,5%
Lazio	326	2.502	172,5	7.621,8	7.964,0	63,7%	36,3%
Abruzzo	214	2.117	3,7	4.889,8	5.068,8	69,2%	30,6%
Molise	95	521	0,8	1.131,5	1.157,9	71,1%	28,6%
Campania	342	5.767	30,3	4.855,5	8.350,4	81,7%	17,1%
Puglia	245	1.868	76,1	3.676,6	8.710,7	91,7%	8,1%
Basilicata	113	447	0,8	977,8	1.672,0	54,1%	45,3%
Calabria	252	884	25,9	3.814,1	3.591,8	89,7%	10,2%
Sicilia	227	1.875	72,6	5.093,3	9.035,5	95,2%	4,6%
ITALIA	**6.683**	**99.792**	**1.707,7**	**108.828,4**	**151.824,8**	**85,0%**	**10,7%**
di cui non in funzione	-	-	6,3	220,6	173,9	-	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013. Definite[11] nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati presso i punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

11 Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

12 Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

13 Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

TAV. 3.14 *Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2018*

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2018 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in metri cubi

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,1%	21,9%	14.219
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	41,7%	6,0%	193
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,7%	45,3%	1.120
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	1.435
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,0%	1.838
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,1%	2,9%	29.987
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,4%	23,9%	23.371
	TOTALE	**100,0%**	**100,0%**	**1.351**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più della metà dei clienti (il 54,7%) utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva il 45,3% del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.120 m^3/anno, di poco superiore a quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.111 m^3.

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (41,7%) è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è risultato pari al 6% del totale, per un consumo unitario di 193 m^3 (202 nel 2017).

Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) sono una piccola quota dei clienti totali (solo il 2,1%), ma nel 2018 hanno assorbito ben il 21,9% del gas distribuito, con un consumo annuo *pro capite* di 14.219 m^3. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 2,9% dei prelievi. Quasi un quarto dei volumi di gas (il 23,9%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici che di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio di questi clienti è ovviamente elevato e si aggira intorno a 23.000 m^3, in sensibile aumento rispetto all'anno precedente (circa 22.000 m^3).

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.351 m^3/anno tavola 3.14)) di poco superiore ai 1.338 m^3 rilevati per il 2017.

La tavola 3.15 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m^3), comprendono principalmente consumi solo di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (47,2%), ma assorbono solo il 5,5% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (40%) sia di volumi (27,2%) è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m^3; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o la cucina.

I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,9% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,8%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura[12] rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna[13], si ottiene un valore più ampio di circa 1,4 milioni di unità, quasi tutte concentrate nella fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.16, che riporta entrambe queste specificazioni, in tutto il paragrafo i clienti sono conteggiati

CAPITOLO 3

TAV. 3.15 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo*

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2018 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m³/anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	7.188	5.788	179	24,4%	0,6%
121-480	5.445	5.427	1.584	22,8%	4,9%
481-1.560	9.516	9.502	8.741	40,0%	27,2%
1.561-5.000	2.611	2.608	5.968	11,0%	18,6%
5.001-80.000	425	425	6.539	1,8%	20,3%
80.001-200.000	13	13	1.523	0,1%	4,7%
200.001-1.000.000	7	7	2.713	0,03%	8,4%
Oltre 1.000.000	2	2	4.908	0,01%	15,3%
TOTALE	25.206	23.771	32.155	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

in termini di gruppi di misura.

I dati mostrano una sostanziale stabilità rispetto al 2017, sia in termini di clienti che in termini di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, che lo scorso anno era pari all'87,6% in termini di gruppi di misura, nel 2018 è scesa all'87,2%, mentre quella in termini di volumi prelevati è passata dal 33% al 32,6%.

La tavola 3.16 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas* (TIVG)[14].

Nel 2018 il settore domestico risulta composto da 21,9 milioni di clienti che hanno prelevato 15,5 miliardi di m³, ovvero il 48,1% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 56% di tutto il gas distribuito in Italia e il 93,1% dei clienti totali.

Circa un miliardo di metri cubi (il 3,6% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole.

I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 6,6% dei clienti e il 40,4% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 706 m³ per i clienti domestici, 11.634 per i condomini, 13.589 per le attività di servizio pubblico e 8.320 per gli "altri usi", mentre la media di tutti i clienti nel loro complesso risulta pari a 1.351 m³, superiore dell'1% a quella dell'anno precedente (1.338 m³).

Nella categoria dei domestici, la fascia di consumo principale è la 481-1.560 m³/anno: vi ricade il 41% dei clienti e il 54% dei volumi, con un consumo medio unitario di 918 m³/anno. Oltre la metà (56%) dei condomini con uso domestico appartiene alla fascia di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 17.111 m³/anno. Nella stessa fascia di consumo ricade anche la quota principale (30%) di utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 39% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 17.690 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", non si riscontra una fascia di consumo principale in termini di numerosità, mentre considerando i volumi si riscontra una lieve prevalenza (35%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

14 Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

TAV. 3.16 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso*

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2018 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m³/anno)	GRUPPI DI MISURA				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	5.342,0	21,0	17,2	408,3	172	0	0	5
121-480	5.204,0	11,7	7,8	203,3	1.513	3	2	61
481-1.560	9.051,7	22,7	15,9	411,2	8.304	22	15	384
1.561-5.000	2.262,1	38,2	17,2	291,0	4.982	121	50	808
5.001-80.000	49,7	120,7	25,3	229,4	403	2.066	448	3.617
80.001-200.000	0,2	1,9	1,1	9,4	19	216	134	1.153
200.001-1.000.000	0,1	0,3	0,5	5,7	26	80	178	2.426
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	1,6	41	11	328	4.525
TOTALE	**21.909,6**	**216,5**	**85,1**	**1.560,0**	**15.461**	**2.519**	**1.157**	**12.980**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.17.

La tavola consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi unitari medi che – per il complesso delle tipologie di clienti – al Nord (1.695 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e Sicilia (679 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.103 m³). La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 12.804 m³ al Nord, 9.478 m³ al Centro e 4.950 m³ al Sud. Un divario meno marcato è mostrato dalle attività produttive ("altri usi"), con 9.392 m³ al Nord, 6.755 al Centro e 4.821 al Sud. Una differenziazione analoga emerge per le attività di servizio pubblico, i cui consumi unitari sono di 15.478 m³ al Nord, 13.093 al Centro e 8.433 al Sud, nonché per il segmento domestico, i cui consumi *pro capite* sono di 824 m³ al Nord, 623 al Centro e 486 al Sud.

CAPITOLO 3

TAV. 3.17 *Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2018*

Clienti in migliaia e volumi in M(m^3)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.927	1.479	36	424	8	130	144	1.533
Valle d'Aosta	20	17	1	8	0	5	2	15
Lombardia	4.450	3.727	57	863	15	255	403	3.604
Trentino-Alto Adige	246	205	8	70	2	40	29	373
Veneto	1.924	1.795	16	149	6	121	187	1.891
Friuli-Venezia Giulia	516	418	6	72	2	47	39	331
Liguria	862	393	10	164	3	30	35	245
Emilia-Romagna	2.076	1.873	23	260	12	129	207	1.837
Toscana	1.508	1.135	12	104	4	62	117	962
Umbria	339	220	2	15	1	16	27	214
Marche	636	498	4	26	3	34	50	341
Lazio	2.230	1.054	26	283	9	117	85	584
Abruzzo	600	402	3	17	3	29	62	224
Molise	126	81	1	5	1	7	7	33
Campania	1.395	601	5	28	5	51	53	328
Puglia	1.321	761	2	15	3	36	45	227
Basilicata	200	130	1	6	1	11	12	36
Calabria	442	196	1	3	2	12	15	57
Sicilia	1.091	476	2	9	4	25	40	145
ITALIA	**21.910**	**15.461**	**217**	**2.519**	**85**	**1.157**	**1.560**	**12.980**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura, con la ripartizione tra elettronici e tradizionali al 31 dicembre del 2016 e del 2017, evidenziando per l'ultimo anno anche il loro grado di accessibilità fisica[15]. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta con revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

15 La definizione di accessibile, non accessibile o parzialmente accessibile dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

TAV. 3.18 *Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2017 e 2018 per classe di misuratore*

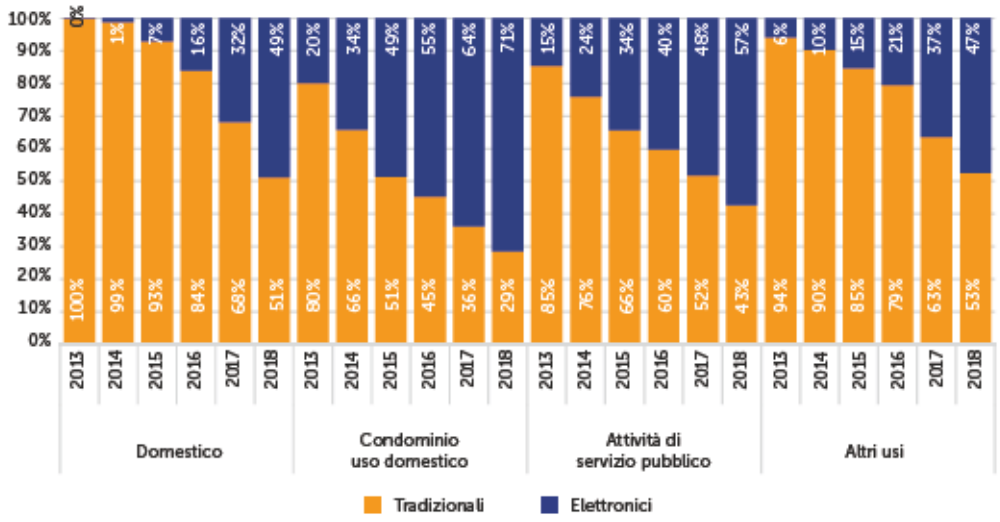
Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m^3)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2017 NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	2018 NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI						
Fino a G6	7.190	4.377	1.851	4.925	11.153	7.901
G6	77	60	18	35	113	317
Da G6 a G25	233	131	51	59	241	1.752
G25	99	45	27	27	99	1.424
G40	54	23	15	17	55	1.321
Oltre G40	65	26	16	22	65	10.280
Totale elettronici	**7.718**	**4.662**	**1.978**	**5.084**	**11.725**	**22.994**
TRADIZIONALI						
Fino a G6	15.364	4.759	1.635	5.163	11.557	7.950
G6	537	188	73	200	460	838
Da G6 a G25	37	12	5	11	28	105
G25	6	2	1	2	5	38
G40	2,8	1	1	1	2,7	29
Oltre G40	3	1	1	2	4	165
Totale tradizionali	**15.951**	**4.963**	**1.716**	**5.378**	**12.057**	**9.127**
TOTALE GRUPPI DI MISURA	**23.668**	**9.626**	**3.694**	**10.463**	**23.782**	**32.121**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.10 *Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente*

Percentuale di gruppi di misura installati



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 3

TAV. 3.19 *Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m³)	GIORNALIERA	MENSILE	PDR ATTIVI CON MISURA			PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	TOTALE
			1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO		
0 - 500	0,4%	0,5%	83,1%	5,9%	8,5%	1,7%	100,0%
501 - 1.500	0,6%	0,5%	4,5%	24,4%	61,5%	8,6%	100,0%
1.501 - 5.000	3,1%	0,8%	0,7%	4,2%	75,1%	16,1%	100,0%
>5.000	65,1%	30,1%	0,4%	0,3%	3,4%	0,7%	100,0%
TOTALE	2,2%	1,1%	37,5%	13,3%	39,4%	6,5%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole, in particolare nei settori caratterizzati da più elevati consumi: i gruppi di misura di portata più ampia (quelli dal G25 in avanti) nel 95% dei casi sono elettronici.
Più in generale, tra il 2017 e il 2018 il numero di misuratori elettronici in funzione è aumentato del 52%. Nel corso dell'anno ne sono stati installati 4 milioni, il 99% dei quali di piccola taglia, ovvero fino alla classe G6. Alla fine del 2018 risultano dotati di misuratore elettronico del gas metà (49%) dei clienti domestici, oltre due terzi dei condomini (71%), il 57% delle attività di servizio pubblico e il 47% dei clienti con altri usi (figura 3.10).

L'attività di misura dei distributori è riassunta nella tavola 3.19 che riporta le percentuali di clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza di rilevazione dei loro consumi nel corso dell'anno. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di consumo dei clienti varia a seconda della loro dimensione: la lettura giornaliera o mensile è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili.

I clienti caratterizzati da consumi molto contenuti, fino a 500 m3/anno, hanno avuto un tentativo di misura all'anno nell'83% dei casi, sono stati letti con periodicità semestrale nel 6% dei casi e con periodicità quadrimestrale nel rimanente 11%. Quasi tutti i clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m^3, invece, sono oggetto di rilevazione due o tre volte all'anno (rispettivamente, nel 24,4% e nel 61,5% dei casi); solo l'8,6% di questi consumatori ha più di tre rilevazioni all'anno. La lettura dei consumi dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m^3/anno) avviene in prevalenza tre volte l'anno (75%) o più di tre volte l'anno (16%). Infine, i clienti più grandi sono oggetto di rilevazione quotidiana per il 65% e mensile per il 30%.
Esaminando i totali si può vedere che la misura giornaliera riguarda solo il 2,2% dei clienti (che consumano però il 42,4% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per l'1,1% dei consumatori (7,4% dei volumi distribuiti); la rilevazione a cadenza annuale interessa il 37,5% dei clienti (che impiegano però solo il 5,8% dei volumi); per il 13,3% dei consumatori (7,4% dei volumi) la rilevazione avviene due volte l'anno, mentre il 39,4% dei clienti (che assorbe il 31,2% dei volumi distribuiti) è oggetto di lettura tre volte l'anno. Infine, il 6,5% dei consumatori (5,6% dei volumi) ha più di tre rilevazioni l'anno (ma meno di 12).

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2018 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Il gruppo Italgas occupa come di consueto la prima posizione, con una quota del 28,4%. Diversamente dal passato e da quanto accade negli altri segmenti della filiera e in settori collegati, il secondo gruppo, che è 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 18,6%. Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015 e Nedgia nel 2018. Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera (9,4%), il quarto è A2A (7,5%), il quinto è Iren (4,4%), il sesto è Ascopiave, il settimo è E.S.Tr.A. e l'ottavo è Eg Holding, mentre per le posizioni successive, a eccezione della quindicesima (Edison) e della diciottesima (Sime Crema), vi sono cambiamenti rispetto al 2017.
Nel 2018 i primi venti gruppi hanno erogato l'85,1% del totale dei volumi, sostanzialmente la stessa quota dell'anno precedente (85%).

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2018*

Volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Italgas	9.121	28,4%	1°
2I Rete Gas S.P.A.	5.963	18,6%	2°
Hera	3.020	9,4%	3°
A2A	2.422	7,5%	4°
Iren	1.414	4,4%	5°
Ascopiave	1.020	3,2%	6°
E.S.Tr.A.	623	1,9%	7°
Eg Holding	421	1,3%	8°
Acsm-Agam	372	1,2%	14°
Agsm Verona	186	0,6%	9°
Ambiente Energia Brianza	360	1,1%	10°
Energei	336	1,0%	11°
Dolomiti Energia	313	1,0%	12°
Gas Rimini	302	0,9%	13°
Edison	263	0,8%	15°
Aimag	256	0,8%	17°
Aim Vicenza	254	0,8%	16°
Sime Crema	256	0,8%	18°
Gas Plus	236	0,7%	20°
Amga - Azienda Multiservizi	210	0,7%	21°
Altri	4.771	14,9%	-
TOTALE	32.116	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte presso la rete 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 o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2018 sono state realizzate 77 connessioni con le reti di trasporto, di cui 59 alle condotte in alta pressione e 18 a quelle in media pressione (tavola 3.21). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 84 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 38,5 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni per entrambe le tipologie di condotte ed è anche salito il tempo medio per la loro realizzazione: sette giorni lavorativi in più nel caso delle reti in alta pressione e tre giorni in più nelle reti in media.

TAV. 3.21 *Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento*

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2017		2018	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Alta pressione	54	76,9	59	84
Media pressione	12	35,6	18	38,5
TOTALE	66	69,4	77	73,4

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22 *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento*

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2017		2018	
	NUMERO	NUMERO	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Alta pressione	-	-	-	-
Media pressione	3.602	21,2	3.707	13,7
Bassa pressione	120.512	7,7	100.449	17,6
TOTALE	124.114	8,1	104.156	13,8

(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.

Per le reti di distribuzione locale si osserva una diminuzione nel numero di connessioni realizzate (tavola 3.22): nel 2018 è risultato pari a 104.156, rispetto alle 124.114 del 2017. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (96,4%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già lo scorso anno. Si registra un sensibile accorciamento dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in media pressione, passati in media da 21,2 a 13,7 giorni lavorativi, mentre invece si rileva un considerevole aumento nei tempi medi per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati da 7,7 a 17,6 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere nel 2018 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale è risultato pari a 682. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 529 imprese (il 78%), 87 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Delle 529 società che hanno partecipato all'indagine, 47 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 482 attive, 70 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 299 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 113, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (tavola 3.23).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 272 G(m^3), con un incremento dello 0,5% rispetto allo stesso dato del 2017. Il 38,4% di tale gas, cioè 104,3 G(m^3), è stato intermediato dai grossisti, il 4,4%, cioè 11,9 G(m^3), dai venditori puri e il 57,3%, cioè 155,8 G(m^3), dagli operatori misti. Anche nel 2018, come accaduto negli

TAV. 3.23 *Numero di operatori e vendite nel 2018*

M(m3)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	70	-	104.318	93.615	104.318
Venditore puro	299	11.924	-	-	11.924
Operatore misto	113	44.820	110.945	72.132	155.765
Inattivo	47	-	-	-	-
TOTALE	529	56.744	215.263	165.747	272.007

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

anni recenti - con l'eccezione del 2017 - i grossisti puri e i venditori puri hanno perso terreno a scapito degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è tornata a salire (nel 2017 hanno intermediato il 56% del mercato complessivo).

Complessivamente il mercato all'ingrosso ha movimentato 215,3 G(m3), gas che è stato alimentato per il 48,5% da grossisti puri e per il restante 51,5% da operatori misti. I 56,7 G(m^3) venduti al mercato finale sono stati collocati per il 21% dai venditori puri e per il 79% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

Come già negli ultimi due anni, anche nel 2018 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 183 venditori, 2 in meno del 2017, hanno venduto complessivamente 4,4 G(m^3) in più del 2017. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto del 3,2%, passando da 1.140 a 1.176 M(m^3) nel complesso del mercato.

La tavola 3.24 riporta la consueta tassonomia, che suddivide i grossisti in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, effettuata prendendo a riferimento il volume totale di vendita di ciascuna impresa (che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto").

Nel 2018 la classe dei grandi conta un soggetto in più rispetto al 2017, come quella dei piccoli che ne ha quattro in più; viceversa si è ridotta la numerosità dei medi (-4 imprese) e quella dei piccolissimi (-3 imprese). Tra i grandi è entrata Engie Italia che, come vedremo tra breve, nel 2018 ha incorporato un'altra società del gruppo Engie (Engie Energy Management); gli altri quattro soggetti, cioè Eni Trading & Shipping, Edison, Enel Global Trading (nuovo nome di Enel Trade) e un'altra impresa del gruppo Engie, cioè Engie Global Markets, erano invece già inclusi nel 2017. Nella classe dei medi sono uscite otto imprese: Gas Natural Vendita Italia e Engie Energy Management perché incorporate, Engie Italia perché passata nella classe dei grandi, Eviva, Vitol e Statoil perché passate alla classe dei piccoli, Enova e Youtrade In Liquidazione perché nel 2018 non hanno intermediato gas all'ingrosso. Sono invece entrate quattro imprese: Danske Commodities A/S, Duferco Energia, E.On Energia e OMV Gas Marketing & Trading GmbH, tutte erano nella classe dei piccoli nel 2017.

CAPITOLO 3

TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI[(A)] PER CLASSE DI VENDITA	2014	2015	2016	2017	2018
NUMERO	**184**	**199**	**195**	**185**	**183**
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	3	4	4	4	5
Medi	26	32	39	41	37
Piccoli	78	66	65	55	59
Piccolissimi	76	96	86	84	81
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**146,8**	**177,7**	**195,6**	**210,8**	**215,3**
Eni	22,0	23,0	23,3	26,6	32,9
Grandi	40,9	58,9	65,7	70,1	85,4
Medi	63,5	78,4	92,1	100,0	81,5
Piccoli	19,4	16,3	13,3	13,0	14,4
Piccolissimi	0,9	1,2	1,1	1,2	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**798**	**893**	**1.003**	**1.140**	**1.176**
Eni	22.012	22.983	23.341	26.551	32.931
Grandi	13.649	14.713	16.428	17.524	17.075
Medi	2.441	2.449	2.361	2.438	2.201
Piccoli	249	247	205	236	245
Piccolissimi	12	12,0	12,9	14,2	13,1

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 15,3% (in ascesa rispetto al 12,6% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 39,7% ai grandi venditori (33,3% nel 2017), il 37,8% dai venditori medi (47,4% nel 2017). Le 140 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7,2% del mercato all'ingrosso. Diversamente dagli anni scorsi, quando la quota più ampia del mercato veniva fornita dai medi, nel 2018 risultano i 4 operatori di grande dimensione quelli ad aver trattato la quota maggiore del mercato (quasi il 40%), il cui venduto in media è di 17 G(m^3). La fetta del mercato dei medi si è infatti ridotta di dieci punti percentuali rispetto al 2017, scendendo al 37,8%.

La crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, pari a 4,4 G(m^3) (+2,1%) è andata prevalentemente a beneficio di Eni (+24%) e della classe dei grandi (+21,8%), mentre le vendite di medi e piccolissimi si sono ridotte di 18,6 G(m^3) rispetto al 2017.

Come sempre, sono numerose le variazioni societarie che sono state comunicate all'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso e che sono avvenute nel 2018 e nei primi mesi del 2019. Riassumendo:

- 20 imprese hanno dichiarato l'avvio dell'attività nel periodo considerato, tutte, tranne una, nel corso del 2018;
- sei imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale. Si tratta di: Azzalini Mario C., PremiumGas In Liquidazione, Unitrading Energia, Vellecco (nuova denominazione di Energy Enterprise), Solvay Energia Consorzio, Emmediesse (ex Madogas GPL);
- due imprese, Natural Energy ed Energie Diffuse, si sono estinte e la società Eviva è entrata in liquidazione volontaria;
- sono avvenute diverse incorporazioni tra società che appartenevano allo stesso gruppo societario. Si tratta di: Engie Italia che ha incorporato Engie Energy Management dall'1 gennaio 2018; Acel Energie che dall'1 luglio 2018 ha incorporato Acel Service e AEVV

Energie, nell'ambito del progetto di creazione della Multiutility del Nord di cui si è detto anche nel Capitolo 2; l'1 gennaio 2019 Edison Energia ha ncorporato Edison Energie (cioè Gas Natural Vendita Italia che dal 22 febbraio 2018 era entrata nel gruppo Edison, assumendo appunto la nuova denominazione di Edison Energie) e A2A Energia ha incorporato Linea Più dall'1 maggio 2019;

- 4 imprese hanno cambiato gruppo societario: Onda Energia non fa più parte di alcun gruppo dal 3 gennaio 2018 in quanto le quote societarie prima possedute da Sinergia R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; dal 7 febbraio 2018 Blu Ranton è entrata nel gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; da settembre 2018 Spezia Energy Trading è passata al gruppo Iren dal gruppo Enoi perché Spienergy ne ha ceduto l'intero capitale sociale a Iren Mercato; SG Energia (vecchia denominazione sociale di Simp Gas) è entrata nel gruppo Gas Rimini dal 4 ottobre 2018;
- due imprese hanno cambiato natura giuridica, divenendo società per azioni e molte aziende hanno cambiato ragione sociale (tra cui: DufEnergy Trading SA ora si chiama DTX Commodities SA; Statoil ASA è ora Equinor ASA, Enel Trade è diventata Enel Global Trading, Pasubio Servizi ha assunto la denominazione di Ascopiave Energie, Neas Energy è diventata Centrica Energy Trading).

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (tavola 3.25): su 100 m^3 acquistati, in media 83,7 m^3 (84,2 nel 2017) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (59,7 m^3) sulle importazioni (24 m^3). I restanti 16,3 m^3 provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (13,3 m^3) e sempre in minima parte (1,9 $m3^3$) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media viene procacciato 1 m^3 su 100 (questo valore è comunque in leggera crescita rispetto a quello del 2017, quando era pari a 0,9 m^3).

L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni che, come si è visto nelle pagine precedenti, possiede il 76,2% della produzione nazionale e importa più di metà (il 52,3%) del gas estero che entra nel mercato italiano. La fonte estera, tuttavia, riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano circa il 22% del gas che poi rivendono. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per tutte le classi (tranne che per Eni e per i piccolissimi). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, rivestono il peso maggiore nell'approvvigionamento dei piccolissimi (49,7%) e un peso importante per i piccoli (29,1%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti è quella dei piccoli che li acquistano il 2,7% del gas che rivendono.

CAPITOLO 3

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2018*

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	8,3%	0,2%	0,0%	5,0%	4,1%	1,9%
Importazioni	75,6%	21,7%	7,4%	11,7%	2,9%	24,0%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,6%	2,5%	23,3%	29,1%	49,7%	13,3%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,0%	0,1%
Acquisti al PSV	14,3%	75,3%	67,4%	51,2%	40,7%	59,7%
Acquisti in Borsa	0,1%	0,2%	1,7%	2,7%	2,6%	1,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.26 *Impieghi di gas dei grossisti nel 2018*

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	74,9%	89,3%	72,1%	60,5%	34,7%	77,1%
- di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,0%	0,3%	1,5%	0,1%	0,2%
- di cui vendite al PSV	73,7%	81,7%	81,4%	53,6%	63,4%	60,5%
A clienti finali	11,8%	5,5%	22,9%	35,0%	48,4%	16,4%
- di cui collegati societariamente	0,0%	31,2%	38,2%	1,7%	6,0%	25,5%
Autoconsumi	13,1%	4,4%	3,0%	1,4%	15,1%	5,1%
Borsa	0,2%	0,8%	2,1%	3,1%	1,8%	1,4%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.27 *Vendite dei principali grossisti nel 2018*
M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	32.931	5.157	38.088	15,3%
Engie Global Markets	21.262	-	21.262	9,9%
Eni Trading & Shipping	19.625	-	19.625	9,1%
Enel Global Trading	19.392	1.839	21.231	9,0%
Edison	14.961	2.221	17.182	6,9%
Engie Italia	10.137	1.149	11.286	4,7%
Shell Energy Europe Limited	7.800	-	7.800	3,6%
Dxt Commodities Sa	6.818	-	6.818	3,2%
Edf Trading Limited	5.381	-	5.381	2,5%
Engie Sa	4.560	-	4.560	2,1%
Gazprom Marketing and Trading Limited	4.139	-	4.139	1,9%
Gunvor International B.V.	4.132	-	4.132	1,9%
A2A	4.123	192	4.315	1,9%
Hera Trading	3.757	89	3.846	1,7%
Met International Ag	3.587	-	3.587	1,7%
Roma Gas & Power	2.500	173	2.673	1,2%
Spigas	2.396	214	2.610	1,1%
Hb Trading	2.339	-	2.339	1,1%
Enet Energy Sa	2.339	-	2.339	1,1%
Banca Imi	2.211	-	2.211	1,0%
Axpo Italia	2.045	1.009	3.054	1,0%
Bp Energy Europe Ltd Sede Secondaria	2.022	800	2.822	0,9%
Repower Italia	2.008	108	2.116	0,9%
Altri	34.799	31.869	66.668	16,2%
TOTALE	**215.263**	**44.820**	**260.082**	**100%**
Prezzo medio (c€/m^3)	24,06	37,53	26,38	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (tavola 3.26) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 77%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (89%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 16,4%, ma questa quota si va lentamente assottigliando nel tempo, era 17,2% nel 2017 e 18,3% nel 2016. La sua importanza è massima per i piccolissimi (48,6%) ed è rilevante per i piccoli (35%) oltre che per i medi (23%).

Gli operatori grandi e medi, che come si è appena detto usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), invece, concentrano le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 5,1% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per

i medio-piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,4%.
In base ai dati ricevuti dalle imprese attive che hanno risposto all'Indagine annuale (482 attive nel 2018 e 498 nel 2017), hanno venduto almeno 2 G(m^3), cioè circa l'84% circa di tutto il gas movimentato all'ingrosso, 23 società nel 2018 e 24 società nel 2017; hanno venduto almeno 1 G(m3) 35 imprese nel 2018 e 37 imprese nel 2017.
La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 2.000 M(m^3) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento.
Nato nell'ottobre del 2003, con il passare del tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.
Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* - OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Ciò ha decisamente spinto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze[16], ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse di altri paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

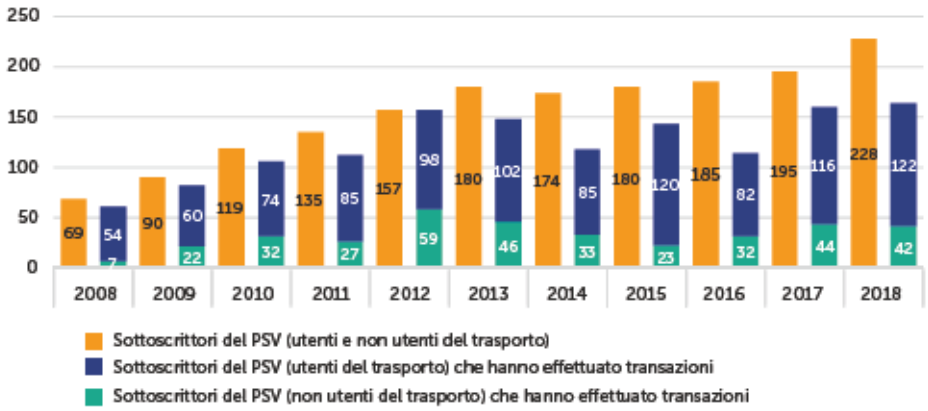
Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni[17].
Nel 2018, 164 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 42 di questi erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante l'andamento negativo della domanda di gas naturale, il numero dei sottoscrittori del PSV è salito a 228 unità, toccando nuovamente un punto di massimo. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (figura 3.11), è cresciuto di quattro unità (2,5%) rispetto al 2017, mentre una riduzione (-4,5%) si è manifestata nel numero dei trader puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) passati a 42 unità, contro le 44 del 2017.

La figura 3.12 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, ma anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*.

16 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 la 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.

17 Approvate dall'Autorità con la delibera 147/2017/R/gas.

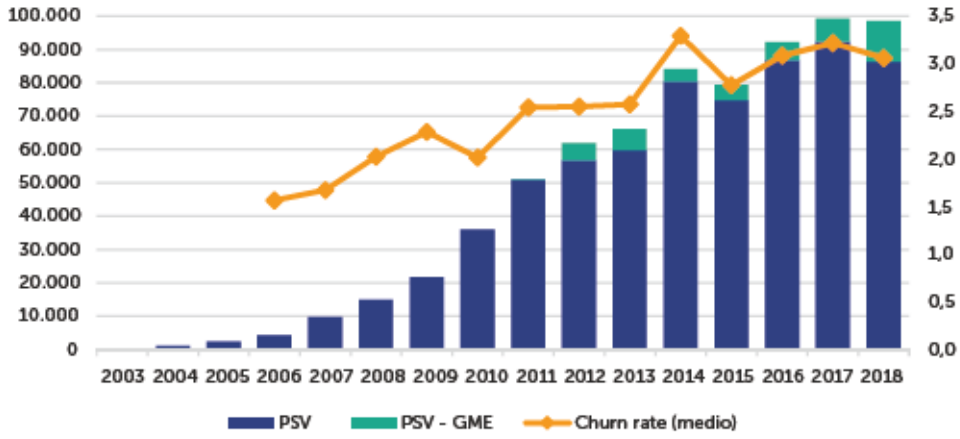
FIG. 3.11 *Sottoscrittori del PSV dal 2008*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.12 *Volumi delle transazioni al PSV e churn rate*

M(m³) standard da 38,1 MJ



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

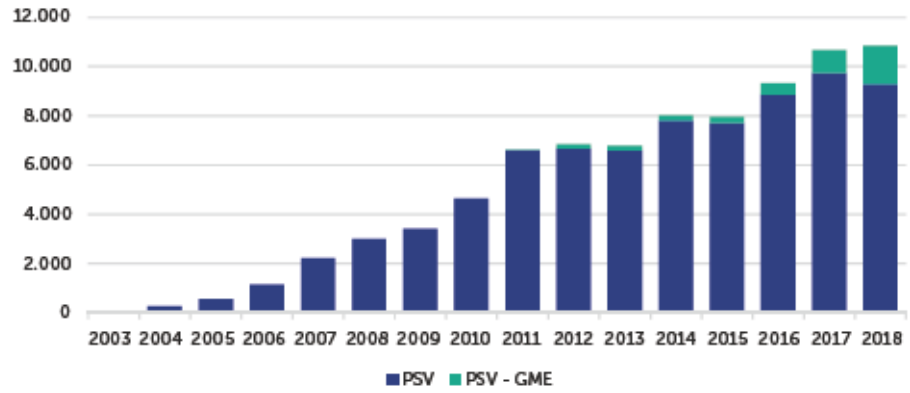
Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati grazie all'accrescersi delle modalità di acquisto disponibili descritte. A partire dall'autunno 2015, in particolare, le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, a spingere questa continua crescita vi sono stati anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

Nel 2018, tuttavia, anche a causa della riduzione della domanda di consumo complessiva gas, i volumi OTC scambiati presso il PSV hanno registrato un calo del 7% (figura 3.13). Ancora una fortissima crescita invece, pari al 77%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quelle già corpose del 18% del 2016 e del 26% del 2017. I volumi gestiti tramite Borsa sono quasi raddoppiati, salendo a 12,3 dai 6,9 G(m³) dell'anno precedente.

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

FIG. 3.13 *Numero delle transazioni al PSV*

Valore medio mensile del numero delle transazioni



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

della sua registrazione per la consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura 3.12 è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014. Negli ultimi tre anni sembra essersi stabilizzato intorno a 3,1, pertanto resta ancora largamente 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.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che stabilisce:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. Nel comparto aliquote della P-GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato.

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.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.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, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è 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.

Fino alla fine di settembre 2016, la PB-GAS risultava articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento[18], a partire dall'1 ottobre 2016 è stato introdotto in luogo dei comparti G-1 e G+1, 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 introduce, 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, il primo ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti spot utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni.
- Il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Le negoziazioni di entrambi i comparti 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), in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti futures con consegna al PSV.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure finalizzate a promuovere lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare interesse è la previsione di figure di *market making*, ossia di soggetti (*liquidity*

18 Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione europea il 26 marzo 2014.

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 ad un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari ad 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.

Prezzi e volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (tavola 3.28), nel 2018 sono stati scambiati volumi complessivi per 57,4 TWh, registrando un aumento del 27,7% rispetto ai volumi scambiati nel 2017. Anche per il 2018 – che è il secondo anno di piena operatività dei mercati del gas nel nuovo quadro regolatorio (si veda il paragrafo precedente) – si osserva che i volumi scambiati vengono ripartiti su tutte le diverse piattaforme di mercato. In particolare, dalla tavola 3.28 si può osservare come i volumi che negli anni 2012-2016 risultavano pressoché completamente ripartiti tra le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1, a partire dall'ultimo trimestre 2016 vengano negoziati all'interno dei diversi comparti del M-GAS. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (27,9 TWh; +17%), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas[19] per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento, che rappresentano il 18% dei volumi scambiati (-8% rispetto al 2017). Anche sul Mercato del Gas in Stoccaggio (13,5 TWh; -19%) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento (46%; +10 punti percentuali rispetto al 2017), la cui maggior partecipazione è sostenuta soprattutto sia dalle vendite sia dagli acquisti per finalità di Neutralità e altro. In netto aumento i volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima (13,0 TWh), favoriti dall'avvio a febbraio del meccanismo di *market making* (MM) (vedi paragrafo precedente). Durante il 2018 non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei Prodotti Locational, mentre si conferma la ripresa delle negoziazioni ad asta sul comparto royalties della P-GAS, con 2,4 TWh scambiati durante l'anno per un totale di 2,5 TWh andati in consegna nello stesso anno. In crescita anche le negoziazioni sul Mercato a Termine del Gas con 231 abbinamenti per un totale di 0,79 TWh, scambiati principalmente su prodotti mensili (70%). Si registrano negoziazioni anche sulla nuova Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 12 slot riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 1,4 M(m^3) liquefatti.

19 Secondo quanto previsto dal regolamento (UE) 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento.

20 Fonte: Thomson-Reuters.

21 Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i quantitativi rispettivamente negoziati.

TAV. 3.28 *Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME*

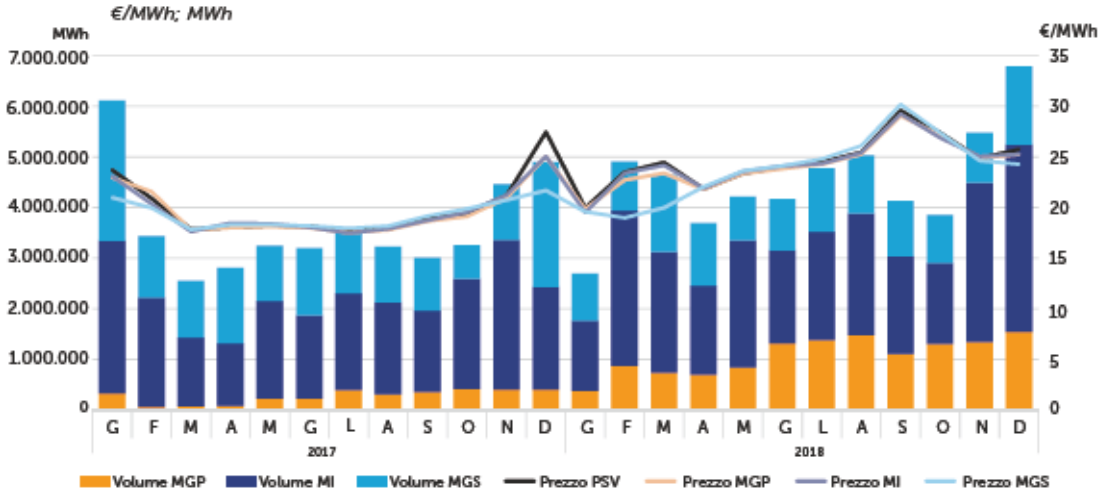
GWh

MERCATI		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P-GAS	Import	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-
	Royalties	-	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471
	Dlg 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M_GAS	MI-GAS	-	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862
	MGP-GAS	-	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	171	602
	MGS	-	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502
	MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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		0,4	4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443

Fonte: GME.

FIG. 3.14 *Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas*

€/MWh; MWh



Fonte: GME, Thomson-Reuters per il PSV.

Relativamente ai prezzi riscontrati sulle diverse piattaforme (figura 3.14), si possono approssimare tutti ad una media annuale di 24 €/MWh, in linea con la quotazione media annua sui mercati OTC al PSV (24,55 €/MWh[20]). In particolare, i prezzi medi dei due comparti del M-GAS - rispettivamente 24,28 €/MWh per MGP-GAS e 24,43 €/MWh per MI-GAS - hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV, registrando un differenziale medio tra quest'ultimo e il System average price (SAP)[21] di -20 c€/MWh. Si osservano rialzi puntuali dei prezzi nei mesi di febbraio e marzo 2018 in corrispondenza di un significativo incremento dei consumi, mentre il massimo storico di quasi 30 €/MWh è stato registrato nel mese di settembre 2018. Minore risulta invece la correlazione tra il prezzo al PSV e il prezzo del comparto MGS, che registra livelli inferiori nei primi mesi dell'anno, in corrispondenza della fase finale di prelievo dagli stoccaggi, e livelli maggiori nei mesi estivi, durante le iniezioni negli stessi, con un differenziale medio con il prezzo al PSV di -71 c€/MWh.

CAPITOLO 3

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori regolati, illustrati in queste pagine, nel 2018 al mercato finale, libero o tutelato, sono stati venduti 56,7 G(m^3), cui vanno aggiunti 183 M(m^3) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*[22]. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 57 G(m^3), con un calo di 3 G(m^3) rispetto al 2017 (tavola 3.29).

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, 14,5 G(m^3), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,4 G(m^3), cioè a un valore paragonabile ai 70,3 G(m^3) 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. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2018 è quindi sceso del 5,1% rispetto a quello del 2017, tornando ad allontanarsi dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m^3).

Diversamente dagli anni più recenti, nel 2018 anche gli autoconsumi hanno evidenziato una riduzione abbastanza consistente, pari al 3,7% in termini di volumi, che si è manifestata in misura assai più accentuata in termini di punti di prelievo, scesi a circa 1.500 unità, dalle 1.900 dell'anno precedente. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'87,5% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà più avanti nel paragrafo, il calo dei consumi finali, che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (-3,2%), appare legato a un ridimensionamento più consistente dei settori produttivi (e più precisamente del termoelettrico), rispetto a quello dei consumi civili.

Nel 2018, per la prima volta, i dati raccolti dall'Indagine evidenziano che il calo delle vendite è stato accompagnato anche da una discesa nel numero dei venditori attivi. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 529 imprese sulle 682 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2018 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 47 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 482 ve ne sono 70 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 412, otto in meno rispetto al 2017 (tavola 3.30).

L'accrescersi continuo del numero di imprese che nell'Anagrafica dichiarano l'attività di vendita induce, però, a ritenere probabile che questo calo sia influenzato dal livello di partecipazione all'Indagine da parte dei venditori, che in effetti è diminuito rispetto agli anni scorsi. Anche per questo occorre ricordare quanto già scritto in altre pagine precedenti e cioè che i dati dell'Indagine, al momento della stesura della *Relazione Annuale*, sono provvisori e quindi che vanno interpretati con cautela.

La riduzione nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi di venditori, con l'eccezione delle imprese di piccola dimensione, cresciute di nove unità. Tra i grandi venditori si registrano due unità in meno rispetto al 2017, uno in meno tra i medi e ben 14 in meno tra i piccolissimi. L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra segni analoghi a quelli delle variazioni nella numerosità delle imprese: il gas venduto dai piccoli operatori registra una crescita del 9,2%, mentre le altre classi di operatori evidenziano tutte un tasso in discesa: -6,2% sia nel caso dei grandi e dei medi, -12,8% nel caso dei piccolissimi.

Poiché il calo delle vendite è stato più ampio di quello nel numero dei venditori, il volume medio unitario di vendita si è ridotto di 5 M(m^3) rispetto al 2017, scendendo a 138 M(m^3). Nel 2009, prima della crisi economica, il venduto medio era quasi il doppio, pari a 230 M(m^3).

22 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.

TAV. 3.29 *Consumi finali di gas naturale nel 2017 e nel 2018*

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2017	2018	VARIAZIONE	2017	2018	VARIAZIONE
Vendite finali	59.816	56.744	-5,1%	21.177	21.611	2,0%
Forniture di ultima istanza e default	154	183	18,6%	108	120	11,4%
TOTALE MERCATO	**59.970**	**56.927**	**-5,1%**	**21.285**	**21.731**	**2,1%**
Autoconsumi	15.025	14.473	-3,7%	1,9	1,5	-19,9%
CONSUMI FINALI	**74.995**	**71.400**	**-4,8%**	**21.287**	**21.732**	**2,1%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.30 *Attività dei venditori nel periodo 2014-2018*

OPERATORI	VENDITE	2014	2015	2016	2017	2018
NUMERO		**342**	**378**	**402**	**420**	**412**
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	22	25	25	27	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	67	55	57	52	51
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	123	133	127	136	145
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	130	165	193	205	191
VOLUME VENDUTO G(m³)		**53,7**	**53,7**	**57,7**	**59,8**	**56,7**
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	36,1	36,2	40,1	42,5	39,9
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	13,3	12,7	12,8	12,4	11,6
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	3,8	4,4	4,2	4,4	4,8
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	0,4	0,5	0,6	0,6	0,5
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		**157**	**142**	**144**	**142**	**138**
Grandi	Superiori a 1.000 M(m³)	1.642	1.446	1.604	1.575	1.595
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m³)	199	230	225	238	228
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m³)	31	33	33	32	33
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m³)	3	3	3	3	3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 3

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 25 operatori, due in meno rispetto al 2017, in quanto sono entrati due soggetti e ne sono usciti quattro. Gli entranti, ovvero E.On Energia e Duferco Energia, provengono dalla classe inferiore. Gas Natural Vendita Italia è uscita in quanto, come si vedrà tra breve, si è estinta per incorporazione, mentre Enova, Eviva (che nel 2017 aveva incorporato Energetic Source) e Youtrade in liquidazione sono passate nella classe inferiore.

Nella classe dei medi, l'unico soggetto mancante rispetto al 2017 è il risultato del saldo tra sette ingressi e otto uscite: sono entrati Edison Energie, Enova, Europe Energy, Gas Plus Italiana, Eviva In Liquidazione, Met Energia Italia e Alpherg.

Come di consueto sono moltissime le operazioni societarie registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità tra il 2018 e i primi mesi del 2019. Alcune di esse sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato libero elettrico perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito la loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione.

- Incorporazioni: sono avvenute pressoché tutte all'interno dello stesso gruppo societario. Con decorrenza 1 luglio 2018 Acel Energie ha incorporato Acel Service e AEW Energie, nell'ambito del progetto di creazione della Multiutility del Nord. Con decorrenza 1 ottobre 2018, Hera Comm ha incorporato Amga Energia & Servizi; Hera Comm Marche ha incorporato Verducci Servizi e Gran Sasso, Nex è stata incorporata in Metania che, a sua volta, è stata incorporata in Estra Energie l'1 gennaio 2019. Dall'1 dicembre 2018, Evalida unipersonale ha incorporato Gheza Immobiliare. A gennaio 2019 Edison Energia ha incorporato Edison Energie (cioè Gas Natural Vendita Italia che dal 22 febbraio 2018 era entrata nel gruppo Edison, assumendo appunto la nuova denominazione di Edison Energie), Duferco Energia ha incorporato Utility 360 ed Emmediesse ha incorporato Madogas Natural Energy. Infine, A2A Energia ha incorporato Linea Più dall'1 maggio 2019.
- Cambio di gruppo societario: Onda Energia non fa più parte di alcun gruppo da gennaio 2018, in quanto le quote societarie prima possedute da Sinergia R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; Blu Ranton da febbraio 2018 è entrata a far parte del gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; Eroga Energia è uscita a marzo 2018 dal gruppo Tradeinv Gas & Energy ed è entrata nel gruppo RB Power & Gas; in maggio l'impresa Attiva è entrata nel gruppo Edison che ne ha acquisito l'intero capitale sociale da Soleil; Spezia Energy Trading è uscita a settembre dal gruppo Enoi per entrare nel gruppo Iren perché Spienergy ha ceduto il 100% del capitale sociale a Iren Mercato; SG Energia (ex Simp Gas) è entrata a far parte del gruppo Gas Rimini da ottobre, così come One Power&Gas è entrata a far parte del gruppo One Power; a novembre Sangroservizi è entrata nel gruppo Hera in quanto Hera Comm, che da marzo aveva acquisito il 49% del capitale sociale da Estra Energie, ha acquistato il restante 51% dai Comuni di Atessa, San Vito Chietino e Paglieta (CH); a dicembre Enerjo è uscita dal gruppo Fin Consorzio. Da marzo 2019 Gesam Gas & Luce è entrata nel Gruppo Canarbino, mentre in aprile Alperia Sum (ex Servizi Unindustria Multiutilities) è entrata nel gruppo Alperia;
- Avvio: 66 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo sei hanno indicato anche la vendita a clienti tutelati;
- Cessazione: 11 imprese in totale hanno cessato l'attività. Più precisamente, Alpha Gas ha dichiarato la cessazione della vendita a clienti liberi, mentre le altre 10 hanno dichiarato la cessazione della vendita a clienti tutelati (Ci & Es Energy, Brand of Agency, Match Energy, Chieriprogresso, Azzalini Mario C., Unipower Italia, Metano Mobile, Bp Energy Europe Ltd Sede Secondaria, Enova, Heart Energy);
- Cessione/acquisizione dell'attività di vendita a clienti liberi: da febbraio 2018 Sistema Energia Italia ha acquisito l'attività da Smart Luce e Gas; dal mese di luglio Green Network ha acquisito l'attività da Burgo Energia (ma l'acquisizione non riguarda i contratti di dispacciamento e trasporto che rimarranno nella titolarità di Burgo Energia), Enel.si ha acquisito l'attività da Yousave e Energy Wave ha acquisito l'attività da Restiani; in ottobre Europe Energy ha acquisito parzialmente l'attività da Edlo Energy, mentre in dicembre A2A Energia ha acquisito l'attività da X3Energy. A gennaio 2019 Axpo Italia ha acquisito l'attività da BP Energy Europe Ltd Sede Secondaria - principalmente attraverso la cessione di un ramo d'azienda - ed Energy Puglia in liquidazione ha ceduto l'attività a Energie Puglia;

- Cessione/acquisizione dell'attività di vendita ai clienti liberi e tutelati: dal mese di gennaio 2018 Estra Energie ha acquisito l'attività da Picenogas Vendita e da Gas Tronto, nel primo caso come conseguenza dell'acquisto di quote del capitale sociale, mentre nel secondo caso si tratta di un affitto di ramo d'azienda; Gas Sales ha acquisito l'attività da Asmu; in luglio, nell'ambito del progetto di creazione della Multiutility del Nord, Enerxenia ha acquisito parzialmente l'attività da A2A Energia per l'area di Varese; in ottobre Pasubio Servizi ha acquisito l'attività da Veritas Energia e ha poi cambiato la ragione sociale in Ascopiave Energie; il Comune di San Giuliano di Puglia ha ceduto l'attività a Estra Energie in novembre. Da marzo 2019 Hera Comm ha invece acquisito l'attività da C.M.V. Energia & Impianti, attraverso un'operazione di scissione parziale proporzionale;
- Cambio natura giuridica: 9 società hanno cambiato natura giuridica e quasi tutte sono diventate società per azioni;
- Cambio di ragione sociale: 33 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria;
- Estinzione: Natural Energy si è estinta per liquidazione a maggio 2018; Energie Diffuse si è estinta per scioglimento a luglio 2018.

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri[23] non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (92,1%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (7,6%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,3%).

Come in passato, quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 12% e il 22% del gas che rivendono. Quasi tutto il gas (99,6%) nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 9,7% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato.

Il 7,5% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 31 su 412, ha venduto nel 2018 oltre 300 M(m^3) e sono elencate nella tavola 3.31. Nel 2017 questa quota era pari al 7,1%, visto che 30 imprese su 420 avevano superato tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 39,96 c€/m^3, rincarato di 5,68 c€ (+16,6%) rispetto al 2017. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 37,53 c€/m^3. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,44 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 24,05 c€/m^3 praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 24,43 c€/m^3, cioè 0,38 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è cresciuto rispetto al 2017 (17,1%). Nel confronto con i prezzi osservati nel 2018 emerge anche che i differenziali di prezzo si sono ristretti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 2,86 c€/m^3, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 0,45 c€.

Nel 2018 il prezzo richiesto dai grossisti a tutti i loro clienti (finali o altri rivenditori) è risultato mediamente di 26,37 c€/m^3, mentre quello richiesto dai venditori appare superiore di 3,31 centesimi, essendo risultato pari a 29,69 c€/m^3.

23 L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

CAPITOLO 3

TAV. 3.31 *Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2018*

M(m^3) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni Gas e Luce	5.785	46	5.831	10,2%
Eni	5.157	32.931	38.088	9,1%
Edison Energia	4.857	1.825	6.681	8,6%
Enel Energia	4.408	-	4.408	7,8%
Iren Mercato	2.407	208	2.615	4,2%
Edison	2.221	14.961	17.182	3,9%
Ep Commodities	1.890	286	2.175	3,3%
Enel Global Trading	1.839	19.392	21.231	3,2%
Hera Comm	1.767	225	1.992	3,1%
A2A Energia	1.324	35	1.358	2,3%
Sorgenia	1.274	209	1.484	2,2%
Engie Italia	1.149	10.137	11.286	2,0%
Axpo Italia	1.009	2.045	3.054	1,8%
E.On Energia	949	107	1.055	1,7%
Estra Energie	928	1.576	2.504	1,6%
Shell Energy Italia	826	749	1.575	1,5%
Bp Energy Europe Ltd	800	2.022	2.822	1,4%
Solvay Energy Services Italia	688	-	688	1,2%
Vivigas	651	136	786	1,1%
Unogas Energia	643	153	796	1,1%
Ascotrade	523	330	852	0,9%
Dolomiti Energia	492	-	492	0,9%
Metaenergia Spa	444	60	504	0,8%
Egea Commerciale	378	39	417	0,7%
Green Network	357	111	468	0,6%
Linea Più	356	22	379	0,6%
Edison Energie	343	375	718	0,6%
Repower Vendita Italia	335	-	335	0,6%
Soenergy	331	73	404	0,6%
Alperia Energy	330	53	383	0,6%
Duferco Energia	329	698	1.027	0,6%
Altri	11.953	22.145	34.098	21,1%
TOTALE	**56.744**	**110.945**	**167.689**	-
Prezzo medio (c€/m^3)	39,96	24,43	29,69	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.32 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2018*

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Eni	10.942	19,3%	1°
Edison	7.512	13,2%	2°
Enel	6.247	11,0%	3°
Iren	2.532	4,5%	5°
Hera	2.116	3,7%	6°
A2A	1.899	3,3%	7°
Energeticky A Prumyslovy Holding, A.S.	1.890	3,3%	4°
Sorgenia	1.274	2,2%	8°
Engie	1.149	2,0%	10°
Axpo Group	1.009	1,8%	9°
E.On	949	1,7%	11°
Estra Spa	928	1,6%	13°
Royal Dutch Shell Plc	826	1,5%	12°
British Petroleum	800	1,4%	32°
Ascopiave	794	1,4%	14°
Unogas	715	1,3%	16°
Solvay Energy Services Italia	688	1,2%	19°
Eg Holding Spa	651	1,1%	17°
Dolomiti Energia	492	0,9%	21°
Metaenergia Spa	446	0,8%	18°
Altri	12.885	22,7%	-
TOTALE	56.744	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 3.32).

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 19,3%) si è ridotto di un punto e mezzo percentuale rispetto al 2017, mentre quelli dei gruppi Enel ed Edison sono rimasti pressoché invariati. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è accorciata (da 7,4% a 6%), mentre quella tra Edison ed Enel è ferma a poco più di due punti percentuali.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, sono da notare lo scivolamento in settima posizione del gruppo ceco Energeticky a Prumyslovy Holding (che include la società EP Commodities) che l'anno scorso ricopriva il quarto posto e, al contrario, l'ascesa del gruppo BP, quest'anno al quattordicesimo posto dal trentaduesimo del 2017; le vendite al mercato finale di questo gruppo, tradizionalmente importante nelle fasi più a monte (le vendite all'ingrosso superano i due miliardi di metri cubi) quest'anno sono triplicate, avendo raggiunto 800 M(m³) dai 254 M(m³) realizzati nel 2017.

Nel 2018 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è diminuito. I primi tre gruppi controllano il 43,5%, mentre nel 2017 la quota era pari al 45%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 51,7% (contro il 53,4% del 2017).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato

della vendita è risultato pari a 761, inferiore quindi a quello del 2017, che era pari a 817. Il livello dell'indice si è quindi ulteriormente allontanato dal valore 1.000 al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

La tavola 3.33 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2018 sono provvisori. Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2018 sono stati venduti 71,2 G(m^3) – di cui 14,5 destinati all'autoconsumo e 56,7 alla vendita – a 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2017 in quasi tutti i settori, con l'eccezione di quelle alle famiglie. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un calo dello 0,3%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una perdita del 4,3%, meno rilevante di quella registrata nelle vendite del mercato tutelato, scese del 10,1%. 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 settori. Questi sono risultati pari a 154 M(m^3) nel 2017 e a 183 M(m^3) nel 2018. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 8,3 G(m^3), e la discesa rispetto al 2017 si riduce leggermente a -9,6%.

TAV. 3.33 *Consumi finali di gas naturale per settore di consumo*

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m^3)

SETTORE DI CONSUMO	2017				2018			
	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	8.356	6.880	-	15.236	7.542	7.736	-	15.278
Condominio uso domestico	598	1.888	9	2.495	528	1.919	7	2.454
Commercio e servizi	15	7.400	49	7.464	-	7.385	24	7.409
Industria	3	19.838	1.529	21.370	-	18.930	1.781	20.711
Generazione elettrica	-	13.494	13.438	26.932	-	11.506	12.661	24.167
Attività di servizio pubblico	2	1.343	-	1.345	-	1.198	-	1.198
TOTALE VOLUMI	**8.973**	**50.843**	**15.025**	**74.841**	**8.070**	**48.674**	**14.473**	**71.217**
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	10.861	8.810	-	19.671	10.040	10.070	-	20.111
Condominio uso domestico	80	117	-	198	72	127	-	200
Commercio e servizi	9	1.052	1	1.062	-	1.060	1	1.061
Industria	2	180	-	182	-	180	-	180
Generazione elettrica	-	1	-	1	-	1	-	1
Attività di servizio pubblico	-	65	-	65	-	59	-	59
TOTALE DI RICONSEGNA	**10.952**	**10.225**	**2**	**21.179**	**10.113**	**11.498**	**2**	**21.612**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente diminuiti (-19,9%), così come una riduzione del 7,7% ha interessato i clienti serviti nel mercato tutelato (tenendo conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 7,5%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 12,5%.

Come accennato all'inizio del Capitolo, nel 2018 l'economia italiana ha rallentato rimanendo comunque in aumento dello 0,9%; il settore industriale si è mantenuto in ripresa, ma i settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati modesti o negativi. Inoltre, il clima è stato caldo. In base a questi elementi si può comprendere il contenimento dei consumi di gas che è stato più rilevante (-7,1%) per i settori produttivi rispetto a quello registrato nel settore civile (0,8%), che oltre al settore domestico include i condomini, il terziario e le attività di servizio pubblico.
Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2017 sono cresciute del 4,2%. Infatti, i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie sono risultati del 12,5% più elevati rispetto al 2017, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,6%, quelli del commercio sono rimasti sostanzialmente stabili (-0,2%) mentre quelli delle attività di servizio pubblico sono nettamente diminuiti (-10,8%).

Nel 2018 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono aumentati di 433.000 punti di riconsegna. La diminuzione delle vendite, quindi, non è dovuta a un restringimento della platea dei contratti, bensì a un genuino calo dei consumi. Si registra, comunque e da diversi anni uno spostamento dei clienti verso il mercato libero, in parte dovuto alla graduale espulsione dalla tutela, *ope legis*, di tutte le categorie di clienti non domestiche[24] e, per quanto riguarda le famiglie, in parte dovuta alla fine del regime di tutela programmato per il primo luglio 2019.
Nel 2018, infatti, 839.000 clienti sono complessivamente usciti dal mercato tutelato, mentre il mercato libero ne registra 1 milione e 273 mila in più.
In particolare, si evidenzia nel servizio di tutela l'uscita di 821.000 famiglie, mentre nel mercato libero vi sono 1.261.000 clienti domestici in più rispetto al 2017. Anche nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è positivo: a fronte di 8.000 punti usciti dalla tutela, se ne registrano 9.000 in più nel mercato libero. Sono cresciuti i clienti del commercio e servizi (+1.000 punti serviti nel mercato libero) e, leggermente, sia quelli del settore industriale (+130 punti nel libero), sia quelli della generazione elettrica (+156 punti di riconsegna), mentre sono decisamente diminuiti i clienti nel settore delle attività di servizio pubblico (-5.000 punti nel libero).
In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2018 i consumi medi unitari di tutti si sono ridotti: rispetto al 2017, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 775 a 760 m^3, per i condomini uso domestico da 12.590 a 12.299 m^3, per il commercio da 7.025 a 6.980 m^3, per l'industria da 117,6 a 114,8 migliaia di m^3, per la generazione elettrica da 41 a 30 M(m^3) e, infine, per le attività di servizio pubblico da 20.675 a 20.206 m^3. Nel mercato libero i consumi medi sono più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato: nel caso delle famiglie il consumo medio è di 768 m^3, nel caso dei condomini risulta di 15.125 m^3.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2018: il settore domestico ha acquistato 15,3 G(m^3), cioè il 21,5% di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,4%, ovvero 2,5 G(m^3); il commercio ne ha utilizzato il 10,4%, corrispondente a 7,4 G(m^3); l'industria ne ha consumato il 29,1%, cioè 20,7 G(m^3); la generazione elettrica ne ha assorbito il 33,9%, equivalente a 24,2 G(m^3); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,7%, equivalente a 1,2 G(m^3).
La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 68,3%, quella del mercato tutelato è dell'11,3%, mentre il 20,3% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85,8% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 14,2% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 53,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 46,8% acquista nel mercato libero.

24 Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi a consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico. Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m3/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela.

TAV. 3.34 *Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2018*

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)						TOTALE
	<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	**7.474**	**547**	**47**	**2**	**-**	**-**	**8.070**
Domestico	7.401	139	-	2	-	-	7.542
Condominio uso domestico	73	408	46	-	-	-	528
MERCATO LIBERO	**9.071**	**4.876**	**2.540**	**5.463**	**9.180**	**17.545**	**48.674**
Domestico	7.511	179	14	6	27	-	7.736
Condominio uso domestico	90	1.363	387	71	8	-	1.919
Commercio e servizi	56	316	200	308	198	120	1.198
Industria	1.245	2.312	1.219	1.691	791	126	7.385
Generazione elettrica	169	705	709	3.252	7.156	6.940	18.930
Attività di servizio pubblico	-	1	11	135	1.000	10.359	11.506
TOTALE	**16.546**	**5.423**	**2.587**	**5.464**	**9.180**	**17.545**	**56.744**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2018 ha raggiunto il 50,6% per le famiglie e il 78,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2017 i valori erano, rispettivamente, del 45,2% e del 76%. In termini di punti di prelievo, nel 2018 per la prima volta la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel mercato tutelato è scesa sotto la metà, più precisamente al 49,9%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (tavola 3.34) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 29,2% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,6%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,6%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9,6%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 16,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30,9%. Il 97% circa 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% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 97% 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 77% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato, e il 71% di quelli acquistati nel libero.

Le classi a maggior peso per le attività di servizio pubblico sono quella di consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³ e quella di consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³ che rispettivamente acquistano il 26,3% e il 25,7% di tutto il gas venduto a questo settore. Il 64% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale quest'anno, per la prima volta, comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto tramite l'Indagine annuale sui settori regolati e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè

TAV. 3.35 *Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale*

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2017		2018	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,2	5,8	6,6	7,7
Condominio uso domestico	8,4	11,4	9,5	13,2
Attività di servizio pubblico	17,2	25,4	17,1	30,4
Altri usi	11,9	31,5	11,5	33,5
TOTALE	5,6	25,3	7,0	27,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

del numero di clienti[25] che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2018, è risultata complessivamente pari al 7%, ovvero al 27,1% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (tavola 3.35).
Rispetto al 2017 le percentuali sono in aumento o stabili. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico e dei condomini potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (seppure la data del termine del regime abbia subìto un ulteriore rinvio). In parte, tuttavia, potrebbe essere dovuta al cambio di fonte dei dati[26].

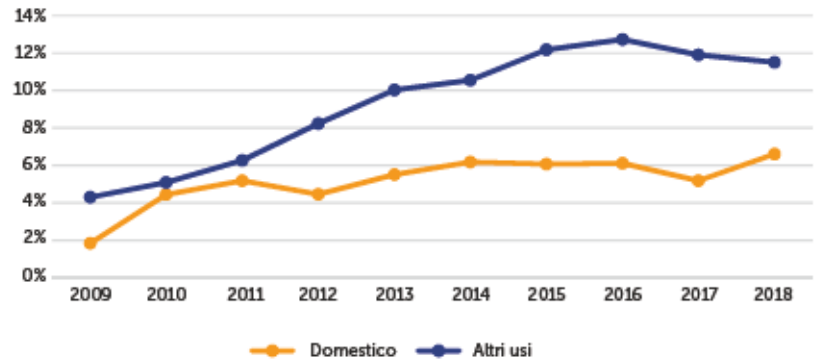
I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2018, non obbligati per legge, sono saliti di oltre un punto percentuale, tornando a registrare una discreta vivacità che negli anni più recenti si era un po' attenuata (figura 3.15). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di un milione e mezzo di clienti, equivalenti a una quota del 6,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 7,7%). Più elevata e pari al 9,5% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,2% del relativo settore di consumo. Il 17,1% (equivalenti al 30,4% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente l'11,5% del totale in termini di clienti, nonché il 33,5% in termini di volumi.

25 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.

26 Dal novembre 2008, infatti, la procedure di switching sono interamente operate dal SII e ciò ha condotto a una diminuzione degli scarti nella procedure.

FIG. 3.15 *Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009*

Valori percentuali



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato al Capitolo 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, quest'anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET[27]. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET in quanto la loro applicazione è stata avviata a metà dell'anno.

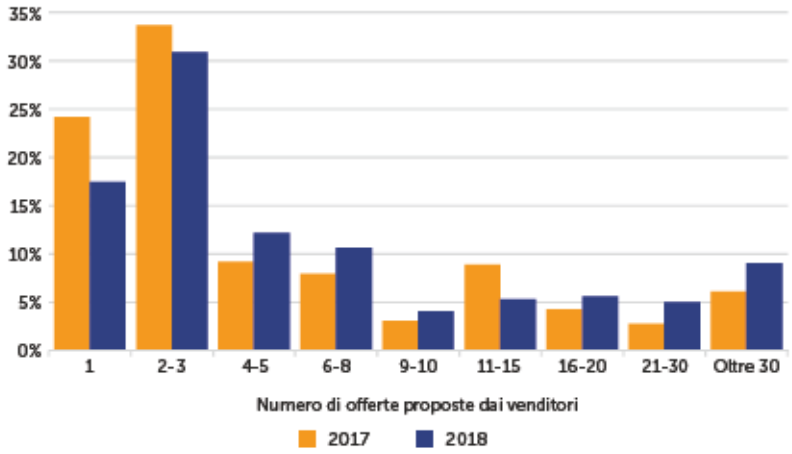
Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegate e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime[28].

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 13,5 per la clientela domestica, a 7,8 per i condomini con uso domestico e a 24,9 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior 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. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi personalizzati e contratti maggiormente individualizzati. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è cresciuto (erano 8 del 2016 e 13 nel 2017), così come quello per i condomini (erano 7 nel 2016 e 7,6 nel 2017) probabilmente perché i venditori si stanno preparando per la fine del servizio di tutela. Il numero delle offerte disponibili alla clientela non domestica, invece, è nettamente diminuito rispetto al 2017, quando era risultato pari a 76,6. Questo calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è sicuramente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe quindi trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte create verso tale clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la terza edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali. La figura 3.16 mostra tuttavia che il 17% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 31% ne

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

28 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.

FIG. 3.16 *Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

mette a disposizione fino a tre e il restante 52% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Rispetto al 2017, sono diminuiti i venditori che offrono solo una o due modalità contrattuali, mentre sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione da quattro a dieci.

Delle 13,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,6 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet che costituisce un importante canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di vendita con tutti i dettagli necessari, ma risparmiando sui costi di gestione (erano 4,1 nel 2017). Il 18,4% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nell'1,6% 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.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 2,6% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è inferiore a quello del 2017, quando il 4,1% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 70,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 29,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 31,4% dei clienti domestici (tavola 3.36).

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 47,8% (45,7% nel 2017) 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 18,8% (19,8% nel 2017) dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 20,4% (18,5% nel 2017) dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Una quota esigua di clienti (0,7%) (0,8% nel 2017) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME (0,3%, nel 2017 0,2%). Il restante 11,9% (15,3% nel 2017) dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

Per quanto riguarda la durata, Il 2,8% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo fisso dove la clausola si applica al 3,4% dei clienti, mentre è del 2,8% nel caso di contratti a

prezzo bloccato. 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 contemplano questa possibilità, offrono ai loro clienti contratti alternativi che non includono tale vincolo. I venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono in tutto 14, e complessivamente servono poco meno di un milione di clienti. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 28,7% (8,1% con prezzo variabile e 45,5% con prezzo bloccato). Tutti i valori sono in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno: nel 2017 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 16 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 33,8%.

Il 39,6% 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 (es. 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 40% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 38% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è notevolmente cresciuta rispetto al 2017, quando era risultata del 26,5%. In un mercato che si espande e in cui si affacciano clienti nuovi e inesperti, sembra quindi che la preferenza delle famiglie vada verso modalità contrattuali semplici, facilmente comprensibili e di immediato riscontro.

La presenza di servizi aggiuntivi (tavola 3.36) nei contratti sottoscritti dalle famiglie è maggiormente diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile: il 55% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende drasticamente al 17% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (46,1%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (6%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Tali preferenze risultano abbastanza stabili nel tempo.

TAV. 3.36 *Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas naturale con servizi aggiuntivi*

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO			CONTRATTI A PREZZO VARIABILE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Offerte sottoscritte rispetto al totale	68,5%	68,6%	70,4%	31,5%	31,4%	29,6%
SERVIZI AGGIUNTIVI						
Nessun servizio aggiuntivo	85,3%	38,3%	45,0%	68,4%	86,5%	82,7%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	72,0%	51,4%	46,1%	13,3%	2,0%	1,8%
Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	23,0%	7,1%	6,1%	20,9%	7,0%	6,6%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	5,0%	1,4%	0,9%	1,5%	0,4%	0,4%
Omaggio o gadget	n.d.	0,2%	0,2%	n.d.	0,3%	0,4%
Servizi telefonici personalizzati	n.d.	0,0%	0,0%	n.d.	0,0%	0,0%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,0%	1,6%	1,8%	64,3%	3,7%	8,2%
TOTALE	100,0%	100%	100%	100,0%	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2018 la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (tavola 3.37), non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali, tutti elementi che non mutano in modo repentino.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 63% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 35,7 G(m^3); il 23,3% dei consumi, 13,2 G(m^3), è localizzato nell'area del Centro e il restante 13,8%, cioè 7,8 G(m^3), viene venduto al Sud e nelle Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è ancora metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 2,7 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,6 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,8) e massimo nel caso dei condomini (32,9).

La regione con i consumi più elevati, che raggiungono quasi 12 G(m^3) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – è sempre la Lombardia, che da sola acquista un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m^3) sono l'Emilia-Romagna con 7,3, il Piemonte con 6,7 G(m^3), cioè il 12,9% e l'11,9% del totale nazionale, il Lazio con 5,5 G(m^3), cioè il 9,6% del totale nazionale e il Veneto con 5,4 G(m^3), cioè il 9,5% del totale nazionale. Seguono con 4 G(m^3) di consumo la Toscana e con 3 G(m^3) la Sicilia. Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m^3).

TAV. 3.37 *Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2018*

M(m^3)

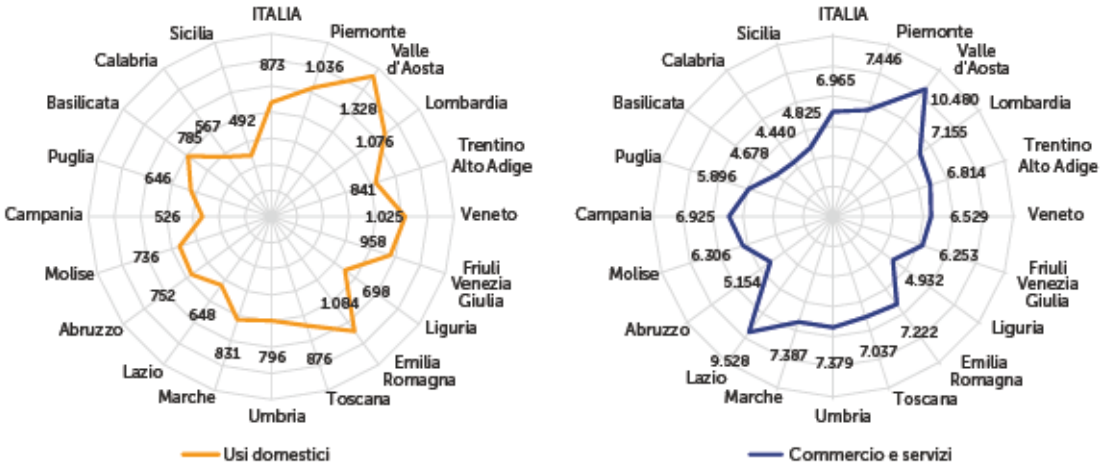
REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.435	375	765	2.347	1.679	130	6.731
Valle d'Aosta	17	7	14	65	0	6	109
Lombardia	3.660	869	1.771	3.843	1.363	305	11.812
Trentino-Alto Adige	200	72	270	423	26	58	1.050
Veneto	1.813	146	924	2.068	271	175	5.397
Friuli-Venezia Giulia	408	59	186	829	194	37	1.713
Liguria	388	166	134	330	535	29	1.582
Emilia-Romagna	1.862	263	1.052	3.253	797	111	7.339
Toscana	1.133	103	485	1.523	706	67	4.017
Umbria	221	15	134	377	89	16	853
Marche	506	23	289	465	14	24	1.321
Lazio	1.038	268	575	718	2.767	87	5.452
Abruzzo	358	17	137	492	79	21	1.105
Molise	77	5	35	68	260	8	452
Campania	596	26	225	470	601	45	1.963
Puglia	774	17	202	709	259	35	1.997
Basilicata	133	5	36	132	12	18	336
Calabria	196	3	44	56	65	6	370
Sicilia	463	8	104	760	1.789	21	3.145
ITALIA	**15.278**	**2.447**	**7.385**	**18.930**	**11.506**	**1.198**	**56.744**
NORD	9.783	1.957	5.117	13.158	4.865	851	35.732
CENTRO	3.334	431	1.655	3.644	3.914	222	13.201
SUD E ISOLE	2.160	60	612	2.128	2.726	125	7.811

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

CAPITOLO 3

FIG. 3.17 *Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2018*

m³; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

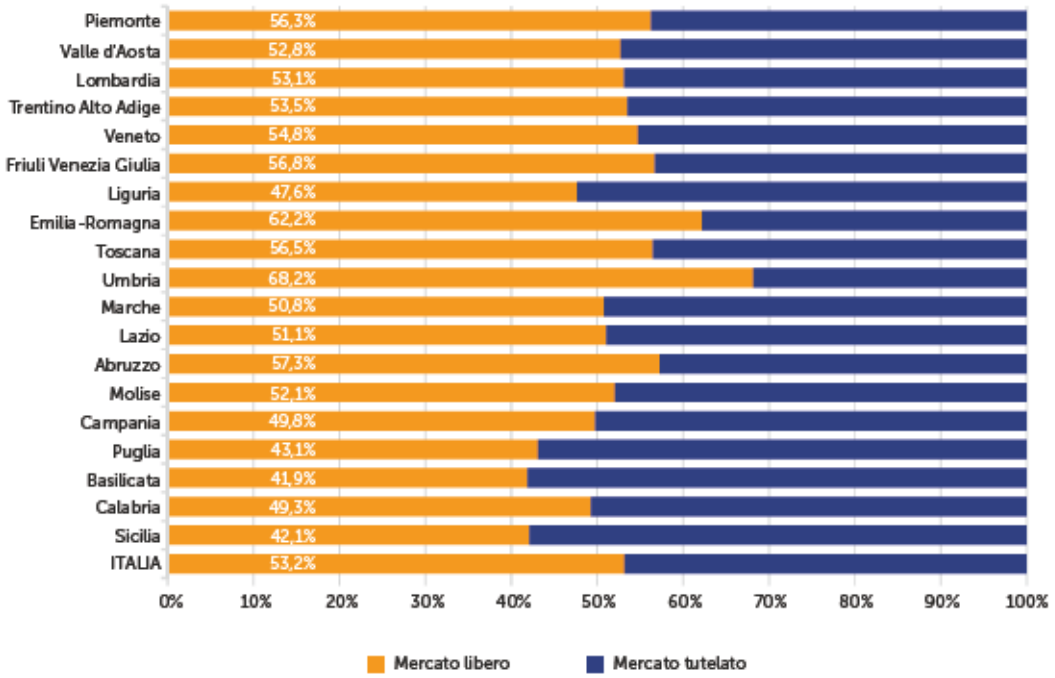
Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Uno di essi è quello della generazione termoelettrica, dove i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio (42% al Nord, 34% al Centro e 24% nel Mezzogiorno) e dove il Lazio è la regione con i consumi più elevati. L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume l'80% dei volumi nazionali e il restante 20% è quasi integralmente acquistato al Centro (17,2%). In pratica, questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 2,4% del totale nazionale.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.17 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 873 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.025 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 758 e 571 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.965 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (6.958 m³), del Centro (7.568 m³) e del Sud e Isole (5.769 m³).

Diversamente dagli anni scorsi, la ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato (figura 3.18), comincia a evidenziare la prevalenza del mercato libero nella gran parte delle regioni italiane anche calcolando le quote dei due mercati in base ai clienti (la dominanza del mercato libero vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del libero sono divenute maggiori del 50%, anche se in alcuni casi di poco, quasi dappertutto. Fanno eccezione in questo panorama i territori del Sud e Isole e la Liguria, dove il mercato tutelato risulta servire tuttora più della metà dei clienti.

FIG. 3.18 *Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2018*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (tavola 3.38), tendono a confermare il panorama appena osservato, benché tutti in aumento rispetto agli anni scorsi.

I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2018, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. 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 il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

CAPITOLO 3

TAV. 3.38 *Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2018*

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	6,3	7,2	11,6	16,8	14,3	63,8	21,7	35,9	7,0	54,7
Valle d'Aosta	3,5	4,2	4,5	6,0	14,8	40,2	29,9	78,1	4,7	35,6
Lombardia	6,6	7,7	10,8	15,0	10,9	57,6	20,1	28,5	7,0	48,2
Trentino-Alto Adige	2,1	2,2	5,6	11,1	6,4	53,1	16,8	41,0	2,7	45,1
Veneto	6,6	7,7	8,6	10,7	12,9	62,8	20,2	24,4	7,2	51,7
Friuli-Venezia Giulia	6,1	7,6	7,8	8,2	17,0	68,9	24,8	29,7	7,0	58,9
Liguria	6,6	8,7	10,3	14,2	15,0	78,1	15,2	17,0	7,0	62,2
Emilia-Romagna	5,4	5,9	4,1	4,5	9,7	47,6	17,4	27,1	5,8	41,0
Toscana	7,8	9,1	5,9	5,7	14,0	53,6	25,6	51,3	8,2	45,8
Umbria	6,4	8,3	7,9	11,2	15,5	49,8	21,4	81,2	7,1	43,2
Marche	6,4	7,5	9,3	14,8	12,5	70,0	18,4	55,0	6,9	54,5
Lazio	7,4	8,8	11,8	15,3	10,6	74,3	5,6	11,6	7,6	57,6
Abruzzo	7,9	9,8	9,9	13,6	7,6	65,7	21,8	36,4	7,9	53,3
Molise	7,4	9,7	13,1	3,3	11,4	76,7	9,5	7,8	7,6	63,6
Campania	7,8	10,0	14,7	23,5	11,1	78,4	12,0	17,1	8,0	65,3
Puglia	7,0	8,2	5,3	5,1	11,9	43,2	12,0	31,7	7,1	38,0
Basilicata	5,3	6,7	9,4	25,2	13,7	67,5	18,2	95,8	5,8	53,2
Calabria	4,4	6,3	5,5	4,3	12,6	79,9	9,4	14,4	4,7	74,7
Sicilia	5,6	7,0	6,0	3,6	7,6	40,2	15,1	32,9	5,7	36,3
ITALIA	**6,6**	**7,7**	**9,5**	**13,2**	**11,7**	**59,0**	**17,1**	**30,4**	**7,0**	**49,8**
NORD	6,2	7,2	9,3	13,3	11,7	58,5	19,5	29,5	6,8	49,3
CENTRO	7,4	8,8	9,9	12,7	11,9	62,8	14,6	33,2	7,7	51,4
SUD E ISOLE	6,6	8,2	10,0	15,4	10,8	57,3	12,8	30,1	6,8	50,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 7,4% in termini di clienti e all'8,8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,6% (clienti) e del 7,7% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale.

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (19,5% contro il 17,1% della media nazionale), ma in termini di volumi nel 2018 è il Centro a registrare un valore più elevato (33,2% contro 30,4%); negli "altri usi" il Nord e il Centro mostrano valori relativamente omogenei e percentuali sui volumi più ampie rispetto a quelle del Sud.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (tavola 3.39). Quest'anno, per la prima volta, i valori di concentrazione sono calcolati considerando le vendite regionali dei gruppi societari in luogo delle singole imprese.

TAV. 3.39 *Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2018*

Quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	233	55,3	69,6	47,0	50,6
Valle d'Aosta	85	90,8	92,7	85,7	90,5
Lombardia	284	44,7	56,2	38,8	55,2
Trentino-Alto Adige	125	86,7	91,8	59,3	88,2
Veneto	213	49,4	54,9	38,2	42,7
Friuli-Venezia Giulia	162	61,6	60,1	52,9	40,1
Liguria	178	71,8	89,7	73,5	72,0
Emilia-Romagna	233	69,3	72,3	50,1	49,2
Toscana	204	82,0	87,4	49,4	86,1
Umbria	152	69,8	74,0	69,3	61,6
Marche	167	53,2	52,2	48,3	51,6
Lazio	229	77,4	80,4	68,4	68,0
Abruzzo	187	56,1	55,4	53,7	49,4
Molise	117	53,6	48,4	70,6	32,4
Campania	191	71,0	74,4	58,8	69,4
Puglia	181	63,6	66,1	53,9	61,6
Basilicata	124	76,3	75,7	68,3	68,7
Calabria	131	84,2	85,2	78,3	84,6
Sicilia	155	87,6	88,3	91,6	87,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico allargato – inteso come somma delle famiglie e dei condomini con uso domestico – risulta piuttosto elevato con punte superiori all'80% in cinque regioni (Val d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Sicilia, Calabria e Toscana) e superiori al 70% in quattro regioni (Lazio, Basilicata, Liguria e Campania). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (284): qui la quota del mercato domestico dei primi tre venditori è solo del 44,7% e la percentuale di clienti da essi serviti è pari al 56,2%. Un valore di C3 ridotto, inferiore al 50%, si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (213). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Emilia-Romagna e Lazio, dove le quote dei primi tre operatori vicine o superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti, superiore a 200 in entrambi i casi.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici.

Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato. Fanno eccezione solo tre regioni, Molise, Sicilia e Liguria, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente. In tali regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata. Ciò accade, comunque anche in altre regioni (e in particolare in Friuli-Venezia Giulia e Umbria) dove però il valore del C3 è decisamente più contenuto.

CAPITOLO 3

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori regolati, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2018 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2017, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine 77 delle 78 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate.

Le principali operazioni societarie che si sono verificate nel 2018 e nei primi mesi del 2019 che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dal 28 febbraio 2018 le imprese Fontenergia 7 e Fontenergia 9 sono entrate nel gruppo Italgas, a seguito dell'acquisizione da parte di Italgas della società Ichnusa. Quest'ultima è titolare di diverse concessioni in Sardegna sebbene solo alcune di esse risultano in esercizio provvisorio con alimentazione a GPL, mentre la maggior parte sono riferite a reti in costruzione o da realizzare;
- dal 6 aprile 2018 Italgas Reti ha acquisito da Hera l'intero capitale della società Mediterranea Energia Ambiente (Medea) con sede a Sassari e dall'1 giugno 2018 ha incorporato Acam Gas, la società di La Spezia che già faceva parte del suo gruppo societario;
- Il 31 luglio 2018 Univergas Italia ha incorporato Ponentegas, una società che già possedeva al 100%;
- l'1 agosto 2018 Toscana Energia ha aumentato la propria presenza (dal 40% al 42,96%) nel capitale sociale di Gesam, la società che opera a Lucca, che nella stessa data ha cambiato la propria ragione sociale in Gesam Reti;
- dal 30 novembre 2018 la società Fontenergia, che faceva arte del gruppo CPL Concordia, è entrata a far parte del gruppo Italgas che ne ha acquisito il 100% del capitale;
- l'1 gennaio 2019 l'impresa Inrete Distribuzione Energia (del gruppo Hera) ha ceduto l'attività relativa alla distribuzione di reti canalizzate a Butan Gas;
- il 13 marzo 2019 la società Canarbino, i cui clienti sono concentrati soprattutto nel centro-nord d'Italia con un focus particolare su Milano, ha acquisito il 60% delle azioni di Gesam Gas & Luce assumendone il controllo ai sensi dell'art. 2359 c.c.; Gesam Gas & Luce è quindi entrata a far parte del Gruppo Canarbino;
- dal 1° aprile 2019, le imprese Fontenergia, Fontenergia 7 e Fontenergia 9 sono state tutte incorporate in Mediterranea Energia Ambiente che, come si è appena visto, è passata nel gruppo Italgas dall'aprile 2018.

Due importanti operazioni societarie sono avvenute anche ai primi di maggio 2019: Italgas Reti ha acquisito l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti canalizzate da Isgas e ha ceduto a Medea parte degli impianti che distribuiscono i gas diversi dal gas naturale. Gli effetti di queste operazioni si vedranno nei dati della *Relazione* del prossimo anno, ma è evidente che Italgas sta continuando a consolidare la propria presenza in Sardegna in attesa della realizzazione delle infrastrutture che porteranno il gas naturale sull'isola.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2018 sono cresciuti del 2%, essendo passati da 36 a 36,7 M(m^3), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono cresciuti dell'1,6%, raggiungendo quasi le 174 mila unità (tavola 3.40).

TAV. 3.40 *Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale*

Volumi in M(m3); numero di clienti

TIPI DI GAS	2017		2018		VARIAZIONE 2017-2018	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	17,9	130.192	18,1	132.065	1,3%	1,4%
Aria propanata	14,1	37.998	14,4	38.863	2,2%	2,3%
Altri gas	4,0	2.829	4,2	2.817	4,8%	-0,4%
TOTALE	36,0	171.019	36,7	173.745	2,0%	1,6%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In particolare, i volumi di GPL distribuiti sono aumentati dell'1,3% passando da 17,9 a 18,1 M(m^3) con un aumento di simile entità (1,4%) dei clienti. Una crescita più ampia, pari al 2,2%, si è manifestata nei volumi distribuiti di aria propanata, che dai 14,1 M(m^3) del 2017 hanno raggiunto 14,4 M(m^3); anche i relativi gruppi di misura hanno registrato un incremento del 2,3%. I gruppi di misura alimentati da altri gas sono lievemente diminuiti (-0,4%) rispetto al 2017, mentre i volumi distribuiti di tali gas, invece, sono aumentati del 4,8% superando i 4 M(m^3).

Rispetto al 2017 il consumo medio unitario è sostanzialmente rimasto invariato a 211 m^3, ma come sempre restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 137 m^3, è infatti il più basso, se confrontato con i 372 m^3 dell'aria propanata e con i 1.478 m^3 degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 50% dei volumi complessivamente erogati e il 76% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 39% dei volumi distribuiti (e il 22% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano il 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2018 (tavola 3.41) mostra un'evoluzione di consumi e clienti serviti differenziata nei vari territori.

CAPITOLO 3

TAV. 3.41 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale*

Volumi in M(m^3); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2017				2018			
	OPERATORI (A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI (A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	12	1,49	8.582	87	12	1,54	9.019	87
Valle d'Aosta	3	0,11	638	7	3	0,12	639	7
Lombardia	15	6,00	12.209	59	15	6,18	12.420	59
Trentino-Alto Adige	2	0,26	1.005	8	2	0,27	1.077	8
Veneto	4	0,19	1.197	12	4	0,19	1.241	12
Friuli-Venezia Giulia	4	0,87	2.107	10	4	0,89	2.109	10
Liguria	14	1,60	12.553	73	13	1,69	12.796	73
Emilia-Romagna	17	1,71	10.166	48	17	1,71	10.275	47
Toscana	17	3,55	25.527	138	17	3,61	25.727	138
Umbria	11	0,67	5.557	41	11	0,67	5.678	41
Marche	14	0,66	3.303	39	14	0,67	3.443	39
Lazio	15	1,53	17.894	60	15	1,47	17.857	60
Abruzzo	8	0,33	3.911	12	8	0,31	3.717	12
Molise	2	0,05	274	2	2	0,05	277	2
Campania	3	0,15	1.205	9	3	0,15	1.183	9
Puglia	1	0,04	148	1	1	0,03	150	1
Basilicata	3	0,12	491	3	3	0,12	504	3
Calabria	1	0,13	1.415	5	1	0,11	1.353	5
Sicilia	3	0,06	305	6	3	0,06	310	6
Sardegna	9	16,50	62.532	100	9	16,92	63.970	100
ITALIA	-	36,02	171.019	720	-	36,74	173.745	719

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La Liguria è la regione in cui si è registrato l'incremento di volumi distribuiti più corposo (5,7%), che è stato accompagnato anche da una crescita dei clienti (1,9%). Analogamente, in Lombardia i volumi distribuiti sono saliti del 3% rispetto al 2017, con un aumento dei clienti dell'1,7%, così come in Piemonte la crescita dei volumi (2,9%) si è associata a un incremento dei clienti (5,1%).

Un buon incremento dei consumi si è avuto anche in Valle d'Aosta (4,1%), a fronte però di una sostanziale stabilità dei gruppi di misura (0,2%). In Campania, invece, l'aumento del 3,1% dei volumi si è manifestato insieme a una riduzione dell'1,8% dei clienti. All'opposto, si sono registrate riduzioni tanto nei volumi, quanto nei clienti in Calabria (-15,8% di gas distribuito e 4,4% di clienti) e in Abruzzo (-5,3% nei volumi e -5% nei clienti), mentre in Puglia e Sicilia la riduzione dei prelievi (-20,9% e – 10,2%, rispettivamente) si è manifestata nonostante un lieve aumento dei punti di prelievo serviti.

Nonostante questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di particolare rilievo rispetto agli anni passati. Con il 46,1% dei volumi complessivamente prelevati e il 36,8% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in 100 comuni (poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio).

TAV. 3.42 *Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2018*

Estensione della rete in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNI E ALTRI(A)
Piemonte	-	192,4	71,9	95,8%	4,2%
Valle d'Aosta	-	22,1	-	93,1%	6,9%
Lombardia	-	107,6	115,3	95,7%	4,3%
Trentino-Alto Adige	-	24,7	0,4	68,8%	31,2%
Veneto	-	21,0	9,3	68,4%	31,6%
Friuli-Venezia Giulia	-	7,4	47,9	85,6%	14,4%
Liguria	-	176,4	95,0	98,7%	1,3%
Emilia-Romagna	-	135,4	134,8	96,8%	3,2%
Toscana	1,0	392,4	238,8	93,8%	6,2%
Umbria	-	75,4	76,4	80,0%	20,0%
Marche	-	42,3	60,7	81,8%	18,2%
Lazio	-	195,3	213,7	95,9%	4,1%
Abruzzo	-	68,8	1,9	75,2%	24,8%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	-
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	-
Puglia	-	7,0	-	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	16,7	100,0%	-
Calabria	-	53,5	-	100,0%	-
Sicilia	-	38,0	-	100,0%	-
Sardegna	7,5	1.119,1	987,2	70,1%	29,9%
ITALIA	**8,6**	**2.696,6**	**2.099,5**	**83,0%**	**17,0%**
di cui non in funzione	-	13,1	58,4	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale raggiunge cifre ragguardevoli è la Lombardia, che conta per il 16,8% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,1% dei clienti serviti, essendo presenti nel territorio regionale realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (59 comuni su 1.507). La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 9,8% dei volumi nazionali al 14,8% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (138 su 273). Come sempre, quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata si osservano anche per Liguria (7,3%), Emilia-Romagna (5,9%), Piemonte (5%) e Lazio (4%).

CAPITOLO 3

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2018 sono risultati complessivamente 719, vale a dire il 9,1% dei comuni esistenti all'1 gennaio 2019 nel territorio nazionale. Il numero di comuni serviti è diminuito di una unità rispetto al 2017, persa in Emilia-Romagna.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.42, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.800 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui l'86% alimentati a GPL), con circa 70 km non in funzione. Il confronto con i dati relativi al 2017 evidenzia una leggera diminuzione dell'estensione complessiva delle reti di circa 19 km, per effetto dell'aumento di 32 km sulle reti in bassa pressione accompagnato dalla diminuzione di 51 km su quelle in media pressione.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 17%. Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Veneto e Trentino-Alto Adige (31%), Sardegna (30%), Abruzzo, Umbria e Marche (circa 20%) e Friuli-Venezia Giulia (14%).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (39 casi su 71) e quella di società per azioni (31 casi su 78); le restanti otto imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

TAV. 3.43 *Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2018*

Volumi in M(m^3)

SOCIETÀ	2018	QUOTA	POSIZIONE NEL 2017
Isgas	7,3	19,8%	1°
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	5,6	15,2%	2°
Comune Di Sannazzaro De' Burgondi	3,6	9,9%	3°
Liquigas	3,3	9,0%	4°
Eni	3,1	8,4%	5°
Sarda Reti Gas	1,5	4,2%	6°
Centria	0,9	2,3%	8°
Fontenergia	0,8	2,3%	7°
Carbotrade Gas	0,8	2,2%	9°
2i Rete Gas	0,8	2,1%	10°
Autogas Nord	0,6	1,7%	11°
Beyfin	0,5	1,4%	12°
Italgas Reti	0,5	1,4%	14°
Socogas	0,5	1,3%	15°
Univergas Italia	0,5	1,3%	19°
Butan Gas	0,4	1,2%	13°
Goldengas	0,4	1,2%	16°
Società Italiana Gas Liquidi	0,4	1,1%	17°
Lunigas I.F.	0,4	1,1%	18°
Autogas Riviera.	0,4	1,0%	21°
Altri	4,4	11,9%	-
	36,7	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La concentrazione nel segmento della distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è lievemente aumentata anche nel 2018, come già l'anno precedente. La quota dei primi tre operatori è salita al 44,9% dei volumi complessivamente erogati (tavola 3.43), dal 44,6% del 2017. Le prime cinque imprese contano per il 62,4% (61,9% nel 2017). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2018 occorre sommare le quote dei primi otto operatori, altrettanti ne servivano nel 2017.

Le prime sei posizioni nella classifica delle imprese per quota di mercato non sono mutate rispetto al 2017. Storicamente il primo operatore resta Isgas, società la cui quota di mercato nel 2018 è passata al 19,8% contro il 19,5% dell'anno precedente. Con il 15,2% (era 15,4% nel 2017) il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, che possiede il 9,9% del mercato. In tale comune è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower. Eni, operatore dominante nel settore del gas naturale, rimane in quinta posizione nella vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, con una quota dell'8,4%. Nel 2018 le principali novità che si osservano nel ranking delle imprese per quota di mercato riguardano, innanzitutto, Italgas Reti che, grazie all'incorporazione di Acam Gas è salita in tredicesima posizione dalla 14° dello scorso anno (se ai volumi distribuiti da Italgas Reti nel 2017 sommassimo anche quelli di Acam Gas, infatti, la società avrebbe occupato la tredicesima posizione anche nel 2017); da osservare è anche il guadagno di posizioni della società Univergas Italia che, anche grazie all'acquisizione di Ponentegas, è salita al 15° posto dal 19° dello scorso anno (sommando i volumi delle due società nel 2017, Univergas avrebbe occupato la diciassettesima posizione).

Una minore concentrazione, ma anche in questo caso in aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 18,3%, Eni con il 9,8% e Sarda Reti Gas con l'8,5%) hanno distribuito il 36,6% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Centria e Fontenergia) il 46%. Nel 2017 la quota dei primi tre operatori (gli stessi) era del 35,8%, quella dei primi cinque (sempre gli stessi ma con posizione invertita tra Centria e Fontenergia) era pari al 45,6%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

A consuntivo, l'importo medio unitario dell'insieme dei corrispettivi di trasporto applicati dall'operatore principale nell'anno 2017 è risultato pari a 2,68 €cent/S(m^3)[29] un valore in diminuzione rispetto ai 2,75 c€/S(m^3) valutati per il 2016.

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha approvato[30] i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo transitorio 2018-2019 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* – RTTG). In termini di struttura tariffaria, sono stati confermati corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata (tavola 3.44), e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CPe), punto di uscita dalla stessa (CPu) e Rete regionale (CRr); rispetto agli anni precedenti è stata modificata la ripartizione dei ricavi di rete nazionale tra entrata e uscita: il rapporto è passato da 50/50 a 40/60; ciò riflette il grado di utilizzo delle infrastrutture negli ultimi anni, in armonia con le recenti disposizioni comunitarie in materia[31]. Sono state inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia traportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato, introducendo per quest'ultimo la semplificazione rappresentata da un'unica aliquota a livello nazionale.

Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto per l'anno solare 2019 sono state approvate[32] nel mese di giugno 2018.

29 Bilancio Snam Rete Gas.

30 Delibera 4 agosto 2017, 575/2017/R/gas.

31 Regolamento (UE). 460/2017, che istituisce il codice TAR, finalizzato alla convergenza dei criteri tariffari a livello europeo; esso prevede, tra l'altro, l'aderenza delle tariffe di trasporto ai costi del servizio.

32 Delibera 1 giugno 2018, 306/2018/R/gas.

CAPITOLO 3

TAV. 3.44 *Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2019*

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m³)

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE	
CV	0,003388

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale; €/anno/ S(m³)/giorno

CP_E - CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,797131	Tarvisio	1,146643
Gela	3,454935	Gorizia	0,798560
Passo Gries	0,690045		
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,285901	GNL Cavarzere	0,578877
GNL OLT Livorno	0,349267		
***Hub* stoccaggio**			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,189256		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Montello, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Sarmato, Soresina, Trecate, Rubicone	0,092522	Bagnacavallo, Formignana, Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Nervesa Della Battaglia, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Sant'Agata Bolognese, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,131684
Falconara, Fano	0,233335		
Calderasi/Monteverdese, Guardia Perticara, Garaguso, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,328570	Anzio, Cupello, Fonte Filippo, Larino, Ortona, Pontinia, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,344684
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,252999	Candela, Lucera, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona, Venosa	0,670955
Crotone, Hera Lacinia, Rende	1,709427	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/ Lippone, Noto	3,196717
CP_U - CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	3,598777	Passo Gries	2,107685
Gorizia	1,891253	Tarvisio	0,845674
Repubblica di San Marino	3,645859		
***Hub* stoccaggio**			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,619650		
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale			
Nord-occidentale	NOC	2,281723	Centro-sud-orientale	SOR	2,148134
Nord-orientale	NOR	1,787898	Centro-sud-occidentale	SOC	1,787898
Centrale	CEN	2,281723	Meridionale	MER	1,654308

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale; €/anno/S(m³)/giorno

	CR_r
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,255825

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura; €/anno/ S(m³)/giorno

	CM_T
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,085511

Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (applicata all'energia immessa in rete)

	γFuel
Punti di entrata	0,511173%

Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete

	γPE, γGNC
Perdite di rete (γPE)	0,093629%
Gas non contabilizzato (γGNC)	0,106325%

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CPE) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CP_E:

- per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione;
- per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T, destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto;
- CV^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione[33];
- CRV^{OS}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio[34];
- CRV^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas[35];
- CRV^{ST}, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas[36].

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile-giugno 2019, la componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, la RE_T ammonta a 1,594 c€/m³, la UG_{3T} è pari a 0,0539 c€/m³, la CV^{FG} ammonta a 0,1678 c€/m³ e la CRV^{BL} è pari a 0,10 c€/m³ la CRV^{ST} ammonta a 0,27 c€/m³, mentre la CRV^{OS} sarà applicata dall'1 ottobre 2019 e in misura pari a 0,66 c€/m³.

33 Art. 18 delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 98/08.
34 Punto 10bis6 delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.
35 Punto 10 delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11.
36 Punto 5 delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas.

TAV. 3.45 *Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2019*

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{IM} (€/m³ liquido/anno)	4,499063	26,682271	23,587914
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m³ liquido/anno)	0,124007	-	0,079172
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CF} (per m³ consegnato)	1,7%	0,5%	1,2%
Corrispettivo di misura del gas	C_{MG} (€/m³ liquido/anno)	0,081762	0,252957	0,018130

Fonte: ARERA.

TAV. 3.46 *Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018*

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,100797	0,208136
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	7,199633	18,546204
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/ g/a	9,167774	22,873651

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

Rigassificazione

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito[37] i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019, confermando, salvo alcuni adeguamenti, la struttura delle disposizioni vigenti nel periodo 2014-2017.

Alla fine del 2018 l'Autorità ha approvato[38] le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2019, presentate dalle società GNL Italia per il terminale di Panigaglia, Terminale GNL Adriatico per il terminale di Rovigo e OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno (tavola 3.45).

Stoccaggio

Nel febbraio 2019 l'Autorità ha definito[39] la *Regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione* (RAST) per il periodo 1 aprile 2019- 31 marzo 2020.

In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari (tavola 3.46), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto[40] il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dall'1 aprile 2018.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, che insieme assorbono una quota inferiore al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST}, applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio[41]. Per il periodo dall'1 aprile 2019 al 31 marzo 2020 il corrispettivo C^{ST} è pari 0,001219 €/S(m³)[42].

La capacità di stoccaggio restante (circa il 70%), destinata

TAV. 3.47 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020*

Capacità in M(m³); prezzo in c€/kWh

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	121.705	0,282974
Edison Stoccaggio	9.360	0,257777
TOTALE	131.065	0,281174

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione di tutti gli 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. Nella tavola 3.47 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit e Edison Stoccaggio per l'anno termico 2019-2020. Il prezzo medio di assegnazione mostra un deciso aumento rispetto ai bassissimi valori del 2017, anche in virtù dei bassi prezzi spot nel periodo di assegnazione delle aste.

Distribuzione

Le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ1, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ1dis), misura (τ1mis) e commercializzazione (τ1cot). A partire dall'1 gennaio 2015, gli elementi τ1dis e τ1mis sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ3, €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2019 sono stati fissati[43] nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.48 (quote fisse τ1) e nella tavola 3.49 (quota variabile τ3).

37 Delibera 28 settembre 2017, 653/2017/R/gas.
38 Delibera 20 dicembre 2018, 695/2018/R/gas.
39 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.
40 Punto 3 delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.,
41 Articolo 22 dell'allegato A alla delibera 67/2019/R/gas.
42 Da sito internet Snam-Stogit.
43 Delibera 18 dicembre 2018, 667/2018/R/gas.

CAPITOLO 3

TAV. 3.48 *Articolazione della quota fissa τ1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018*

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ1 (dis)						
da G4 a G6	37,98	31,72	37,63	31,66	40,90	51,45
da G10 a G40	299,63	249,27	288,01	236,18	315,07	359,05
oltre G40	659,97	561,42	646,20	541,97	700,77	908,39
τ1 (mis)						
da G4 a G6	22,77	19,65	19,68	20,50	24,90	22,60
da G10 a G40	175,30	150,03	146,38	148,81	187,57	153,92
oltre G40	385,35	337,12	327,63	340,66	416,40	388,43
τ1 (cot)	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03

Fonte: ARERA.

TAV. 3.49 *Articolazione della quota variabile τ3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018*

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	8,6480	6,6697	9,2056	11,5740	15,1418	20,1994
481-1.560	7,9153	6,1046	8,4257	10,5934	13,8589	18,4880
1.561-5.000	7,9486	6,1303	8,4611	10,6380	13,9173	18,5658
5.001-80.000	5,9393	4,5806	6,3222	7,9488	10,3991	13,8725
80.001-200.000	3,0085	2,3203	3,2025	4,0264	5,2676	7,0270
200.000-1.000.000	1,4765	1,1387	1,5717	1,9761	2,5852	3,4487
Oltre 1.000.000	0,4108	0,3168	0,4372	0,5497	0,7192	0,9594

Fonte: ARERA.

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2019)[44]:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 S(m3)/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG_{1}, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,9851 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,4978 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG_{2c}, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi[45];
- UG_{2k}, per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k effettuata in ottemperanza alla sentenza 4825/16 del Consiglio di Stato (applicata ai clienti con consumi fino a 200.000 Sm³/anno e in misura pari a 0,2920 c€/m³ [46]);
- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m3);
- UG_{3UI}, a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e

TAV. 3.50 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale*

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2014	2015	2016	2017	2018
Inferiore a 5.000	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3
Tra 5.000 e 50.000	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4
Tra 50.000 e 200.000	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7
Tra 200.000 e 2.000.000	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5
Superiore a 20.000.000	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2
TOTALE	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,1948 c€/m³);

- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,0539 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (1,7236 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,9352 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2018 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 40 c€/m³ (tavola 3.50). Tale prezzo nel 2018 era risultato pari a 34,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento di 5,7 c€/m³, corrispondente al 16,6%.

Tutte le classi di consumo annuo presentano degli aumenti, seppure differenziati. L'aumento più elevato, sia in termini assoluti (7,5 c€/m³) che relativi (20,7%) riguarda la classe intermedia (tra 50.000 e 200.000 m³), mentre quelli più contenuti riguardano: in termini assoluti, i grandi clienti (tra 2 e 20 milioni di m³), +3,5 €/m³, +15,3%; in proporzione, i clienti più piccoli (meno di 5.000 m³), +6,2 c€/m³, + 11,9%.

Nel corso del quinquennio il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi presenta lievissime oscillazioni intorno a un valore medio di 28,5 c€/m³. Questo divario 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.

44 Stabilito dalla delibera 28 giugno 2018, 365/2018/R/gas, 27 dicembre 2018, 707/2018/R/com e 26 marzo 2019, 107/2019/R/com.

45 La componente UG2c viene applicata ai clienti con consumi fino a 200.000 m3/anno ed è costituita da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m3) differenziata per scaglione di consumo, i cui valori sono stati definiti da ultimo con la delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas.

46 Delibera 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas.

TAV. 3.51 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017*

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 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	47,1	46,6	44,7	-	-	57,9
Condominio uso domestico	54,0	50,5	47,9	38,9	31,1	-	49,9
Attività di servizio pubblico	56,8	45,3	40,0	34,2	27,0	27,2	37,3
Commercio e servizi	59,8	47,9	45,0	34,1	27,7	29,4	43,8
Industria	61,4	46,8	40,1	29,5	26,3	26,6	28,6
Generazione elettrica	59,5	40,9	33,8	30,6	27,2	31,0	30,7
TOTALE	58,3	48,4	43,7	31,4	26,5	29,2	40,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso.
Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Nella tavola 3.51 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per classe e settore di consumo. La classe di consumo con il prezzo più elevato è quella piccola, per le ragioni sopra esposte, mentre quella con il prezzo più basso riguarda i clienti con consumi da 2 a 20 milioni di m³, i quali, come già evidenziato, sono quelli che hanno avuto il minore incremento rispetto all'anno precedente. Relativamente ai diversi settori, la media complessiva di ciascuno (ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. Per quanto detto sopra i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi complessivi più bassi. Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Nell'ambito del paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha enucleato il segmento di consumo "gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita al 2,36% dell'intero paniere.
Il segmento "gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "beni energetici regolamentati", che comprende anche un altro segmento di consumo sottoposto alla regolazione dell'Autorità, ovvero l'energia

TAV. 3.52 *Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"*

Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE	GAS REALE(A)	VARIAZIONE
Gennaio 2018	97,7	5,2%	101,5	0,9%	96,3	4,2%
Febbraio	97,7	2,8%	101,5	0,5%	96,3	2,3%
Marzo	97,9	2,5%	101,8	0,8%	96,2	1,7%
Aprile	92,9	-1,8%	101,9	0,5%	91,2	-2,3%
Maggio	92,7	-1,8%	102,2	1,0%	90,7	-2,8%
Giugno	92,7	-1,7%	102,4	1,3%	90,5	-2,9%
Luglio	99,6	9,1%	102,7	1,5%	97,0	7,5%
Agosto	99,6	9,2%	103,1	1,6%	96,6	7,5%
Settembre	99,8	9,4%	102,6	1,4%	97,3	7,9%
Ottobre	105,3	12,7%	102,6	1,6%	102,6	11,0%
Novembre	105,4	12,6%	102,4	1,6%	102,9	10,8%
Dicembre	105,4	12,6%	102,3	1,1%	103,0	11,4%
ANNO 2018	**98,9**	**5,9%**	**102,3**	**1,1%**	**96,7**	**4,7%**
Gennaio 2019	107,5	10,0%	102,4	0,9%	105,0	9,1%
Febbraio	107,5	10,0%	102,5	1,0%	104,9	9,0%
Marzo	107,6	9,9%	102,8	1,0%	104,7	8,8%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

elettrica. Poiché anche il peso del segmento "energia elettrica" è aumentato (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei "beni energetici regolamentati" è passata dal 4,34% del 2018 al 4,53% di quest'anno.

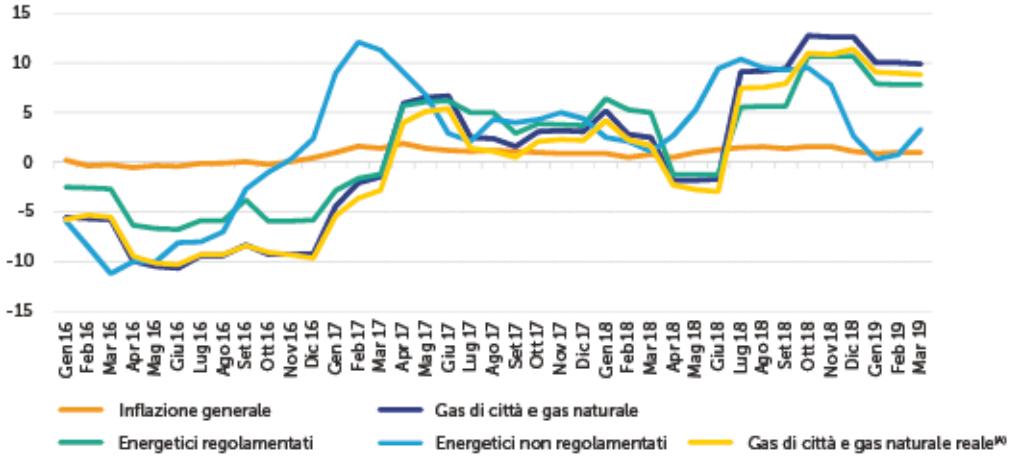
Il tasso di variazione a 12 mesi dell'indice dei prezzi "Gas di città e gas naturale", che aveva iniziato ad assumere valori positivi nell'aprile 2017, nell'aprile 2018 è tornato in territorio negativo, ma solo per tre mesi, mentre a luglio è ridiventato positivo e con valori assoluti consistenti. In media d'anno, nel 2018 il prezzo del gas risulta aumentato del 5,9% rispetto al 2017 (tavola 3.52). Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,1%, in termini reali la variazione del gas risulta pari al 4,7%.

Gli aumenti sono proseguiti nel primo trimestre 2019, nel quale il tasso di variazione a 12 mesi è risultato pari al 10%. L'evoluzione appena descritta è in linea con il trend che si registra per i beni energetici regolamentati a partire dal 2016, che mostrano una dinamica più contenuta di quella dei beni energetici non regolamentati (figura 3.19). Il livello dell'indice del gas a marzo 2019 risulta superiore di circa il 10 per cento rispetto gennaio 2016 (figura 3.20), ma ancora inferiore di circa il 7 per cento rispetto al massimo storico di gennaio 2013.

CAPITOLO 3

FIG. 3.19 *Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni*

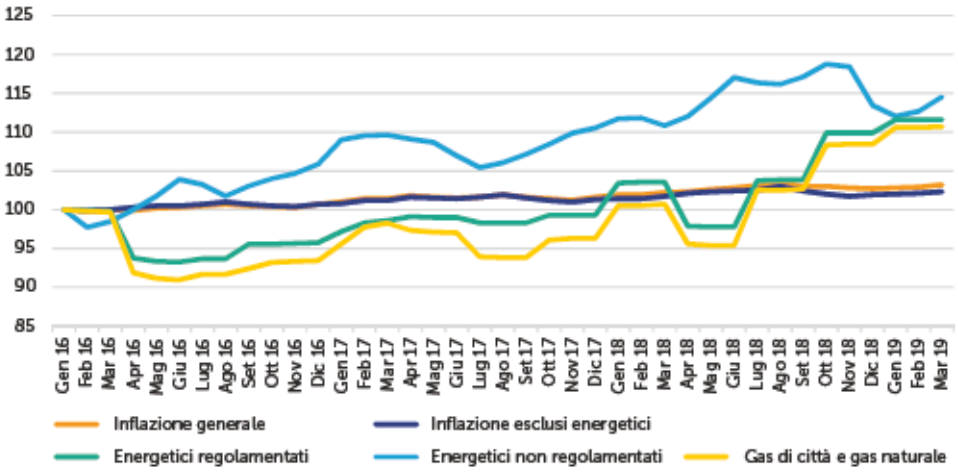
Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali

FIG. 3.20 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni*

Numeri indice base gennaio 2013=100

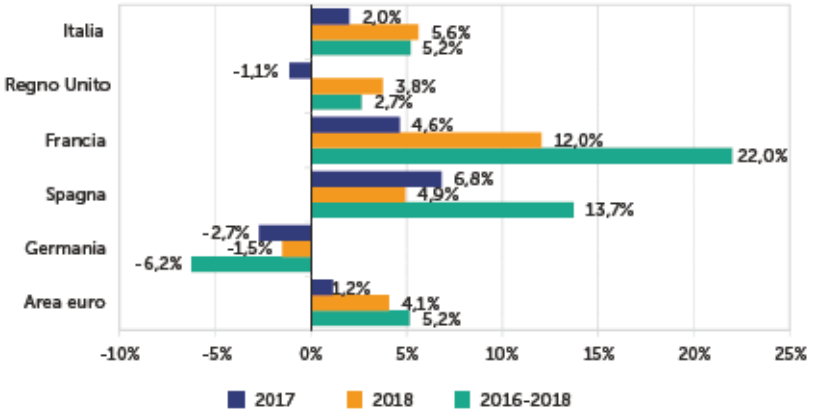


Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (figura 3.21). Quest'analisi mostra come nel 2018 il gas abbia registrato in Italia una crescita di poco superiore alla media dell'Area euro (5,6% contro 4,1%). Aumenti superiori si sono verificati in Francia (+12%), aumenti inferiori si sono verificati in Spagna e, fuori dall'area euro, nel Regno Unito (rispettivamente pari a 4,9% e 3,8%), mentre in Germania, a differenza degli altri paesi, si è verificata una diminuzione (-1,5%). Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento del 5,2%, perfettamente allineato alla media dell'area euro e inferiore sia alla Spagna (13,7%) che alla Francia (+22%), mentre invece presentano una dinamica più contenuta il Regno Unito (+2,7%, fuori dall'area Euro) e, soprattutto, la Germania, che presenta una diminuzione (-6,2%).

FIG. 3.21 *Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei*

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2016-2018



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (figura 3.22). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura[47] che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m^3 e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuativamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m^3.

Nel secondo trimestre 2013 è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento di tale componente il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati spot), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta[48].

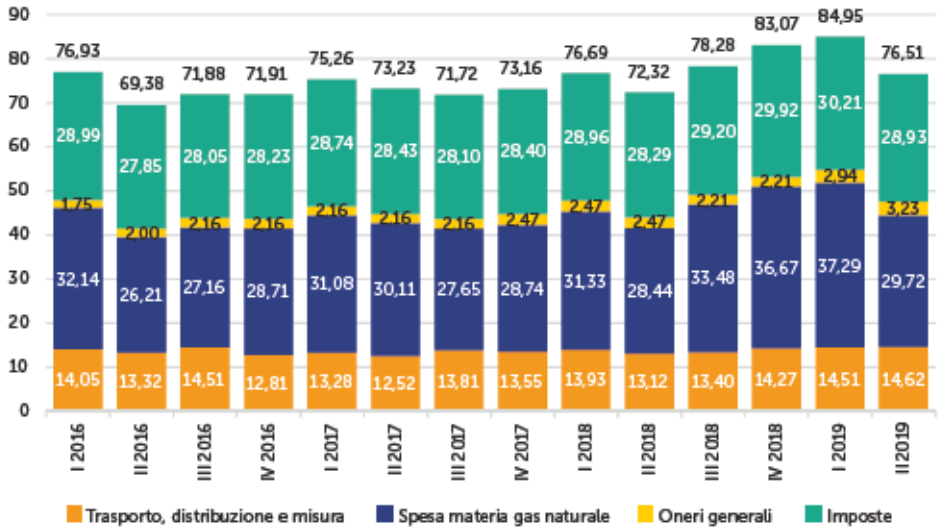
47 Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

48 Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n.1 (*Cresci Italia*), l'Autorità con delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/Gas ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato spot europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

CAPITOLO 3

FIG. 3.22 *Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo*

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: ARERA.

Col quarto trimestre del 2013, il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas.

Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati spot. Tale andamento si è protratto sino al primo trimestre 2016 e ha originato, a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)[49], una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo.

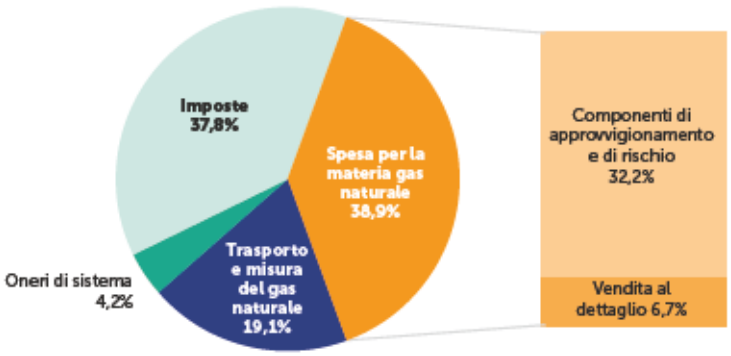
Dalla metà del 2016 è iniziata una nuova fase che, al netto delle oscillazioni di tipo stagionale, è caratterizzata da una tendenza di fondo crescente. In virtù di questa nuova tendenza al rialzo, che è in linea con gli andamenti degli ultimi anni dei mercati energetici internazionali, nel primo trimestre del 2019 si è giunti ad un massimo di 84,95 c€/m³, che risulta superiore al minimo registrato nel secondo trimestre del 2016 in misura pari al 22,4%.

Nel secondo trimestre del 2019 vi è stata una nuova inversione di tendenza, determinata dal brusco abbassamento delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas naturale, che hanno determinato nella componente relativa all'approvvigionamento della materia prima una forte diminuzione, la cui entità (-23%) è molto superiore alle flessioni di natura stagionale registrate nello stesso periodo degli anni precedenti.

49 Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato spot olandese -(TTF, (delibera 125/2013/R/gas.

FIG. 3.23 *Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo*

Valori percentuali all'1 aprile 2019; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: ARERA.

All'1 aprile 2019 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (figura 3.23) è costituito per il 62,2% da componenti a copertura dei costi e per il restante 37,8% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima (comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 38,9%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 19,1%, mentre gli oneri di sistema[50] (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 4,2%.

La tavola 3.53 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore a marzo 2019. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

50 La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dall'1 gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

CAPITOLO 3

TAV. 3.53 *Imposte sul gas*

Marzo 2019; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
FASCIA DI CONSUMO ANNUO	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	> 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,62490
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA (%)	**10**	**10**	**22**	**22**	**10(C)**	**10(C)**

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: Elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio. La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011[51] l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto[52] che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Nella componente approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 euro per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RTDG)[53]. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015[54], introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno[55].

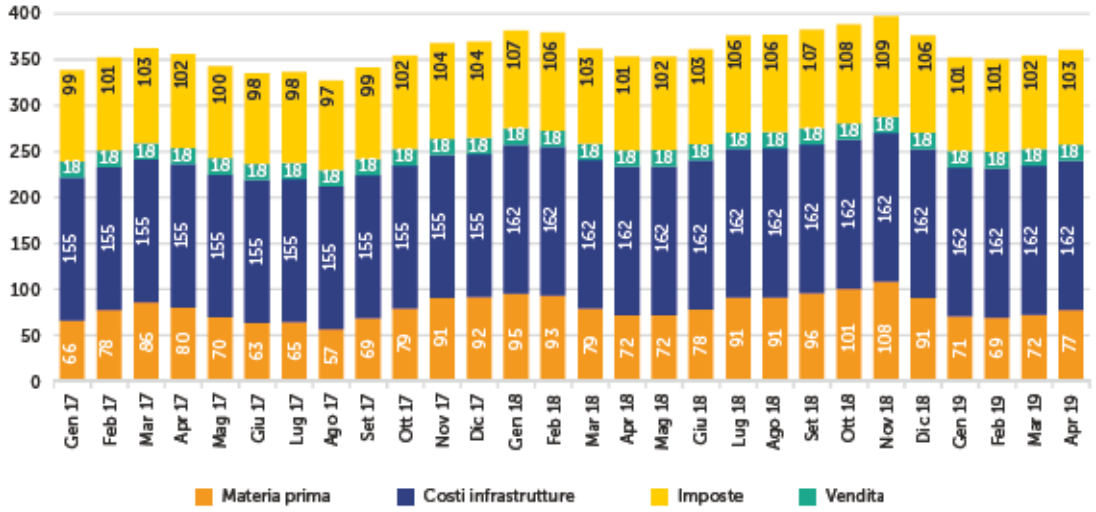
L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.24. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano e in meno di sei mesi è passata dal massimo di 108 c€/m^3 del novembre 2018 al minimo di 69 c€/m^3 del febbraio 2019.

La figura 3.25 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2019. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m^3 di GPL è pari a 361 c€/m^3 e risulta costituito per il 71,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,5% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 21,5%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5%, la distribuzione locale incide per il 25,6%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,4%.

51 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.
52 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.
53 Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.
54 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.
55 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

CAPITOLO 3

FIG. 3.24 *Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo*
c€/m³; famiglia con consumo annuo di 200 m³



Fonte: ARERA

FIG. 3.25 *Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo*
Valori percentuali all'1 aprile 2019; famiglia con consumo annuo di 200 m³

Fonte: ARERA

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2018-2019 è disciplinata dalla delibera 1 febbraio 2018, 43/2018/R/gas. Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2018. Nello specifico, gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.54 alla 3.59.

TAV. 3.54 *Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2018*

km

	RETE	DI CUI NON PROTETTA CATODICAMENTE [A]
Estensione della rete al 31/12/2018	34.888,0	-
Estensione della rete al 31/12/2017	34.670,4	4,2
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza con automezzo	6.189,9	-
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza pedonale	10.098,9	4,2
Lunghezza rete sottoposta a vigilanza aerea	18.461,0	-
Lunghezza rete ispezionata con "pig" [B]	1.773,9	-
TOTALE RETE ISPEZIONATA	36.689,10	4,2
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,1%	-

(A) Rete che al 31 dicembre 2017 risultava essere non protetta catodicamente o in protezione catodica non efficace.
(B) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.55 *Protezione catodica delle reti nel 2018*

	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.800,4
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	68,1
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.878,5
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,8%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

CAPITOLO 3

TAV. 3.56 *Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2018*

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.393
Sistemi non telesorvegliati	40
Percentuale di sistemi telesorvegliati	98,8%
Punti di misura telesorvegliati	15.548
Punti di misura non telesorvegliati	24.106
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	39,2%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.57 *Impianti di odorizzazione nel 2018*

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto al 31/12/2018	5.592
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui odorizzare il gas riconsegnato	2.336
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	244
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	27

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.58 *Emergenze di servizio nel 2018*

CAUSE	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Per eventi naturali	2
Per causa di terzi	2
Per causa dell'impresa di trasporto	5
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	9

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2018, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio*

ADESIONI	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Adesioni degli utenti	167
Adesioni delle imprese distributrici	155
TOTALE ADESIONI	322

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60 *Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2018*

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	612	9.171	274	13,7	195
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	14	76	2	31,9	3
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	5	54	1	29	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'ARERA.

TAV. 3.61 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2018, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio*

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	170
Adesioni delle imprese distributrici	152
TOTALE ADESIONI	322

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.62 *Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2018*

Numero di punti di riconsegna (PdR) con capacità conferita indicata in Sm^3/giorno

TIPOLOGIA	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA <100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA <100.000
PDR attivi al 31/12/2018 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	198	352	7	3.650
PDR attivi al 31/12/2018 relativi a City Gate	797	418	11	3.021

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

CAPITOLO 3

TAV. 3.63 *Casi di mancato rispetto nel 2018 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna*

	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	1
Causa dell'impresa di trasporto	54
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	24
City Gate	30
TOTALE	**54**

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.60 alla 3.63 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio (organizzato e attivato dall'impresa di trasporto tanto a seguito quanto non a seguito di emergenze di servizio), al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio (o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto) attraverso standard specifici di qualità.
Nella tavola 3.64 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

TAV. 3.64 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2018*

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	10	0,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	120	0,1	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	210	28,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	420	1,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	29	11,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	29	2,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	353	6,9	0
TOTALE	-	1.171	-	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali.

La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2017 2018 risultano installati 348 gascromatografi, di cui 275 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 32 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 32 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 6 nei punti di ingresso della Rete nazionale di trasporto.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La 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 2014-2019 (RQDG)[56] 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, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose.

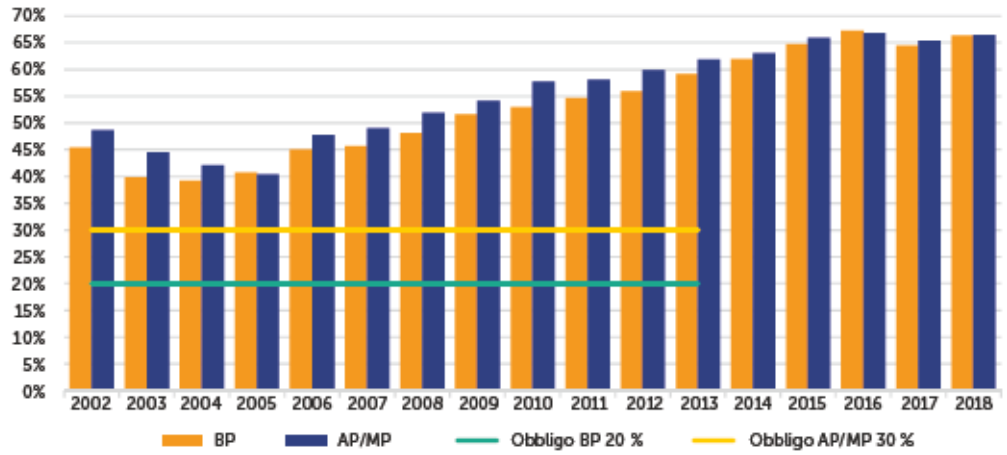
56 Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, sulla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019*

CAPITOLO 3

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.26 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente per il periodo 2002-2018. In particolare, fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per esigenze di comparazione con le performance registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per il periodo 2014-2018. Per il 2018 si registra un aumento rispetto al 2017 e comunque livelli di percentuale di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

FIG. 3.26 *Percentuale di rete ispezionata dal 2002*



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.27 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2018. Il valore medio nazionale è pari a 37 minuti, diminuito rispetto al 2017.

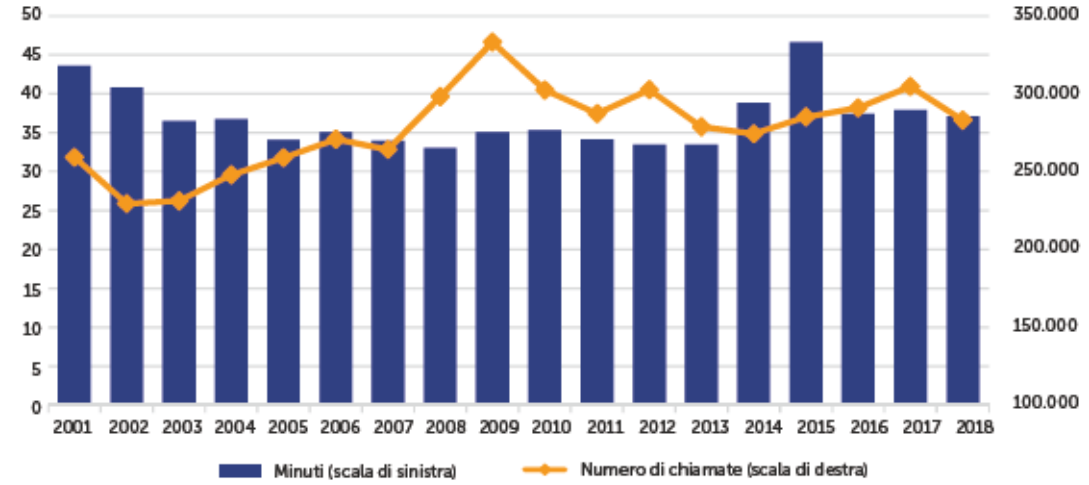
L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, pari al 90%.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende e attuato 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.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.27 *Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001*

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.65 *Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate*

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	615	653	856	1.063	3.187
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	197	161	346	390	1.094
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.154	49	450	2.767	5.420
Su gruppo di misura	2.259	6	25	733	3.023
TOTALE ANNO 2017[A]	5.225	869	1.677	4.953	12.724
Su rete	497	749	887	935	3.068
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	183	207	361	730	1.481
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.891	175	427	1.506	4.999
Su gruppo di misura	2.347	24	77	540	2.988
TOTALE ANNO 2018	5.918	1.155	1.752	3.711	12.536

(A) I valori del 2017 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Le tavole 3.65 e 3.66 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2017 e 2018, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

CAPITOLO 3

TAV. 3.66 *Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi*

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.548	390	377	712	3.027
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.137	842	669	1.404	6.052
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	27.168	5.448	4.912	37.204	74.732
Su gruppo di misura	11.210	1.862	1.679	17.964	32.715
TOTALE ANNO 2017(A)	**43.063**	**8.542**	**7.637**	**57.284**	**116.526**
Su rete	1.278	357	364	631	2.630
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.614	747	601	1.150	5.112
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	24.682	4.933	4.597	33.278	67.490
Su gruppo di misura	10.223	1.736	1.581	13.476	27.016
TOTALE ANNO 2018	**38.797**	**7.773**	**7.143**	**48.535**	**102.248**

(A) I valori del 2017 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

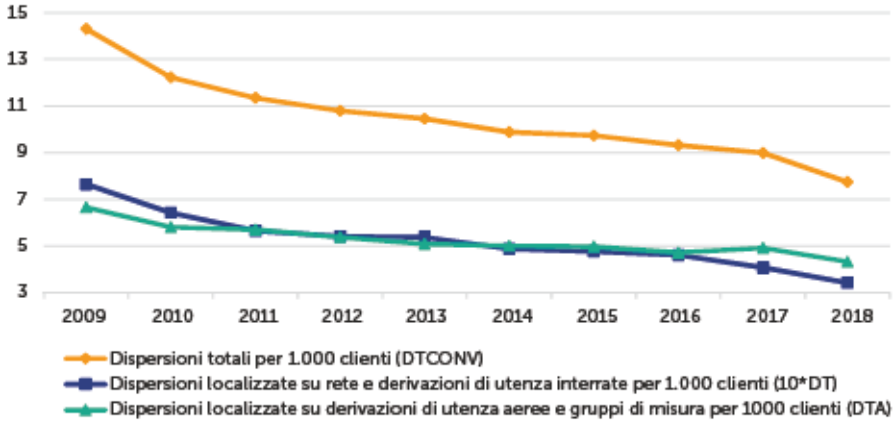
Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2017 al 2018:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti diminuiscono da 12.724 a 12.536; aumentano di poco le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passano da 4.281 del 2017 a 4.549 del 2018), le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura diminuiscono (passano da 8.443 del 2017 a 7.987 del 2018);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi diminuiscono nel 2018, passando da 116.526 a 102.248; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite (passano da 9.079 dispersioni del 2017 a 7.742 del 2018); si registra inoltre una diminuzione per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 107.447 del 2017 a 94.506 del 2018);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono diminuite (da 74.732 del 2017 a 67.490 del 2018); anche quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 32.715 del 2017 a 27.016 del 2018).

La figura 3.28 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante. Si evidenzia una diminuzione per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma più pericolose, e per quelle su rete aerea (DTA) un lieve aumento; nel 2018 i parametri 10*DT e DTA si sono attestati rispettivamente su valori pari a circa 3 e 4 dispersioni per migliaio di clienti finali.

FIG. 3.28 *Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti*

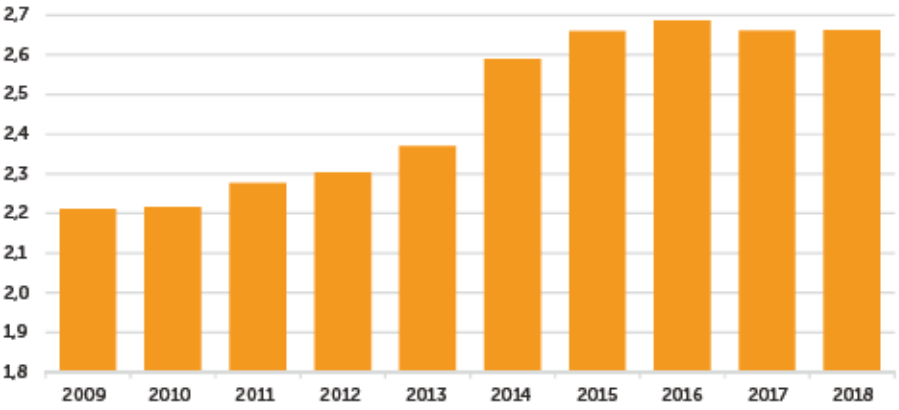
Impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.29 *Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti*

Impianti soggetti a regolazione incentivante



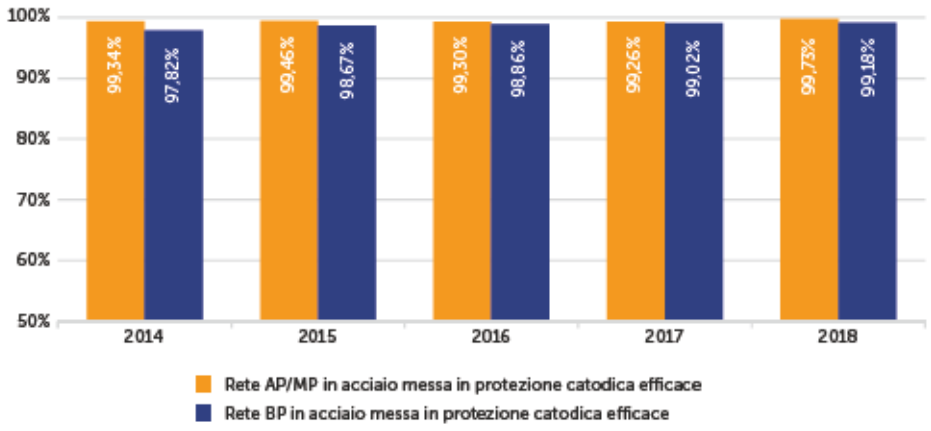
Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La figura 3.29 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti. Nel 2018 si attesta sullo stesso valore del 2017.

Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli qualità del gas. Parallelamente vi è un meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Il meccanismo, tuttavia, limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

La figura 3.30 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione.

FIG. 3.30 *Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace*



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Passando alle performance delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2018, le tavole dalla 3.67 alla 3.70 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.67 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente, pari a 13,19 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,35 per le chiamate a valle del punto di consegna.

TAV. 3.67 *Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2018*

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas Reti	6.621.838	84.299	12,73	8.579	1,30	92.878
2i Rete Gas	3.899.031	51.213	13,13	2.325	0,60	53.538
Unareti	1.214.272	13.851	11,41	2.331	1,92	16.182
Inrete Distribuzione Energia	1.118.211	15.036	13,45	1.863	1,67	16.899
Toscana Energia	794.456	13.670	17,21	1.394	1,75	15.064
Ireti	715.731	10.190	14,24	932	1,30	11.122
Acegasapsamga	478.496	3.503	7,32	1.196	2,50	4.699
2i Rete Gas Impianti	460.686	6.790	14,74	528	1,15	7.318
Centria	405.023	6.829	16,86	781	1,93	7.610
Ap Reti Gas	341.719	3.630	10,62	417	1,22	4.047
Erogasmet	276.450	3.974	14,38	421	1,52	4.395
Ld Reti	265.446	4.439	16,72	965	3,64	5.404
Retipiù	207.496	3.616	17,43	322	1,55	3.938
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	184.128	1.869	10,15	206	1,12	2.075
Adrigas	174.544	1.842	10,55	267	1,53	2.109
Amg Energia	157.374	3.865	24,56	451	2,87	4.316
Novareti	157.348	752	4,78	353	2,24	1.105
Megareti	156.818	2.357	15,03	413	2,63	2.770
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.505	2.563	16,92	309	2,04	2.872
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.678	1.585	10,59	122	0,82	1.707
Azienda Municipale Del Gas	124.160	1.405	11,32	350	2,82	1.755
As Retigas	120.847	1.628	13,47	73	0,60	1.701
Edma Reti Gas	117.049	2.512	21,46	210	1,79	2.722
Società Impianti Metano	112.843	1.341	11,88	78	0,69	1.419
TOTALE	18.405.149	242.759	13,19	24.886	1,35	267.645

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

CAPITOLO 3

TAV. 3.68 *Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2015-2018 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2016-2018 (rete in alta/media pressione)*

km

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA/MEDIA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA[A] DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA[B]	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA[A] DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA[C]	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	33.437	69.706	208,5	24.364	36.473	149,7
2i Rete Gas	33.672	86.452	256,7	24.329	55.983	230,1
Unareti	5.752	15.834	275,3	1.883	4.715	250,4
Inrete Distribuzione Energia	5.287	10.984	207,8	8.441	12.380	146,7
Toscana Energia	4.597	9.383	204,1	3.175	4.892	154,1
Ireti	4.210	13.586	322,7	3.417	8.969	262,5
Acegasapsamga	4.081	15.462	378,9	1.411	4.234	300,0
2i Rete Gas Impianti	3.753	4.909	130,8	3.376	3.547	105,1
Centria	2.945	11.756	399,2	2.487	7.458	299,9
Ap Reti Gas	4.403	15.164	344,4	2.396	6.125	255,6
Erogasmet	2.196	8.725	397,2	1.431	4.293	299,9
Ld Reti	2.262	7.631	337,4	1.028	2.706	263,1
Retipiù	1.432	5.726	399,8	349	1.044	299,6
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.466	5.388	367,7	372	983	264,3
Adrigas	1.281	2.795	218,2	1.447	2.550	176,2
Amg Energia	585	2.341	400,0	335	1.004	300,0
Novareti	1.561	1.579	101,2	791	793	100,3
Megareti	1.114	4.188	376,0	478	1.381	288,9
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.465	5.409	369,3	1.197	3.106	259,5
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.804	7.032	389,9	752	2.142	284,7
Azienda Municipale Del Gas	474	1.900	401,2	130	391	300,0
As Retigas	1.012	1.465	144,8	1.160	1.212	104,5
Edma Reti Gas	633	2.531	400,0	664	1.992	300,0
Società Impianti Metano	1.060	4.242	400,0	582	1.746	300,0
TOTALE	**120.481**	**314.190**	**260,8**	**85.997**	**170.121**	**197,8**

(A) Estensione media nel periodo considerato (quadriennio 2015-2018 per la rete in BP, triennio 2016-2018 per la rete in MT-AT).
(B) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio 2015-2018.
(C) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio 2016-2018.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.68 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e

TAV. 3.69 *Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2018*

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI		
				PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	58.663	28.538	1.400	0,05	29.253	0,50
2i Rete Gas	58.626	40.317	180	0,00	15.315	0,26
Unareti	7.676	5.870	2.310	0,39	6.687	0,87
Inrete Distribuzione Energia	13.971	7.338	1.424	0,19	4.318	0,31
Toscana Energia	7.890	4.456	1.143	0,26	2.113	0,27
Ireti	7.668	6.355	3.971	0,63	5.189	0,68
Acegasapsamga	5.533	5.516	276	0,05	1.425	0,26
2i Rete Gas Impianti	7.277	2.206	-	-	2.390	0,33
Centria	5.528	5.508	102	0,02	1.010	0,18
Ap Reti Gas	6.866	5.541	50	0,01	1.458	0,21
Erogasmet	3.694	3.664	90	0,03	1.099	0,30
Ld Reti	3.305	2.582	62	0,02	1.314	0,40
Retipiù	1.787	1.783	1	0,00	858	0,48
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.709	1.542	115	0,08	473	0,28
Adrigas	2.742	1.110	9	0,01	499	0,18
Amg Energia	924	925	-	-	1.617	1,75
Novareti	2.376	2.370	4	0,00	275	0,12
Megareti	1.602	1.552	16	0,01	751	0,47
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.675	2.382	47	0,02	987	0,37
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.594	2.442	2	0,00	705	0,27
Azienda Municipale Del Gas	623	615	1	0,00	273	0,44
As Retigas	2.192	625	15	0,02	636	0,29
Edma Reti Gas	1.300	1.298	25	0,02	229	0,18
Società Impianti Metano	1.653	1.650	42	0,03	534	0,32
TOTALE	208.876	136.185	11.285	0,08	79.408	0,38

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti

i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

La tavola 3.69 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2018.

CAPITOLO 3

TAV. 3.70 *Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2018*

km

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	16.909	16.878	31	99,8
2I Rete Gas	19.708	19.708	-	100,0
Unareti	1.625	1.625	-	100,0
Inrete Distribuzione Energia	7.845	7.845	-	100,0
Toscana Energia	2.484	2.484	-	100,0
Ireti	2.982	2.982	-	100,0
Acegasapsamga	1.050	1.050	-	100,0
2I Rete Gas Impianti	2.106	2.106	-	100,0
Centria	2.136	2.136	-	100,0
Ap Reti Gas	2.244	2.244	-	100,0
Erogasmet	1.263	1.263	-	100,0
Ld Reti	946	946	-	100,0
Retipiù	340	340	-	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	341	341	-	100,0
Adrigas	1.412	1.412	-	100,0
Amg Energia	318	318	-	100,0
Novareti	706	706	-	100,0
Megareti	459	459	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.041	1.041	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	718	718	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	130	130	-	100,0
As Retigas	1.120	1.120	-	100,0
Edma Reti Gas	549	549	-	100,0
Società Impianti Metano	561	558	3	99,4
TOTALE	68.990	68.956	34	100,0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.70 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2018, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.71 *Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2018*

km

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	23.774	23.482	291	98,8
2I Rete Gas	27.671	27.671	-	100,0
Unareti	2.610	2.594	16	99,4
Inrete Distribuzione Energia	4.035	4.024	11	99,7
Toscana Energia	3.494	3.476	18	99,5
Ireti	3.027	2.989	38	98,7
Acegasapsamga	2.304	2.284	20	99,1
2I Rete Gas Impianti	3.000	2.999	1	100,0
Centria	2.406	2.406	-	100,0
Ap Reti Gas	4.278	4.278	-	100,0
Erogasmet	2.151	2.151	-	100,0
Ld Reti	1.954	1.950	4	99,8
Retipiù	1.380	1.330	50	96,4
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.264	1.255	9	99,3
Adrigas	1.273	1.273	-	100,0
Amg Energia	14	14	-	100,0
Novareti	1.445	1.445	-	100,0
Megareti	774	764	10	98,7
Infrastrutture Distribuzione Gas	574	574	1	99,9
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.773	1.773	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	416	410	6	98,6
As Retigas	944	944	-	100,0
Edma Reti Gas	545	544	-	100,0
Società Impianti Metano	1.006	988	18	98,2
TOTALE	92.112	91.618	494	99,5

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.71 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2018 con riferimento alla rete in bassa pressione.

CAPITOLO 3

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo.

A differenza del passato, i livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per classe del gruppo di misura). Viceversa, gli indennizzi automatici, da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo automatico degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

La tavola 3.72 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Nel 2018 a fronte di 24.108 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 26.756 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari ad oltre 1,42 milioni di euro.

TAV. 3.72 *Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale*
Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

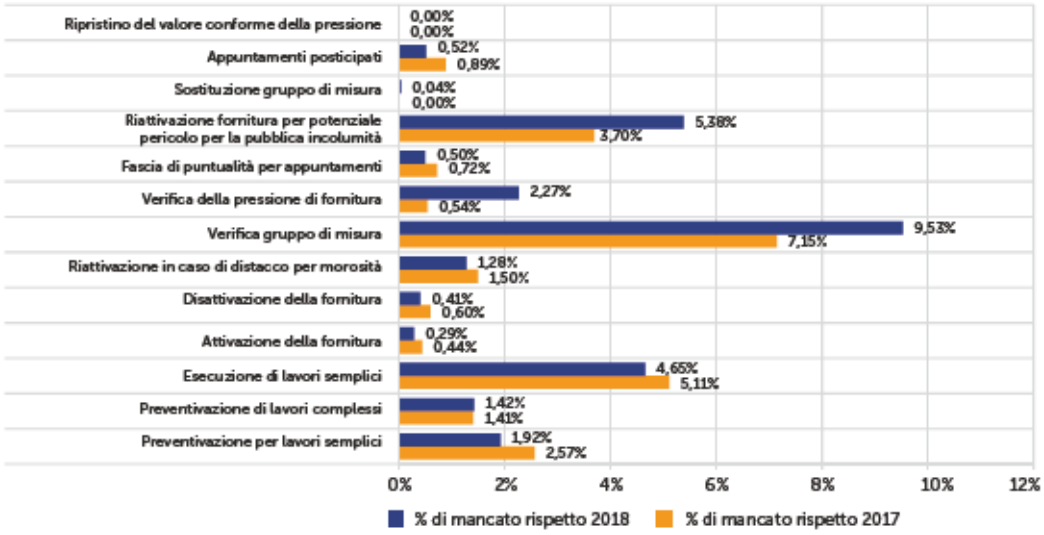
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014	21.358	21.151
2015	31.222	32.585
2016	33.084	36.644
2017	32.220	29.528
2018	24.108	26.756

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (figura 3.31) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2018, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita, con l'eccezione delle prestazioni "Verifica gruppo di misura", "Verifica della pressione di fornitura" e "Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità". La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'attivazione della fornitura.

FIG. 3.31 *Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale*

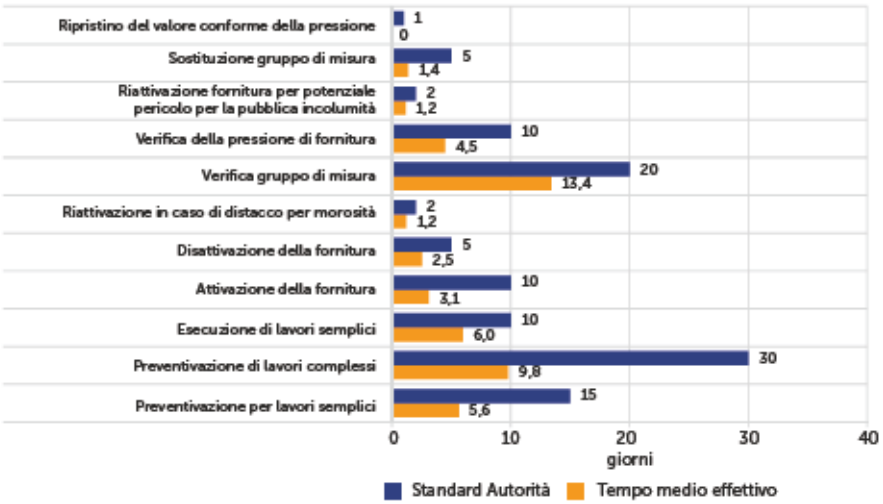
Tutte le classi dei gruppi di misura; 2017-2018



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.32 *Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6*

Anno 2018



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

CAPITOLO 3

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (figura 3.32) nel 2018 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico.

La tavola 3.73 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare, essa mette a confronto gli anni 2017 e 2018.

Il numero complessivo di prestazioni è in diminuzione rispetto al 2017. Le prestazioni che diminuiscono in modo significativo in termini di richieste del cliente sono l'attivazione della fornitura e la fascia di puntualità per appuntamenti. Anche nel 2018 la prestazione più rilevante è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati che rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate; segue l'attivazione della fornitura con il 19%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2018 è in diminuzione rispetto al 2017. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello *standard* fissato per l'esecuzione di lavori semplici pari a 10 giorni lavorativi.

TAV. 3.73 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2017(A)			ANNO 2018		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	164.730	5,76	3.700	163.832	5,62	3.449
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	3.644	9,60	44	3.151	9,80	43
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	112.023	6,08	4.459	106.934	5,96	4.444
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.242	3,13	2.347	655.226	3,10	2.036
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	493.624	2,58	2.440	488.617	2,53	2.288
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	151.833	1,20	1.901	159.141	1,18	1.980
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.487	13,13	156	2.376	13,43	198
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	145	3,18	2	135	4,49	12
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.614.876	-	10.891	1.591.641	-	8.723
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	23.312	0,97	668	23.804	1,17	1.189
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	3.817	0,99	-	3.717	1,39	1
Appuntamenti posticipati	2 ore	209.519	-	1.967	215.551	-	1.369
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	32	-	-	19	-	-
TOTALE	-	3.461.284	-	28.575	3.414.144	-	25.732

(A) I valori del 2017 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

TAV. 3.74 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori*

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6; ammontare in euro

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2108			
		NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	16.772	386	24.850	3,85
Altri dati tecnici (M02) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	29.678	3.589	334.445	10,12
Altri dati tecnici complessi (M02C) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	6.227	174	13.152	12,02
TOTALE 2017	-	52.677	4.149	372.447	-

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/gas/com sono state apportate alcune modifiche alla RQDG 2014-2019 a partire dal 2017. In particolare, è stata modificata la disciplina relativa ai tempi di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore. La definizione di "dati tecnici" ora comprende anche le richieste di dati che vengono effettuate sulla base di una richiesta di informazione o di un reclamo telefonico e le richieste che emergono nell'ambito di una procedura conciliativa paritetica.

Le prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori sono riassunte nella tavola 3.74.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole dalla 3.75 alla 3.79 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2018 da parte delle imprese di distribuzione gas[57]. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, di richieste con accertamento negativo, di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

Più precisamente, la tavola 3.75 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.77 contiene il numero delle verifiche eseguite dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati con accertamento positivo effettuato nell'anno solare 2017, ancora suddivise per potenza termica. La tavola 3.78 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.79 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

57 dati si riferiscono a 246 imprese di distribuzione su un totale di 282.

CAPITOLO 3

TAV. 3.75 *Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	126.021	1.910	3	2.012
> 35 kW e ≤ 350 kW	18.464	298	0	342
> 350 kW	726	10	0	14
TOTALE	**145.211**	**2.218**	**3**	**2.368**

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.76 *Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	21.866	569	0	336
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.882	66	0	48
> 350 kW	124	5	0	5
TOTALE	**24.872**	**640**	**0**	**389**

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.77 *Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2017*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2017	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2017	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	64.833	12	9.535	32
> 35 kW e ≤ 350 kW	11.469	1	1.330	1
> 350 kW	381	0	59	0
TOTALE	**76.683**	**23**	**10.924**	**33**

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.78 *Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	118.447	1.746	0	1.820
Media	21.084	338	3	444
Piccola	5.680	134	0	104
TOTALE	145.211	2.218	3	2.368

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.79 *Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	19.607	418	0	272
Media	4.647	202	0	108
Piccola	618	20	0	9
TOTALE	24.872	640	0	389

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas - Trasporto del gas naturale

La tavola 3.80 dà conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas nell'anno solare 2018 da parte delle imprese di trasporto del gas naturale e riporta il numero di richieste con accertamento positivo, il numero di richieste con accertamento negativo, il numero di impianti con fornitura sospesa e quello degli impianti di utenza interessati da più di un accertamento. Più precisamente, gli accertamenti inseriti nella tavola sono suddivisi per potenza termica relativi solo agli impianti di utenza nuovi perché nel 2018 non sono stati effettuati accertamenti su impianti di utenza modificati o trasformati.

CAPITOLO 3

TAV. 3.80 *Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi*

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2018

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	4	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	3	0	0	0
> 350 kW	3	0	0	0
TOTALE	10	0	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.81 *Prestazioni del servizio di vendita del settore del gas naturale e tempi medi effettivi negli anni 2017 e 2018*

Giorni solari

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI	
			2017	2018
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	40	-	22,6	17,05
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	90	-	42,3	24,77
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	37,9	23,31
Percentuale minima di risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	30	8,4	8,9

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 3.82 *Numero di reclami nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	76.243	59.135
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	126.538	121.257
Clienti multisito	13.923	13.682
TOTALE	216.704	194.074

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 3.83 *Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	33.472	26.862
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	55.196	52.934
Clienti multisito	10.632	6.932
TOTALE	99.300	86.728

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

Qualità commerciale del servizio di vendita

Standard e indennizzi relativi a risposte ai reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione - Settore gas

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)[58] ha stabilito 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 naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita" del Capitolo 2, per i clienti finali del settore gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, 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 ad indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre.

Per il 2018, in modo analogo a quanto evidenziato per il settore elettrico (anche se con tempi medi leggermente superiori), i tempi medi effettivi per l'insieme dei venditori di gas naturale per le risposte inviate ai reclami, per le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione eseguite si attestano al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità e risultano diminuiti in confronto all'anno 2017; i tempi medi riferiti alle richieste di informazione sono largamente inferiori allo standard generale, per tutte le tipologie di clienti (tavola 3.81).
Nel complesso, le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto, nel 2018, 194.074 reclami scritti, il 62,5% dei quali riferiti al mercato libero, il 30,5% al mercato tutelato e il 7% ai clienti multisito (tavola 3.82). Con riferimento al 2017, si registra una diminuzione dei reclami riferiti sia al mercato libero che passano da 126.538 a 121.257 (-4,2%), sia al mercato tutelato, -22,4% (da 76.243 a 59.135).

Raffrontando i dati riferiti alle richieste di informazione con quelli del 2017, per il settore gas, nel 2018, si è registrata nel complesso una flessione del 12,7%; le richieste di informazione sono passate in totale da 99.300 a 86.728 (tavola 3.83).

Particolarmente significativa risulta la diminuzione delle rettifiche di fatturazione che, complessivamente (tavola 3.84), rispetto al 2017, è pari al 53,4%, analoga a quella determinatosi nel settore elettrico (51,2%).
Con riferimento, infine, alle rettifiche di doppia fatturazione (tavola 3.85), analogamente a quanto già verificato per il settore elettrico, esse risultano essere residuali e in diminuzione ulteriore rispetto al 2017 (-17,3%).

TAV. 3.84 *Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	21.433	7.173
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	19.131	11.594
Clienti multisito	3.653	1.820
TOTALE	44.217	20.587

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

58 Allegato A alla delibera 413/2016/R/com.

CAPITOLO 3

TAV. 3.85 *Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018*

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	1.372	970
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	229	99
Clienti multisito	149	26
TOTALE	3.767	3113

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 3.86 *Tempi medi effettivi per rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale negli anni 2017 e 2018*

Giorni solari

TIPO DI CLIENTE	2017	2018
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	59,9	20,77
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	36,1	25,54
Clienti multisito	37,9	25,18

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 3.87 *Indicatori di qualità commerciale nel settore del gas naturale per tipologia di clienti nel 2018*

TIPO DI CLIENTE	IRC	ICRC	IINFO	ICINFO
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	0,68%	88,00%	0,31%	91,18%
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1,34%	87,51%	0,58%	94,13%
Clienti multisito	2,39%	86,63%	1,21%	89,67%

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

Sono migliorati, infine, i tempi medi delle rettifiche di fatturazione per tutte le tipologie di clienti (tavola 3.86) e in particolare, rispetto al 2017, quelli dei clienti domestici del mercato tutelato.

Rispetto al settore elettrico, per il settore gas, con riferimento alle rettifiche di doppia fatturazione, risultano più contenuti i tempi medi di risposta e di esecuzione delle prestazioni, rispetto ai clienti BT domestici del mercato libero (26,95), mentre risultano leggermente più alti rispetto ai clienti BT non domestici del mercato libero (24,93); sono allineati quelli dei BP del mercato tutelato con i clienti BT domestici del mercato tutelato (20,77).

Per quanto riguarda gli indicatori[59] relativi a reclami ricevuti (IRC), capacità di risposta ai reclami (ICRC), richieste di informazione ricevute (IINFO) e capacità di risposta alle richieste di informazione (ICINFO), la tavola 3.87 li illustra complessivamente, avendo a riferimento il totale dei clienti gas per singoli segmenti di mercato.

Gli indicatori di reclamosità (IRC) e di richiesta di informazione (IINFO) pongono in relazione, per ciascun esercente, il numero dei reclami ricevuti/richieste di informazione nell'anno di riferimento con il numero dei propri clienti; i relativi indicatori di capacità di risposta (ICR e ICINFO) misurano quante risposte ai reclami e alle richieste di informazione dell'anno sono fornite entro lo standard specifico e generale fissato dal TIQV.

TAV. 3.88 *Numero di indennizzi da erogare nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici nel 2018*

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	6.932	658	50	7.640
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	11.036	657	456	12.149
Clienti multisito	1.449	119	11	1.579
TOTALE	**19.417**	**1434**	**517**	**21.368**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

TAV. 3.89 *Indennizzi automatici erogati nel settore del gas naturale nel 2018*

Euro

TIPO DI CLIENTE	RITARDO NELLA RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti allacciati in bassa pressione in tutela	347.270	22.790	2.700	372.760
Clienti allacciati in bassa pressione nel mercato libero	510.619	24.535	23.535	558.689
Clienti multisito	69.445	4.395	475	74.315
TOTALE	**927.334**	**51.720**	**26.710**	**1.005.764**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

La tavola 3.87, che riporta gli indicatori di performance ordinati in modo crescente sulla base dell'IRC, fornisce un quadro simile a quello già illustrato per il settore elettrico, evidenziando le performance migliori nel mercato tutelato e le peggiori riferite ai clienti multisito.
Per quanto riguarda l'IINFO, viene confermato anche per il gas un ordinamento coerente con l'IRC, ma si evidenziano complessivamente livelli peggiori di performance rispetto all'elettrico; per tutte le tipologie di clienti considerate l'ICINFO si colloca al di sotto dello standard generale minimo.

Nel 2018, i casi di mancato rispetto degli standard, che hanno determinato il diritto per i clienti ad ottenere complessivamente un indennizzo per il mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita, sono stati 21.368 (tavola 3.88).
Nel settore gas, il 56,8% dei casi di mancato rispetto dello standard di risposta ai reclami scritti è riferito al segmento di mercato relativo ai clienti liberi e principalmente al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; a seguire, il 35,7% dei casi riguarda i clienti del mercato tutelato e il 7,5% i clienti con contratto multisito.

Nel medesimo anno sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di oltre 1 milione di euro (tavola 3.89). Per quanto riguarda gli indennizzi automatici, nel corso dell'anno 2018, nel mercato del gas naturale, il maggior numero è stato erogato nel segmento di mercato relativo ai clienti liberi ed è dovuto al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono, per numerosità, i clienti del mercato tutelato (sempre in relazione ai reclami) e, a seguire, i clienti multisito. I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 55,5% del totale degli indennizzi.
Dall'1 gennaio 2018 è obbligatoria per le aziende di vendita

59 Definiti dalla delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com.
60 Dati rilevati al 31 marzo 2019; il loro consolidamento al 30 aprile 2019, funzionale alla produzione del Rapporto di cui all'articolo 39 TIQV, potrebbe comportare eventuali piccoli aggiustamenti del peso delle specifiche voci.

la classificazione per argomenti dei reclami[60]. Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, nel settore gas, i primi tre hanno riguardato: intorno al 47,5% 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 l'11,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9% dei casi la misura (reclami relativi al funzionamento e al cambio del misuratore o alla mancata effettuazione delle letture, incluso il malfunzionamento della telelettura, alle tempistiche e modalità di verifica del misuratore, alla ricostruzione dei consumi per malfunzionamento).

Standard e indennizzi relativi a risposte ai reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione - Clienti dual fuel

Nel 2018 i clienti con contratti *dual fuel* sono stati 1.248.827, serviti da 99 venditori; tali clienti hanno inviato 28.707 reclami scritti e 48.417 richieste di informazione. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 3.412 e 98.
Rispetto al 2017 si rileva una diminuzione del numero dei reclami del 15,3% e un aumento del numero delle richieste di informazione del 6,2% (tavola 3.90).

TAV. 3.90 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti duel fuel negli anni 2017 e 2018*

ISTANZA	2017	2018
Reclami	33.895	28.707
Richieste di informazione	45.602	48.417
Rettifiche di fatturazione	4.265	3.412
Rettifiche di doppia fatturazione	246	98
TOTALE	84.008	80.634

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2017-2018.

TAV. 3.91 *Indicatori nei contratti dual fuel nel 2018*

INDICATORE	VALORI
Reclami ricevuti (IRC)	2,61%
Capacità di risposta ai reclami (ICRC)	88,07%
Richieste di informazione ricevute (IINFO)	4,40%
Capacità di risposta alle richieste di informazione (ICINFO)	97,43%

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

Gli indicatori di performance[61] riferiti ai clienti *dual fuel* e relativi a reclami ricevuti (IRC), capacità di risposta ai reclami (ICRC), richieste di informazione ricevute (IINFO) e capacità di risposta alle richieste di informazione (ICINFO), appaiono meno positivi rispetto ai clienti elettrici e gas; come posto in evidenza dalla tavola 3.91, anche in raffronto a tutti gli altri segmenti di mercato, si registrano infatti elevati indicatori di reclamosità e di richieste di informazione e indicatori di capacità di risposta performanti solo per le richieste di informazione.

61. Definiti dalla delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com. Per una analisi più approfondita della modalità di calcolo degli indicatori si vedano le Appendici 1 e 2 del Rapporto 19 febbraio 2019, 54/2019/I/com, relativo all'anno 2017.

Il 91,4% dei casi di mancato rispetto dello standard è dovuto al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; a seguire l'8% per le rettifiche di fatturazione e lo 0,6% per le rettifiche di doppia fatturazione.

Per quanto riguarda i clienti *dual fuel*, complessivamente nel 2018, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto ad ottenere un indennizzo per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.587 (tavola 3.92).

Anche per i clienti *dual fuel* sono stati classificati dagli operatori i reclami per argomenti[62].

Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami[63], per i clienti *dual fuel*, i primi tre hanno riguardato: per il 45,1% 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 12,3% 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 in contratto e applicate; nell'11,3% dei casi le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro).

Per quanto riguarda gli indennizzi automatici, anche per i clienti *dual fuel*, il maggior importo è maturato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; seguono le rettifiche di fatturazione e, in misura molto minore, le rettifiche di doppia fatturazione; nel complesso, a questo segmento di clienti sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di 183.500 euro (tavola 3.93).

TAV. 3.92 *Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici nel 2018*

	NUMERO
Ritardo nella risposta ai reclami	3.277
Rettifiche di fatturazione	288
Rettifiche di doppia fatturazione	22
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	**3.587**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

TAV. 3.93 *Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel nel 2018*

	EURO
Ritardo nella risposta ai reclami	171.425
Rettifiche di fatturazione	11.300
Rettifiche di doppia fatturazione	775
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	**183.500**

Fonte: ARERA. Dati dichiarati dagli operatori 2018.

62 Dati rilevati al 31 marzo 2019; il loro consolidamento al 30 aprile 2019, funzionale alla produzione del Rapporto di cui all'articolo 39 TIQV, potrebbe comportare eventuali piccoli aggiustamenti del peso delle specifiche voci.

63 Dati rilevati al 31 marzo 2019; il loro consolidamento al 30 aprile 2019, funzionale alla produzione del Rapporto di cui all'articolo 39 TIQV, potrebbe comportare eventuali piccoli aggiustamenti del peso delle specifiche voci.

PAGINA BIANCA

Capitolo 4

STRUTTURA, PREZZI E QUALITÀ NEL SETTORE DEL TELECALORE

CAPITOLO 4

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

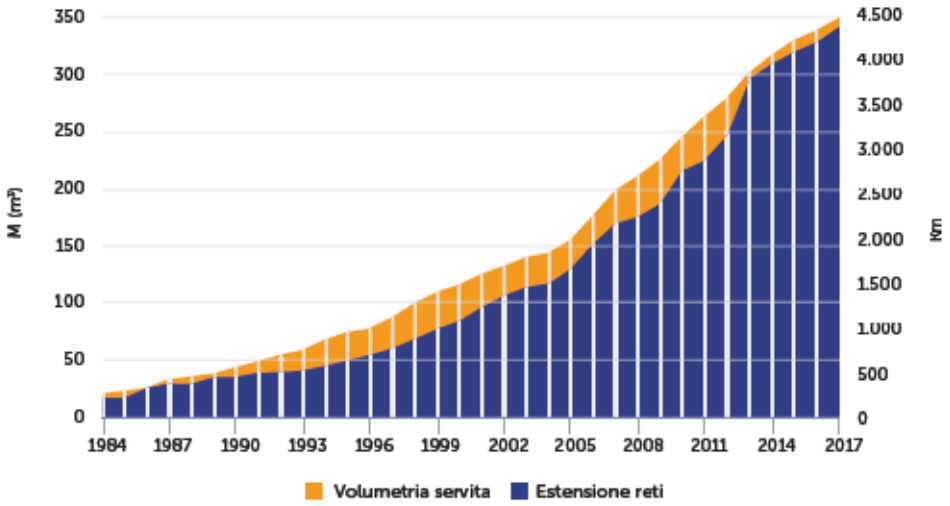
L'Italia si colloca tra i Paesi europei con la minore diffusione del servizio di teleriscaldamento, con circa il 6% della popolazione servita[1]. Il trend di diffusione del servizio risulta tuttavia storicamente positivo, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, con una progressiva crescita sia in termini di volumetria servita sia di estensione delle reti di distribuzione del calore. Tra il 2000 e il 2017 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 6,7%, passando da 117,3 a 349,2 milioni di metri cubi; nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.377 km nel 2017 (figura 4.1).

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nel 2017, pari a 164 km, è risultato inferiore al valore medio degli anni precedenti (229 km annui del periodo 2011-2017). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 3,2% rispetto a una media del 5,2% del periodo 2011-2017.

La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici (molti Comuni in queste regioni appartengono alle fasce climatiche "E" e "F", caratterizzate da un maggior fabbisogno di riscaldamento) e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti. Le regioni Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Trentino-Alto Adige e Veneto rappresentano, da sole, oltre il 95% della volumetria allacciata.

FIG. 4.1 *Evoluzione della volumetria allacciata*

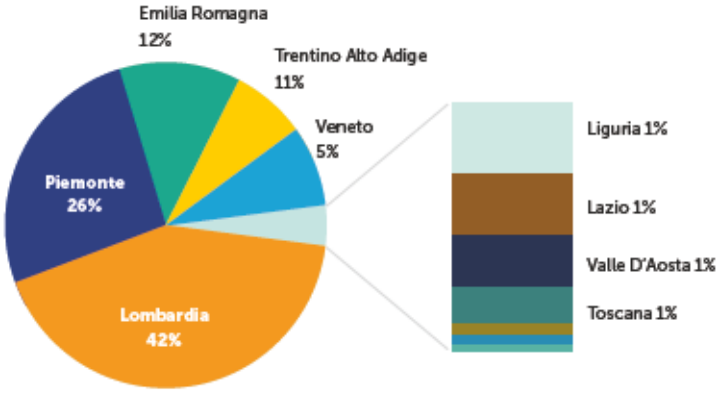
Volumetria teleriscaldata in M(m³), estensione delle reti in km



Fonte: Annuario AIRU 2018.

1 Dato relativo all'anno 2013. Fonte: *Euroheat & Power, District heating and cooling – Country by country, 2015 Survey.*

FIG. 4.2 *Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2017 (quota della volumetria totale allacciata)*



Fonte: Annuario AIRU 2018.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2017 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.155 GWh termici, 6.729 GWh elettrici e 135 GWh frigoriferi (tavola 4.1), con un incremento, rispetto al 2016, rispettivamente pari al 3,4%, 5,9% e 8,1%.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (tavola 4.2) il gas naturale si è confermato nel 2017 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 71,6% del consumo energetico complessivo, in linea con gli anni precedenti. Un contributo significativo è fornito anche dai rifiuti urbani residui (RUR) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi), che rappresentano rispettivamente il 13,8% e il 9,1% delle fonti utilizzate. Il contributo delle altre fonti energetiche è nel complesso marginale.

Relativamente all'incidenza delle differenti tipologie di impianto sui quantitativi complessivi di energia termica prodotta si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari a circa il 68% (tavola 4.3).
Se si considera la capacità di produzione di energia termica (tavola 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie che però vengono utilizzate, in particolare, per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva (guasti e manutenzione programmata di altri generatori).

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche e la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda) oppure con la produzione *in loco*, presso l'utenza, grazie

TAV. 4.1 *Produzione di energia relativa all'anno 2017*

VETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA (A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2016
Energia termica	11.155	9.084	3,4%
Energia elettrica	6.729	6.331	5,9%
Energia frigorifera	135	131	8,1%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2018.

TAV. 4.2 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica negli impianti di telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2017		ANNO 2016		ANNO 1995	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.377.855	71,6%	1.313.657	71,1%	383.521	68,9%
RUR	265.247	13,8%	253,.215	13,7%	6.708	1,2%
Bioenergie(A)	175.570	9,1%	171.147	9,3%	-	0,0%
Carbone	47.310	2,5%	48.146	2,6%	69.810	12,5%
Gasolio e olio combustibile	1.863	0,1%	1.531	0,1%	79.726	14,3%
Geotermia	23.689	1,2%	24.102	1,3%	4.472	0,8%
Recupero da processo industriale	4.315	0,2%	2.443	0,1%	4.644	0,8%
Sole	77	0,0%	44	0,0%	-	0,0%
Energia primaria fossile del SEN(B)	29.397	1,5%	33.082	1,8%	7.750	1,4%
Totale fossili	1.456.425	76%	1.396.416	76%	540.807	97%
Totale rinnovabili	468.898	24%	450.951	24%	15.824	3%
TOTALE GENERALE	1.925.324	100%	1.847.367	100%	556.631	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.
(B) Consumi del Sistema Elettrico Nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2018.

TAV. 4.3 *Produzione di energia termica nell'anno 2017 distinta per tecnologia di produzione*

GWh

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA TOTALE
Cogenerazione	5.900,0	1.627,0	7.527,0	67,6%
Produzione semplice	2.523,6	711,9	3.235,4	29,1%
Rinnovabili dirette	-	260,5	260,5	2,3%
Pompe di calore	-	62,7	62,7	0,6%
Recupero	-	50,9	50,9	0,5%
TOTALE GENERALE	8.423,6	2.712,9	11.136,5	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2018.

a gruppi frigoriferi alimentati dalle reti di teleriscaldamento. Nel primo caso i gruppi frigoriferi possono essere del tipo "a compressione di vapore", alimentati da energia elettrica tipicamente prodotta da cogeneratori presenti nella stessa centrale termica, e/o "ad assorbimento", alimentati da calore disponibile in centrale (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa, o di recupero). Nel caso di produzione *in loco* vengono invece utilizzati esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria o processi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) disponibile o appositamente prodotta in centrale, la seconda quello di non comportare gli investimenti e gli oneri di gestione e manutenzione di un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento). La tavola 4.5 riporta i valori di capacità di produzione frigorifera delle diverse macchine attualmente installate nei sistemi di telecalore, suddivise per tipologia e luogo di installazione.

TAV. 4.4 *Capacità di generazione installata per tecnologia*

TIPOLOGIA IMPIANTO	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31-12-2016		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31-12-2017	
	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt
Centrali termoelettriche	-	1.161	-	1.101
Impianti di cogenerazione(A)	796	959	792	968
Impianti termovalorizzazione RUR	-	555	-	562
Produzione semplice a bioenergie(B)	-	373	-	375
Impianti di cogenerazione a bioenergie	86	250	87	252
Impianti a geotermia	-	135	-	133
Pompe di calore	-	47	-	45
Recupero da processo industriale	-	41	-	40
Solare termico	-	1	-	1,5
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.205	-	5.404
TOTALE GENERALE	**882**	**8.727**	**880**	**8.882**

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.
(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2018.

TAV. 4.5 *Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2017*
MW

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	69,321	-	69,321
Ad assorbimento	29,664	104,874	134,538
TOTALE	**98,985**	**104,874**	**203,859**

Fonte: Annuario AIRU 2018.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore appena esposto ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di distribuzione, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, come centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 508 ktep di fonti fossili risparmiate e 1.743 kt di CO_2 non emesse nell'anno 2017[2]).

2 Sono in corso approfondimenti ai fini della definizione da parte dell'Autorità, con il contributo di RSE e di AIRU, di una metodologia per la determinazione della CO_2 risparmiata da un sistema di telecalore.

CAPITOLO 4

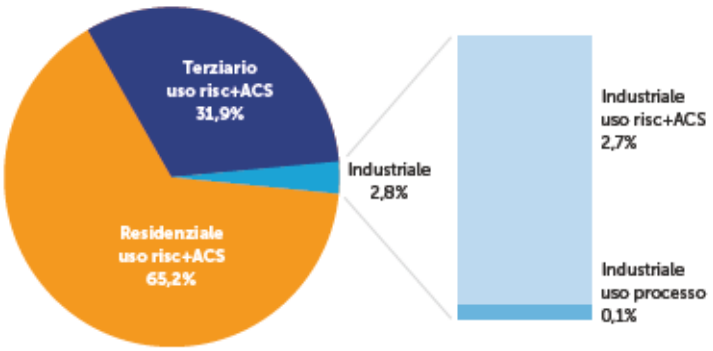
Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale e produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali.
Pertanto, come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 65,2% e il 31,9% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché questi richiedono in genere temperature di fornitura superiori a quelle di rete.

L'utilizzo del calore per il riscaldamento ambientale, componente preponderante nei consumi delle utenze, è inevitabilmente influenzato dalla variabilità delle condizioni climatiche. L'anno 2017 è stato caratterizzato da una stagione invernale più rigida rispetto a quella del 2016: il modesto aumento dei gradi giorno (dai 1.762 del 2016 ai 1.878 registrati nel 2017 a livello nazionale[3], pari a +6,6%), ha determinato un incremento dell'energia termica fornita alle utenze (da 8.784 GWh del 2016 a 9.084 GWh del 2017, +3,4%) più che proporzionale all'aumento della volumetria allacciata (da 338,5 milioni di m³ del 2016 a 349,2 M m³ del 2017, pari a +3,2%).
Per quanto concerne le caratteristiche degli utenti, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 67% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 27% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 6% è superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano però una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente, come mostra la figura 4.5 con riferimento ai primi 10 operatori del settore. Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza dei grandi condomini, mentre nelle altre aree, e in particolare in quelle rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze di dimensioni minori.

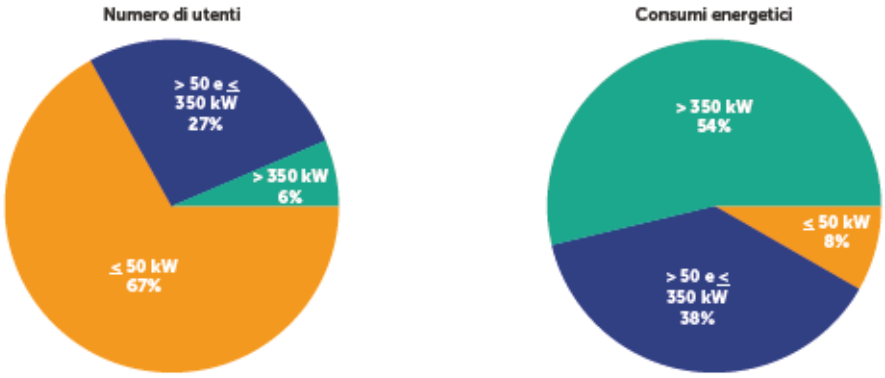
FIG. 4.3 *Calore fornito nel 2017 distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo*



Fonte: Annuario AIRU 2018.

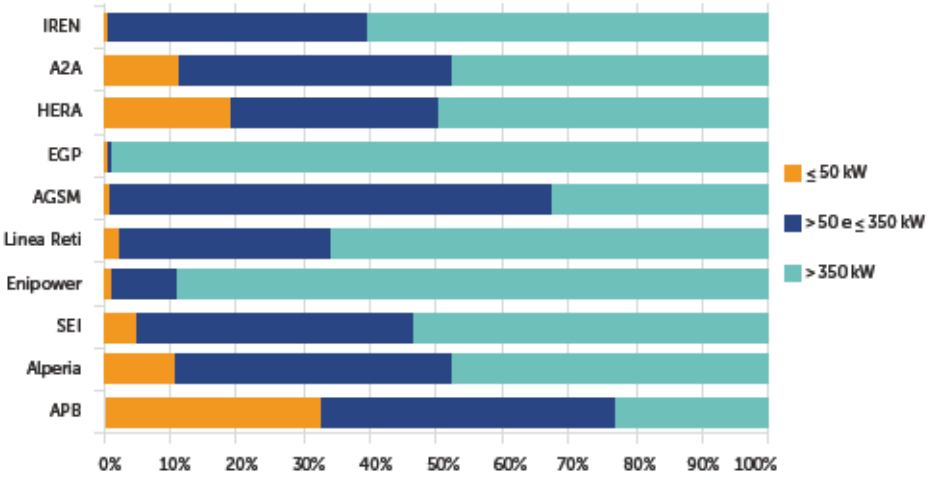
3 Fonte: Eurostat. Database online - *Environmental and Energy data - Cooling and heating degree days by NUTS 2 regions - annual data - Italy*

FIG. 4.4 *Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2017 in funzione della classe dimensionale degli utenti*
Dati relativi a un campione di 116 operatori per circa 98.000 utenti (rappresentativo del 98% del calore erogato nel settore)



Fonte: Annuario AIRU 2018.

FIG. 4.5 *Quota del calore erogato nel 2017 dai primi 10 operatori, distinta per classe dimensionale dell'utente*



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Commerciale 2018.

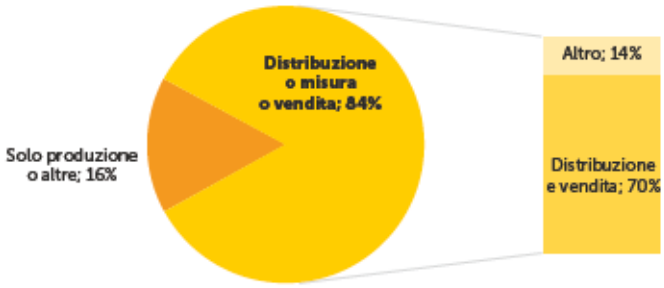
CAPITOLO 4

Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese operanti nel settore iscritte, ad oggi, all'Anagrafica operatori dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, Autorità) è pari a 276[4], di queste l'84% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dall'energia termica alle utenze (distribuzione, misura o vendita), mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica o altre attività. Come evidenzia la figura 4.6 alla prima categoria appartengono perlopiù soggetti verticalmente integrati che svolgono sia l'attività di distribuzione, sia quella di vendita.

Gli operatori del telecalore, come indicato nella figura 4.7, presentano un'elevata eterogeneità, sia in relazione al numero di utenti serviti che all'energia termica complessivamente erogata.

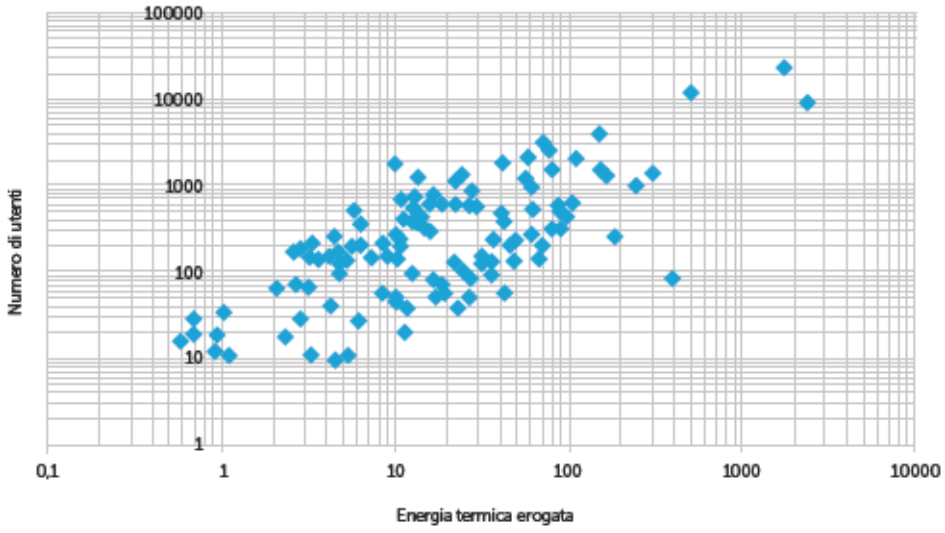
FIG. 4.6 *Operatori del settore classificati per attività svolta nel 2019*



Fonte: ARERA. Anagrafica Operatori.

FIG. 4.7 *Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata nel 2017 e del numero di utenti serviti*

Energia termica erogata in GWh



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Commerciale 2018.

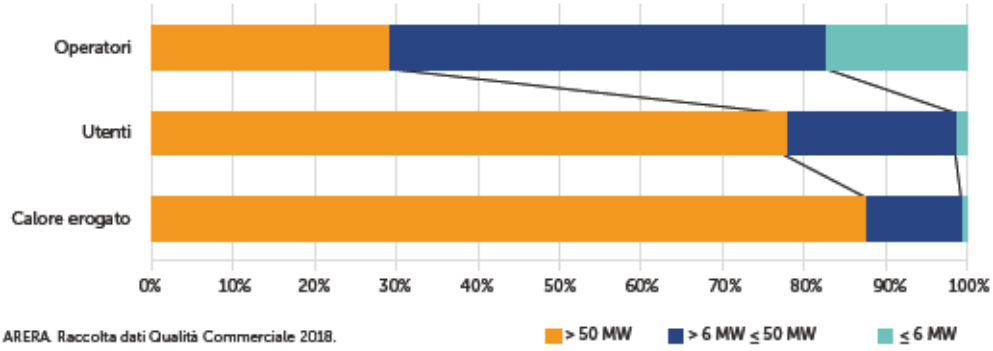
4 Sono in corso verifiche in merito alla corretta iscrizione degli esercenti all'Anagrafica operatori per effetto delle nuove disposizioni in materia di obblighi informativi prevista dall'allegato A alla delibera 13 novembre 2018 574/2018/R/tir.

L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità di numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti: nelle aree a minore densità abitativa l'utenza è caratterizzata da piccoli edifici, non di rado villette monofamiliari, mentre nelle principali aree urbane vi è una maggiore presenza di condomini o supercondomini, corrispondenti a decine (o anche centinaia) di unità immobiliari.

Il mercato del telecalore è relativamente concentrato (figura 4.8): gli esercenti di maggiori dimensioni (34 operatori, secondo i criteri della RQCT[5]) servono una quota significativa del mercato: oltre il 75% degli utenti, corrispondenti a più dell'85% dell'energia termica fornita.

FIG. 4.8 *Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di operatori, numero di utenti ed energia termica erogata*

Anno 2017



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Commerciale 2018.

Prezzi e trasparenza del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

Il settore del telecalore è caratterizzato da alcune peculiarità relative alla modalità di determinazione del prezzo di fornitura del servizio e dei contributi di allacciamento.

Vengono praticate due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio: una sulla base dei costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia *cost based*) e un'altra sulla base del costo evitato, ovvero il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una diversa tecnologia di climatizzazione. La scelta del metodo di determinazione del prezzo rispecchia generalmente la tipologia di iniziativa e di forma societaria dell'esercente, tenendo conto di eventuali accordi o concessioni stipulati con gli enti locali; diverse cooperative o società a forte partecipazione pubblica che utilizzano la biomassa in piccole reti rurali hanno optato per una metodologia basata sui costi effettivi, mentre soggetti di maggiori dimensioni che operano in contesti urbani tipicamente scelgono la metodologia del costo evitato.

Nel caso in cui il prezzo sia determinato sulla base del costo evitato, la tecnologia alternativa di riferimento tipicamente è identificata in una caldaia a gas o, nelle aree del Paese non metanizzate, una caldaia alimentata a gasolio o, più raramente, a GPL o pellet di legna. Si rilevano, tuttavia, differenze anche consistenti sia per quanto riguarda il valore dei coefficienti utilizzati per il calcolo, sia per la loro caratterizzazione qualitativa. Uno dei parametri più rilevanti per la determinazione del prezzo finale è il rendimento medio stagionale dell'impianto. Dagli elementi raccolti emerge che gli operatori applicano valori differenti del rendimento stagionale dell'impianto, in base alle ipotesi sull'efficienza della caldaia che il teleriscaldamento dovrebbe sostituire.

5 *RQCT è la Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2019 - 31 dicembre 2021*, allegato A alla delibera 11 dicembre 2018, 661/2018/R/tlr. Gli esercenti, con la RQCT, sono stati suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (> 50 MW di potenza convenzionale), esercenti di media dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro esercenti (≤ 6 MW).

CAPITOLO 4

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero degli operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, meno del 15%, e peraltro in questi casi il servizio viene erogato su porzioni limitate delle reti gestite. Nella totalità dei casi il prezzo di erogazione del servizio è determinato sulla base del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica, ma non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta alimentato a gas metano, per cui il prezzo di riferimento è quello del gas naturale.
Le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del costo medio dell'elettricità (o del gas naturale), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori.
Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette degli utenti.

Trasparenza dei prezzi

La disponibilità di informazioni sul prezzo del servizio rappresenta un prerequisito necessario per consentire ai consumatori di effettuare una comparazione tra i diversi sistemi di climatizzazione e rafforzare la pressione competitiva nella fase di selezione del sistema di climatizzazione e di eventuale scelta del telecalore, garantendo un prezzo concorrenziale per l'erogazione del servizio anche in assenza di una concorrenza *ex post*, nella fase successiva all'attivazione del servizio. Oltre alla promozione della concorrenza, la disponibilità di informazioni sui prezzi applicati rappresenta un presupposto per la tutela degli utenti. La disponibilità di informazioni consente all'utente di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali, oltre a fornirgli lo stimolo per adeguare le proprie scelte di consumo (anche in ottica di miglioramento dell'efficienza energetica) ai segnali di mercato.

La disponibilità di informazioni sui prezzi applicati può essere assicurata anche tramite l'utilizzo dei siti internet degli esercenti. Nel settore del telecalore tuttavia, come evidenzia la tavola 4.6, nonostante la maggior parte degli operatori sia dotata di un sito internet (solo nel caso degli esercenti di minori dimensioni, la percentuale di esercenti dotati di sito internet scende al di sotto del 50%), solo il 23% degli operatori utilizza tale strumento per la pubblicazione dei prezzi applicati all'utenza.
Potenziali criticità sulla trasparenza dei prezzi sono emerse anche in relazione ai contratti di fornitura. Circa l'84% degli operatori indica il prezzo applicato nel contratto stipulato con l'utente, mentre le modalità di aggiornamento del

TAV. 4.6 ***Disponibilità di informazioni in materia di prezzi praticati all'utenza nei principali canali di comunicazione degli operatori***
Anno 2018(A)

TRASPARENZA DEI PREZZI		ESERCENTI ≤ 6 MW	ESERCENTI 6-50 MW	ESERCENTI > 50 MW	TOTALE ESERCENTI
Sito Web	Presenza sito	45%	83%	95%	70%
	Pubblicazione prezzi	20%	20%	33%	23%
	Modalità aggiornamento prezzi	8%	0%	4%	4%
Contratto	Indicazione prezzo	82%	88%	84%	84%
	Modalità aggiornamento prezzo	65%	80%	73%	72%

(A) Le informazioni sono state ottenute nell'ambito di una raccolta dati svolta nel 2019, relativa al tema della trasparenza e alla quale hanno partecipato 116 operatori, corrispondenti al 97% circa del mercato del telecalore.

Fonte: ARERA. Raccolta dati Trasparenza 2019.

prezzo sono indicate solamente dal 72% degli esercenti.

Per ovviare a tali criticità l'Autorità ha avviato un procedimento per definire i requisiti minimi di trasparenza del settore. La pubblicazione del provvedimento finale è prevista nel mese di giugno 2019, per consentire l'applicazione delle norme a partire dal 1° gennaio 2020.

Contributi di allacciamento

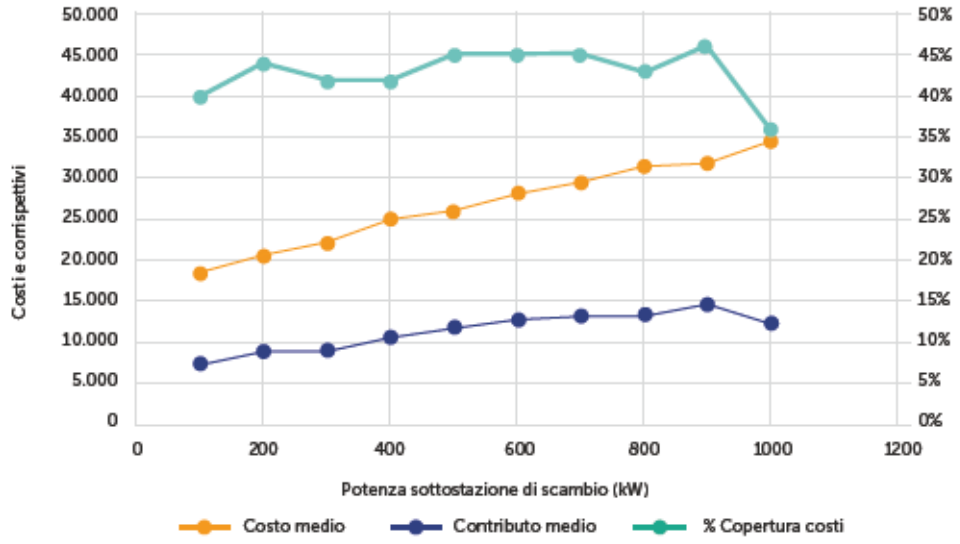
Sebbene emerga un quadro fortemente eterogeneo in relazione alle modalità di determinazione dei contributi di allacciamento, la maggior parte degli operatori dichiara di determinare il contributo a partire dai costi associati alla realizzazione dell'allacciamento. In particolare, i costi di allacciamento sono articolati in relazione a due principali *driver* di costo: la potenza dello scambiatore di calore e la distanza del punto di fornitura dalla rete di distribuzione.

Dai dati in possesso dell'Autorità, tuttavia, i contributi di allacciamento effettivamente applicati dagli operatori risultano in molti casi inferiori ai costi di realizzazione sostenuti[6].

Una delle ragioni della differenza tra i costi di allaccio e i relativi contributi applicati all'utenza è di natura commerciale: alcuni operatori offrono l'allacciamento alla rete di telecalore a un prezzo inferiore al costo, con l'obiettivo di promuovere la diffusione del servizio e di competere con tipologie impiantistiche alternative nella fase di offerta commerciale. Infatti, l'eventuale effetto competitivo, derivante dalla possibilità per il consumatore di scegliere sistemi di climatizzazione alternativi, è prevalente proprio nella fase antecedente alla stipula del contratto per il servizio di telecalore, quando il consumatore valuta l'opportunità di allacciarsi alla rete. Al contrario, una volta realizzato l'allacciamento e attivata la fornitura del servizio, per passare a un sistema alternativo di climatizzazione gli

FIG. 4.9 *Valore medio(A) dei costi di allacciamento e dei corrispettivi di allacciamento applicati agli utenti in funzione della loro dimensione*

Anno 2016; costi e corrispettivi in €, potenza in kW



(A) Il calcolo è stato effettuato sulla base della media aritmetica dei valori dichiarati dagli operatori più rappresentativi che, nel complesso, copre il 71% della volumetria allacciata a reti cittadine di tipo tradizionale (esclusa la realtà delle reti rurali a biomassa).

Fonte: ARERA. Raccolta dati 2016 contributi di allacciamento e disattivazione.

6 Con la delibera 6 ottobre 2016, 562/2016/E/tlr e la determina 1/2016 -TLR di pari data, è stata effettuata una raccolta dati in materia di contributi di allacciamento e disattivazione dalle reti di telecalore, a cui hanno partecipato 122 operatori del settore.

utenti potrebbero sostenere significativi costi di investimento (*switching cost*), con possibili conseguenti barriere al cambio di tecnologia. Nella determinazione del contributo di allacciamento la disponibilità di fonti di riscaldamento alternative esercita dunque una pressione competitiva sugli operatori; le valutazioni di carattere commerciale possono pertanto influire sulla determinazione del contributo.

I costi di allaccio sostenuti dal gestore e non coperti dal contributo di allacciamento applicato all'utenza vengono di norma recuperati successivamente nel corso del rapporto di fornitura, tramite i prezzi di vendita del calore.

Per quanto concerne la struttura dei contributi di allacciamento molti operatori, soprattutto quelli di dimensioni maggiori, applicano contributi a *forfait*, articolati sulla base della principale determinante del costo di realizzazione dell'allaccio (tipicamente la potenza termica della sottostazione di utenza). I contributi determinati sulla base di specifici preventivi sono previsti, in generale, solo per allacci che presentino caratteristiche peculiari (per esempio, nel caso di utenti caratterizzati da un significativo impegno di potenza o nel caso di elevate distanze dalla rete di telecalore o, ancora, ove siano richieste particolari configurazioni impiantistiche).

Le attività ricomprese nel contributo di allacciamento variano da operatore a operatore. In generale, i gestori del servizio includono nel corrispettivo le attività minime necessarie alla realizzazione del collegamento dell'impianto termico dell'utente (circuito secondario) alla rete di telecalore (circuito primario), quali: i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato, la posa delle tubazioni, la fornitura e l'installazione dello scambiatore e delle apparecchiature funzionali all'erogazione del servizio (contatore di calore, valvole di intercettazione, manometri, quadro elettrico, ecc.), l'acquisizione di permessi, servitù o altre autoriz-zazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento, almeno per il tratto posato su suolo pubblico.

Nella maggioranza dei casi, il gestore provvede alla fornitura e all'installazione della sottostazione di scambio termico (scambiatore di calore, contatore di calore e sistema di regolazione), che rappresenta l'elemento di collegamento tra la rete di telecalore e l'impianto termico dell'utente. Questo avviene indipendentemente dalla proprietà della sottostazione, che contrattualmente può essere attribuita al gestore o all'utente. Un numero limitato di operatori non svolge questa attività, oppure la offre solo su richiesta dell'utente e a un costo aggiuntivo rispetto al contributo di allacciamento.

In generale, sono escluse dal corrispettivo di allacciamento e, in alcuni casi, sono offerte dal gestore come servizio aggiuntivo, le attività funzionali all'erogazione del servizio di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda igienico-sanitaria ma realizzate all'interno della proprietà e sull'impianto dell'utente come, a titolo esemplificativo, la rimozione del generatore di calore esistente o l'adeguamento dei locali di installazione della sottostazione. Tali attività, peraltro, risultano sempre necessarie nel caso di sostituzione del sistema di generazione del calore, a prescindere dalla tecnologia installata (caldaia, pompa di calore, ecc.).

Modalità di recesso

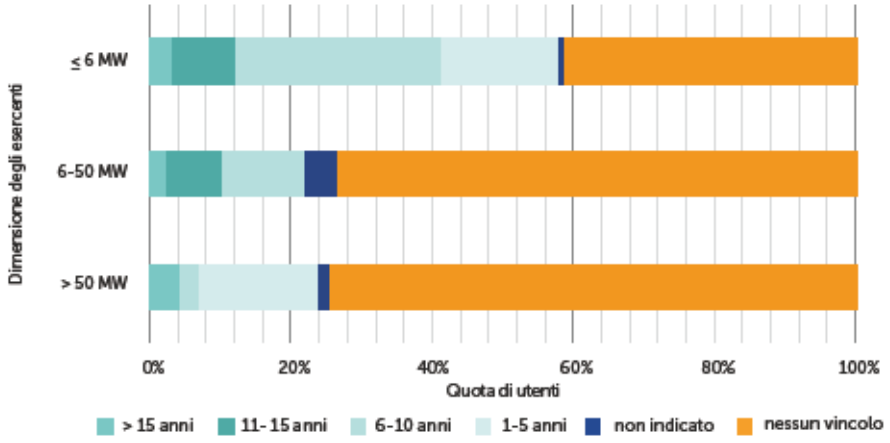
L'applicazione di corrispettivi di allacciamento inferiori ai costi può consentire una maggiore diffusione del servizio ma comporta il rischio del mancato recupero dei costi sostenuti dall'operatore in caso di recesso anticipato dell'utente. Per ovviare a tale rischio alcuni esercenti propongono contratti di durata pluriennale, contenenti penali o altre clausole volte a limitare il recesso da parte dell'utente. Tali clausole possono tuttavia limitare la concorrenza *ex post* (nella fase successiva all'attivazione del servizio), con potenziali criticità per la concorrenza nel mercato dei servizi di climatizzazione.

Dalle informazioni ottenute nell'ambito del procedimento per il completamento della disciplina sul recesso[7], è risultato che il 26% degli utenti del telecalore è soggetto a contratti vincolanti di durata pluriennale. Le clausole di durata minima sono più utilizzate dai micro esercenti (esercenti con potenza contrattualizzata non superiore a 6 MW, che le applicano al 58% dei propri utenti), evidentemente più sensibili al rischio mercato in quanto, nelle realtà di minori dimensioni, la perdita di un numero anche limitato di utenti può avere un maggiore impatto sulla sostenibilità economica del servizio.

7 Le informazioni sono state acquisite nell'ambito di una specifica raccolta dati che ha coinvolto 100 operatori, corrispondenti all'84% circa del mercato del telecalore.

FIG. 4.10 *Diffusione e durata delle clausole di durata minima nei contratti*

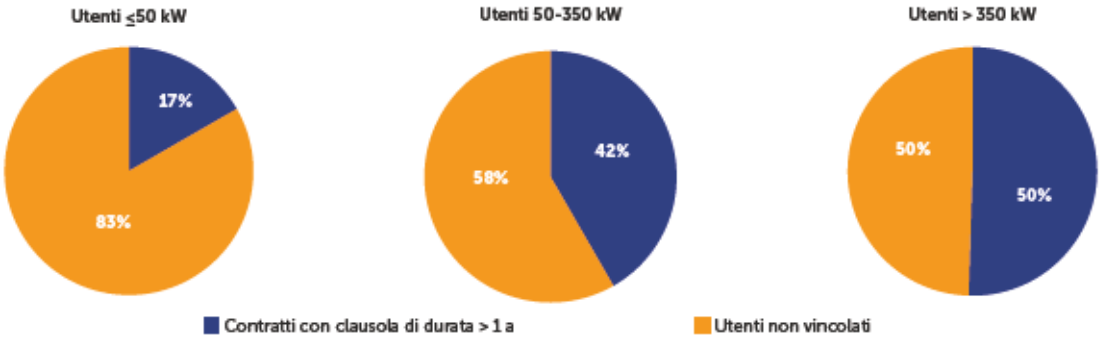
Anno 2019



Fonte: ARERA. Raccolta dati Recesso 2019.

FIG. 4.11 *Diffusione dei contratti con clausole di durata minima per taglia di utente*

Anno 2019



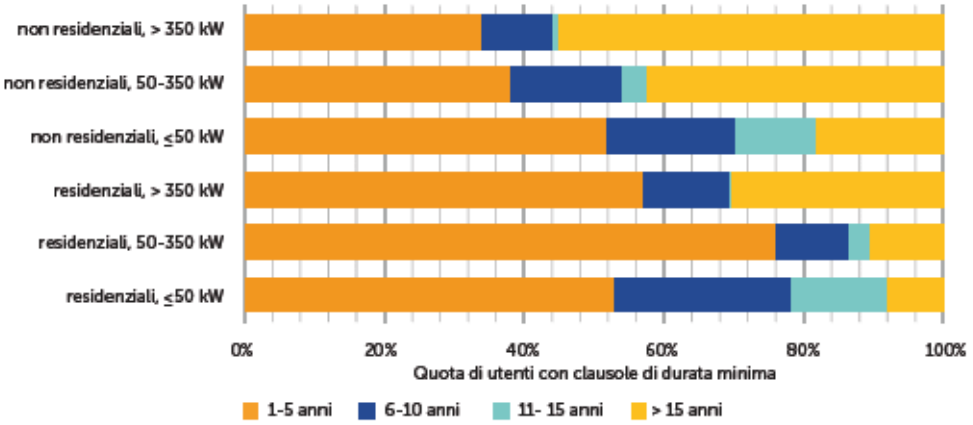
Fonte: ARERA. Raccolta dati Recesso 2019.

Anche per quanto concerne la durata delle clausole vi è una significativa differenza in relazione alla tipologia di esercente. Nel caso degli esercenti di maggiori dimensioni le clausole vincolanti hanno una durata per lo più inferiore ai cinque anni, mentre per i micro esercenti e per gli esercenti di medie dimensioni sono più diffusi contratti con una durata superiore.

I dati raccolti mostrano anche una differenziazione della diffusione e durata delle clausole in relazione alla tipologia di utenza (figure 4.10 e 4.11). La quota di contratti soggetti a clausole di durata minima cresce infatti drasticamente da un valore medio del 17% per gli utenti di minori dimensioni (potenza fino a 50 kW) fino al 50% circa per quelli di maggiori dimensioni (potenza maggiore di 350 kW).

Anche la durata delle clausole è in genere più lunga per gli utenti non residenziali di maggiore dimensione (figura 4.12). L'allacciamento degli utenti non residenziali di maggiori dimensioni (specialmente nel caso i grandi

FIG. 4.12 *Contratti pluriennali per taglia e tipologia di utente e durata delle clausole*
Anno 2019



Fonte: ARERA. Raccolta dati Recesso 2019.

utenze industriali) può infatti richiedere maggiori costi di investimento. In tal caso, per esigenze di carattere commerciale, può essere preferibile assicurare la copertura dei suddetti costi tramite la sottoscrizione di contratti di lungo periodo, piuttosto che con un adeguamento del corrispettivo di allacciamento. L'applicazione di un contributo in linea con i costi di investimento potrebbe non essere sostenibile per il potenziale utente, rendendo l'offerta di allacciamento al telecalore non competitiva rispetto a sistemi di climatizzazione alternativi.

Le modalità di esercizio del diritto di recesso per i contratti stipulati con gli esercenti, a partire dal 1° giugno 2018, devono essere coerenti con la disciplina definita dall'Autorità nell'ambito del *TUAR*[8].

Gli esercenti, al termine del primo trimestre del 2019, coerentemente con le disposizioni del *TUAR*, hanno fornito i dati sulle disattivazioni e sugli scollegamenti effettuati nel primo semestre di applicazione della disciplina dell'Autorità (1 luglio - 31 dicembre 2018). Dai dati disponibili risulta che il numero di disattivazioni e di scollegamenti è estremamente contenuto. Le disattivazioni (sospensioni temporanee del servizio) hanno riguardato circa lo 0,6% degli utenti del settore, mentre gli scollegamenti (interruzione definitiva del servizio) costituiscono un fenomeno ancora più marginale (0,03% degli utenti).

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio

Sotto il profilo della qualità tecnica del settore, l'Autorità ha raccolto dati relativi a tematiche prevalentemente attinenti alla sicurezza e alla continuità del servizio[9].

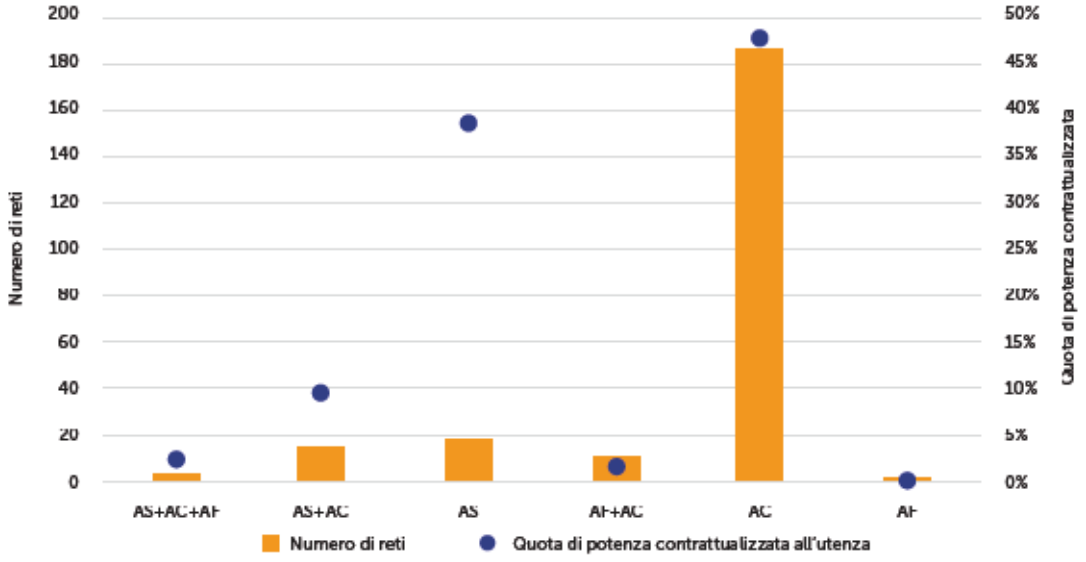
La tipologia di fluido utilizzato dagli operatori per la distribuzione dell'energia termica rappresenta un elemento fondamentale delle reti di telecalore per valutarne le caratteristiche e le norme tecniche applicabili (posa, gestione e manutenzione). Il fluido termovettore più diffuso risulta essere l'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110°C), presente nel 91% delle reti: come si evince dalla figura 4.13, in 186 reti è utilizzato come unico vettore, in altre 28 in combinazione

8 *Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 2018-2020* - TUAR, Allegato A alla delibera 28 gennaio, 23/2018/R/tlr.

9 Le informazioni sono state acquisite nell'ambito di una raccolta dati svolta nel 2018, cui hanno partecipato 132 operatori, per un totale di 233 reti, corrispondenti al 98% circa del mercato del telecalore.

10 Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggior quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

FIG. 4.13 *Diffusione dei fluidi termovettori[A] sulle reti di telecalore in esercizio nel 2017*



(A) Il grafico mostra la diffusione dell'utilizzo dei fluidi termovettori nelle reti di telecalore: acqua surriscaldata (AS), acqua calda (AC) e acqua fredda (AF).

Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Tecnica 2018.

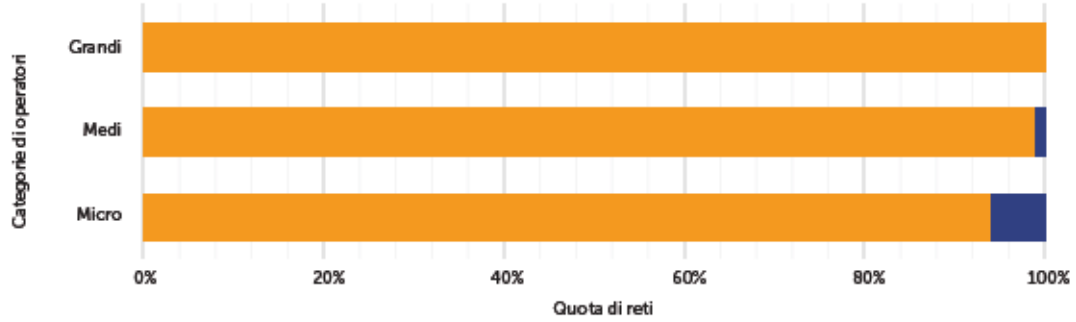
con acqua surriscaldata (15 casi) o fredda (11 casi) o entrambe (2 casi).

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative[10], superano i 110 °C nella tubazione di mandata) è il secondo vettore più diffuso nel settore per il trasporto di energia termica, utilizzato nel 16% delle reti (35 reti del campione) che servono però nel complesso ben il 51% della potenza contrattualizzata (indicata in figura 4.13 con i punti e riferita all'asse destro del grafico). Le reti che utilizzano questo fluido termovettore sono intrinsecamente più adatte a distribuire grandi quantità di energia termica e a farlo su maggiori distanze (maggiore densità energetica per unità di massa d'acqua trasportata): si tratta spesso, infatti, di reti storiche grandi o medie, in cui non di rado (17 reti su 35) alle dorsali principali ad acqua surriscaldata vengono collegati tratti di rete ad acqua calda per la distribuzione del calore a gruppi di utenze locali (ad esempio, sottoreti di quartiere alimentate tramite scambiatori di calore che ne abbassano il livello di temperatura).

A differenza di altri Paesi, in Italia il vapore non risulta essere utilizzato quale fluido termovettore in alcuna delle reti di telecalore ad oggi censite, probabilmente a causa delle maggiori complessità operative e ai maggiori rischi per la sicurezza. L'acqua fredda, infine, viene usata solo in 14 reti (6% del campione), quasi sempre in tubature (di teleraffrescamento) posate in parallelo a quelle per il trasporto di calore (ad acqua calda o acqua surriscaldata) e in un'area limitata rispetto a quella servita dal teleriscaldamento.

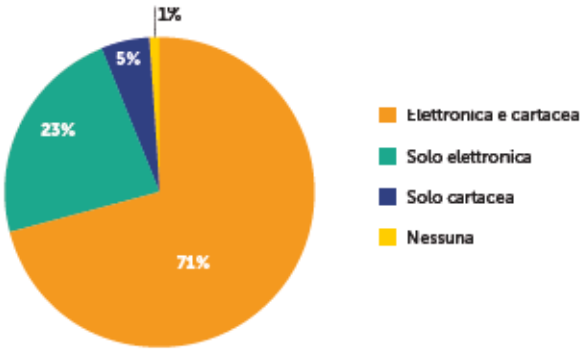
A prescindere dalla tipologia di fluido, per assicurare la sicurezza risulta indispensabile la disponibilità di un servizio di pronto intervento. Nel settore la quasi totalità degli esercenti di maggiori e medie dimensioni (potenza contrattualizzata superiore a 6 MW) si è dotata di un servizio telefonico di pronto intervento per raccogliere segnalazioni da parte di utenti o di soggetti terzi che riscontrino guasti o anomalie della rete, mentre un numero limitato di micro esercenti ne risulta priva. Per effetto dell'entrata in vigore della regolazione della qualità commerciale (RQCT), in ogni caso, dall'1 luglio 2019 tutti gli operatori devono disporre di un servizio di pronto intervento, il cui numero dedicato deve essere indicato in bolletta.

FIG. 4.14 *Disponibilità del servizio di pronto intervento in funzione della dimensione dell'esercente*
Anno 2017



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Tecnica 2018.

FIG. 4.15 *Tipologia di cartografia disponibile per il tracciato delle reti di telecalore*
Anno 2017; dati riferiti a un campione di 233 reti.



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Tecnica 2018.

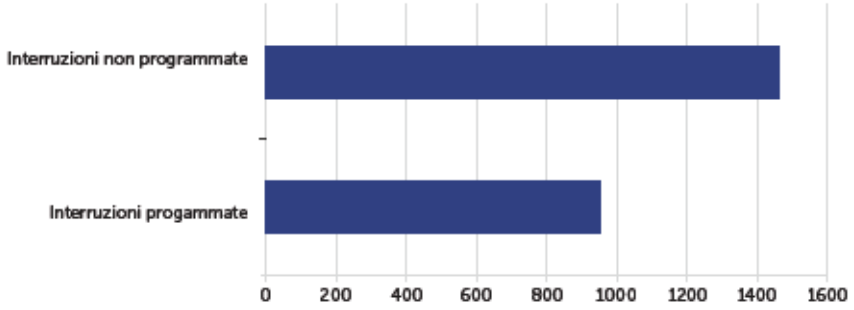
Le reti di telecalore in esercizio sul territorio nazionale tipicamente cedono l'energia termica in modo indiretto (attraverso scambiatori di calore). Ciò significa che il circuito idraulico della rete è ad anello (chiuso) e potenziali situazioni di pericolo (come la rottura delle tubature di telecalore con fuoriuscita incontrollata di acqua e/o vapore) possono essere monitorate non solo attraverso sistemi di rilevazione delle perdite (es. a fili conduttori di tipo *brandes* o "nordico") ma anche attraverso un costante monitoraggio del reintegro del fluido termovettore. Dai dati raccolti dall'Autorità, con riferimento al campione di 233 reti e all'anno 2017, solo il 46% degli impianti è dotato di sistemi di rilevamento automatico delle perdite, almeno in alcuni tratti delle dorsali (tubature principali che collegano le centrali di produzione e portano il fluido alle diverse diramazioni), mentre per l'82% delle reti viene registrata la quantità di reintegro idrico.

Va ricordato, inoltre, che ai sopra citati sistemi di monitoraggio delle perdite in alcuni casi vengono affiancate misure di prevenzione, quali, ad esempio, ispezioni della rete (analoghe a quelle svolte negli altri servizi a rete regolati dall'Autorità), trattamento chimico-fisico del fluido termovettore per mantenerne una qualità elevata e termografie (in alcuni casi mediante sorvolo aereo della rete).

L'efficacia e la rapidità del servizio di pronto intervento, ove disponibile, è garantita anche dalla disponibilità di una cartografia dettagliata e aggiornata della rete. Dai dati disponibili (figura 4.15), risulta che la stragrande

FIG. 4.16 *Numero di interruzioni registrate nel 2017, distinte tra programmate e non programmate*

Dati riferiti alle 102 reti per le quali è stata registrata almeno una interruzione nel 2017.



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Tecnica 2018.

maggioranza delle reti (94%) è rappresentata graficamente tramite una cartografia di tipo elettronico, e che solo nel 5% dei casi gli operatori hanno dichiarato di avere cartografie unicamente su supporto cartaceo, mentre risultano trascurabili i casi di reti per cui l'esercente ha dichiarato di non disporre di una cartografia del tracciato.

Oltre a elementi inerenti alla sicurezza, l'Autorità ha raccolto informazioni sulla continuità del servizio. Nel settore del telecalore, a differenza di altri servizi a rete regolati, è ancora poco diffuso un monitoraggio delle interruzioni del servizio, stante l'assenza di obblighi al riguardo prima dell'intervento di regolazione dell'Autorità.
Gli operatori registrano le interruzioni solo per il 62% delle loro reti e anche in questi casi non sempre viene registrata la causa (84%), distinguendo tra interruzioni programmate e non programmate (78%). In genere non viene registrato il momento di inizio e quello di termine del disservizio (81%) e, conseguentemente, non ne viene calcolata la durata.
Dai dati disponibili risulta che solo il 44% delle reti è stato caratterizzato da una o più interruzioni del servizio nell'anno 2017. Osservando il numero di interruzioni totali (figura 4.16) si può notare tuttavia come le interruzioni non siano così rare nel settore in termini assoluti (oltre 2.400 in totale), con una prevalenza per le interruzioni non programmate.

Sulla base degli elementi emersi nell'ambito della raccolta dati, l'Autorità, nella definizione della disciplina della qualità tecnica del settore in corso di consultazione[11], ha proposto di introdurre specifici obblighi per gli esercenti, sia con riferimento alla sicurezza che alla continuità del servizio.

Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore presenta una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente. Come già accennato, a differenza dagli altri settori regolati dall'Autorità, non è mai stato previsto uno schema generale di riferimento normativo in materia di Carte dei servizi, finalizzato a garantire standard minimi di qualità commerciale.
Ove in vigore, le Carte dei servizi e gli standard di qualità commerciale sono stati adottati dagli operatori su base volontaria e, dunque, i relativi contenuti sono stati definiti unilateralmente. Fanno eccezione i pochi casi in cui l'adozione di standard di qualità è stata prevista nell'ambito di convenzioni, concessioni o contratti per l'affidamento del servizio da parte degli enti locali e, quindi, con riferimento a singole reti di telecalore. In generale, tuttavia, anche in tali casi, le disposizioni in materia hanno un contenuto generico e non paragonabile all'impostazione prevista nelle Carte dei servizi e nella regolazione della qualità del servizio successivamente adottata dall'Autorità per gli altri settori regolati. In aggiunta, la mancanza di un riferimento nazionale si è tradotta, anche nei casi di regolazione della

11 Il riferimento è all'ultimo documento pubblicato al momento della scrittura della presente relazione, ovvero la consultazione 18 dicembre 2018, 601/2018/R/tlr.

qualità del servizio a livello locale, in forti disomogeneità su scala territoriale.

Il Codice di Condotta Commerciale approvato e pubblicato nel 2012[12] dall'AIRU (Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, che raggruppa i principali gestori di reti di telecalore cittadine di tipo "tradizionale") ha individuato, in termini generali, gli aspetti del servizio ritenuti più rilevanti dall'associazione ai fini della qualità dello stesso, come strumento di tutela degli utenti. Dagli approfondimenti condotti dall'Autorità, tuttavia, anche l'iniziativa di AIRU non pare aver stimolato in misura significativa l'adozione di Carte dei servizi da parte delle imprese associate che non ne erano dotate in precedenza, né sembra aver promosso un processo di omogeneizzazione degli indicatori e degli standard di qualità adottati volontariamente dagli operatori del settore e delle relative modalità di applicazione, tuttora fortemente differenziate.

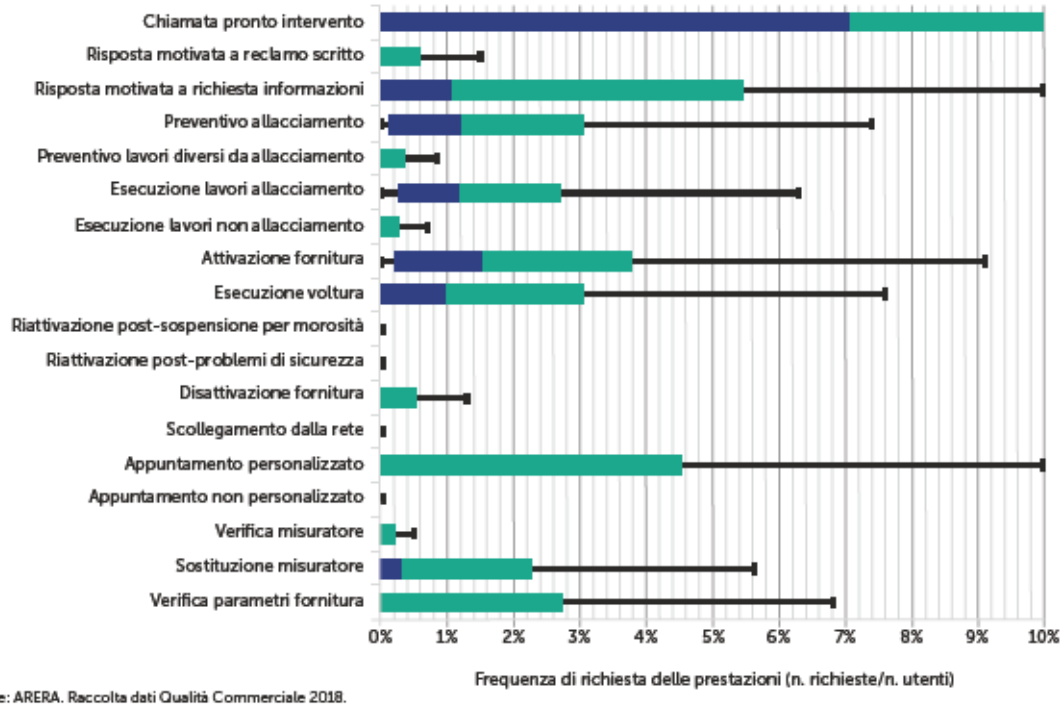
L'Autorità, nell'ambito di una specifica richiesta di informazioni condotta nel 2018[12], ha raccolto dati statistici sulle principali prestazioni di qualità commerciale fornite agli utenti.

L'analisi della frequenza delle richieste di tali prestazioni comunicate dagli esercenti è sintetizzata nella figura 4.17. Si tratta di *boxplot*[13] che rappresentano la distribuzione della popolazione delle prestazioni erogate da ogni esercente, rapportate al numero totale dei propri utenti in modo da rendere il dato confrontabile tra esercenti di diverse dimensioni.

Dai dati in possesso dell'Autorità emerge che il pronto intervento è la prestazione di gran lunga più diffusa, con oltre 24.500[14] richieste registrate dagli operatori nell'anno 2017 su un totale di circa 98.000 utenti. Il 13% degli operatori del campione non ha indicato il dato (probabilmente perché non l'ha registrato, né potuto stimare); dei rimanenti, il 50% manifesta una frequenza di chiamate tra lo 0% e il 23% circa[15] , con la mediana pari a poco più del 7%.

I reclami e le richieste di informazioni sono scarsamente diffusi: il 75% degli operatori che le registra indica una frequenza non superiore al 5,5% (terzo quartile: limite destro del *box)* per le richieste di informazioni e addirittura non superiore allo 0,6% per i reclami (figura 4.17). La bassa

FIG. 4.17 *Incidenza delle prestazioni di qualità commerciale nel 2017*



Fonte: ARERA. Raccolta dati Qualità Commerciale 2018.

incidenza dei reclami potrebbe derivare dall'assenza, prima dell'intervento dell'Autorità, di standard minimi del servizio.

Prestazioni particolarmente importanti per lo sviluppo del settore del telecalore, che rappresenta una nicchia del mercato dei servizi di climatizzazione ma è in continua diffusione, sono la preventivazione e l'esecuzione degli allacciamenti di nuovi utenti e la successiva (o, in alcuni casi, contestuale) attivazione del servizio. Queste prestazioni sono tra quelle più richieste dagli utenti, anche se chiaramente più diffuse sulle reti in espansione: il 50% degli esercenti manifesta infatti una frequenza di queste prestazioni compresa tra lo 0,1 % e il 3,8%.

L'esecuzione della voltura del contratto di fornitura dell'energia termica è una prestazione diffusa (il 50% degli esercenti mostra una frequenza fino all'1%, un altro 25% tra l'1% e il 3% circa), anche se è più rara nelle reti di grandi città, dove gli operatori in genere stipulano un contratto con l'amministratore del condominio invece che con i proprietari/inquilini dei singoli appartamenti (meno contratti, con soggetti meno variabili nel tempo).

Una prestazione di qualità commerciale particolarmente rilevante per la tutela dell'utenza è la riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, che però risulta poco richiesta: il relativo *boxplot* non è infatti visualizzato in figura 4.17 perché almeno il 75% degli operatori evidenzia una frequenza pari a 0%.

Si evidenziano infine e sempre nella figura 4.17, i dati relativi alle prestazioni inerenti la fornitura dell'energia termica all'utenza e alla misura. La verifica del misuratore, secondo i dati comunicati dagli operatori, è una prestazione poco richiesta, con il 75% degli operatori che manifesta una frequenza inferiore allo 0,2%; la sostituzione del misuratore risulta sì relativamente diffusa, con il 75% degli operatori ha frequenza fino al 2,3%, ma spesso a causa di campagne di sostituzione messe in atto dagli operatori più che per effetto di verifiche richieste dall'utenza. La richiesta di verifica dei parametri di fornitura dell'energia termica (ad esempio la temperatura di fornitura in sottostazione d'utenza), infine, è relativamente diffusa: il 75% degli operatori manifesta una frequenza fino al 2,7% .

Le principali prestazioni di qualità commerciale, a partire dal 1° luglio 2019, saranno erogate nel rispetto degli standard di qualità commerciale previsti dall'Autorità. Sono inoltre in corso approfondimenti in relazione all'attività di misura e alla caratterizzazione dei parametri di fornitura del servizio, con l'obiettivo di avviare un procedimento per definire la relativa disciplina.

12 Hanno partecipato alla raccolta dati 116 operatori rappresentativi nel complesso al 98% circa del mercato del telecalore.

13 Il *boxplot* è un grafico che descrive in modo sintetico la distribuzione di una popolazione di dati attraverso alcune variabili statistiche. La scatola (box) è delimitata dal 1° quartile (Q1, a sinistra) e dal 3° quartile (Q3, a destra) e divisa a metà dal 2° quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura arancione e quella azzurra), rappresentando dunque nel complesso la posizione del 50% della popolazione. Ai suoi lati si trovano i baffi (whisker), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi rappresentano infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i cd. outlier).

14 Il numero delle richieste di pronto intervento è estremamente disomogeneo tra gli operatori; a fronte di un esercente che ha dichiarato da solo diverse migliaia di chiamate (oltre 18.000), circa il 36% di operatori rispondenti ha dichiarato di non aver ricevuto chiamate di pronto intervento.

15 Il *boxplot* della frequenza delle chiamate di pronto intervento risulta tagliato a destra in Figura 4.17 per rendere più chiara la visualizzazione della frequenza di richiesta delle altre prestazioni, meno diffuse.

PAGINA BIANCA

Capitolo 5

STATO DEI SERVIZI IDRICI

CAPITOLO 5

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività di ricognizione volta alla valutazione delle condizioni in cui versano le infrastrutture del servizio idrico, unitamente alle esigenze di investimento per il settore. L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità), alla luce della specifica regolazione introdotta in materia di qualità tecnica proprio a partire dal 2018 con la delibera 27 dicembre 2017, n. 917/2017/R/idr, e il relativo Allegato A (RQTI)[1], ha sistematizzato ulteriormente le metodologie di raccolta delle informazioni, consentendo di delineare con crescente grado di dettaglio i principali aspetti riconducibili allo stato dei servizi idrici[2]. Si rammenta che, nell'ambito della disciplina relativa alla regolazione della qualità tecnica, l'Autorità ha definito un sistema di indicatori composto da:

- *prerequisiti*, intesi come le condizioni qualitative minime che i gestori devono raggiungere ai fini della valutazione del loro livello tecnico;
- indicatori ai quali sono associati *standard specifici* di qualità, ovvero riferiti alla singola prestazione da garantire al singolo utente finale;
- *standard generali* di qualità, ovvero riferiti al complesso delle prestazioni da garantire agli utenti finali.

I prerequisiti attengono ai seguenti profili: disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita e conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue.

Gli indicatori per i quali sono stati fissati livelli specifici di qualità sono inerenti ad aspetti di continuità del servizio di acquedotto, dal momento che riguardano la durata massima delle sospensioni del servizio di fornitura, il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile e il tempo minimo di preavviso agli utenti finali per interventi che comportano la sospensione della fornitura. Il mancato rispetto degli *standard* minimi fissati dalla regolazione per i citati indicatori, tenuto conto dell'impatto sulle utenze finali, costituisce presupposto per il riconoscimento di indennizzi automatici, secondo le modalità specifiche definite dall'Autorità.

Gli indicatori per i quali sono stati individuati livelli generali di qualità sono stati denominati "macro-indicatori", ai quali sono poi associati alcuni "indicatori semplici", con lo scopo di indirizzare maggiormente le valutazioni sui livelli raggiunti dai gestori. Nel dettaglio, i macro-indicatori definiti dalla regolazione perseguono i seguenti obiettivi:

- contenimento delle perdite idriche nelle reti e impianti di acquedotto, per il tramite del macro-indicatore M1;
- mantenimento della continuità del servizio idropotabile, sulla base della misura della frequenza delle Interruzioni del servizio, come definita per il macro-indicatore M2;
- adeguatezza della qualità dell'acqua erogata, per il tramite del macro-indicatore M3;
- minimizzazione dell'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue, misurata sulla base del grado di adeguatezza del sistema fognario con il macro-indicatore M4;
- minimizzazione dell'impatto ambientale collegato allo smaltimento dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue, con il macro-indicatore M5;
- minimizzazione dell'impatto ambientale associato allo smaltimento dei reflui in uscita dai trattamenti depurativi, sulla base del macro-indicatore M6.

Per ciascun macro-indicatore definito dalla RQTI, si riportano di seguito i principali aspetti attinenti ai livelli di qualità tecnica di partenza di ciascuna gestione, che individuano diverse classi cui sono associati target annuali differenziati di miglioramento o di mantenimento, suddividendo le informazioni per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione. L'analisi è poi completata da un focus sugli interventi pianificati per la risoluzione delle criticità rilevate sul territorio e per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica delineati.

Si ritiene utile segnalare, in via preliminare, che dalle elaborazioni emerge l'esistenza, nel Paese, di un *water service divide*, con valori dei parametri tecnici che tendono generalmente a rappresentare situazioni di maggiore criticità in corrispondenza dell'area Sud e Isole.

1 Delibera n. 917/2017/R/idr recante "*Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)*".

2 La delibera 917/2017/R/idr ha introdotto uno specifico prerequisito (ossia un indicatore che deve essere obbligatoriamente acquisito dalla gestione al fine dell'ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali di qualità tecnica), che riguarda la disponibilità e l'affidabilità dei dati di qualità tecnica.

Servizio di Acquedotto

Il servizio di acquedotto – definito dall'insieme delle infrastrutture di captazione, adduzione, potabilizzazione e distribuzione della risorsa idrica – costituisce la parte iniziale della filiera idrica, e anche quella più direttamente percepibile e valutabile dall'utente finale.

Le informazioni trasmesse dagli Enti di governo dell'ambito (EGA)[3] in riferimento alle istruttorie per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, hanno evidenziato come le principali criticità relative alla filiera di acquedotto riguardino le inadeguate condizioni fisiche delle reti e degli impianti di adduzione e di distribuzione (dovute principalmente alla vetustà e allo scarso tasso di rinnovo), l'insufficienza o il sovrasfruttamento delle fonti di approvvigionamento, l'assenza e la vetustà o il cattivo funzionamento dei misuratori di utenza.

La regolazione della qualità tecnica individua, per il servizio di acquedotto, numerosi strumenti volti alla risoluzione delle criticità rappresentate. In particolare:

- un requisito minimo (prerequisito) relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura per il corretto calcolo del macro-indicatore M1, che si esplicita nel rispetto di soglie minime di misura dei volumi per la determinazione delle perdite idriche totali;
- il macro-indicatore M1, relativo alle perdite idriche, volto alla conservazione della risorsa idrica nel servizio di acquedotto;
- il macro-indicatore M2, relativo alle interruzioni del servizio, cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore M3, sulla qualità dell'acqua erogata, volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile.

Le classi e gli obiettivi associati ai macro-indicatori sopra descritti sono analizzati nel dettaglio nei successivi paragrafi, a partire dai dati di qualità tecnica inviati all'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019, andando a delineare lo stato delle infrastrutture (sulla base degli ultimi dati disponibili), nonché evidenziando le differenze tra le diverse aree del Paese.

A tali analisi si aggiungono quelle relative ad altri dati di qualità tecnica, utili per meglio descrivere taluni aspetti e talune condizioni specifiche di erogazione del servizio, tra cui in particolare quelle relative alla misura[4] di processo e di utenza.

Perdite idriche

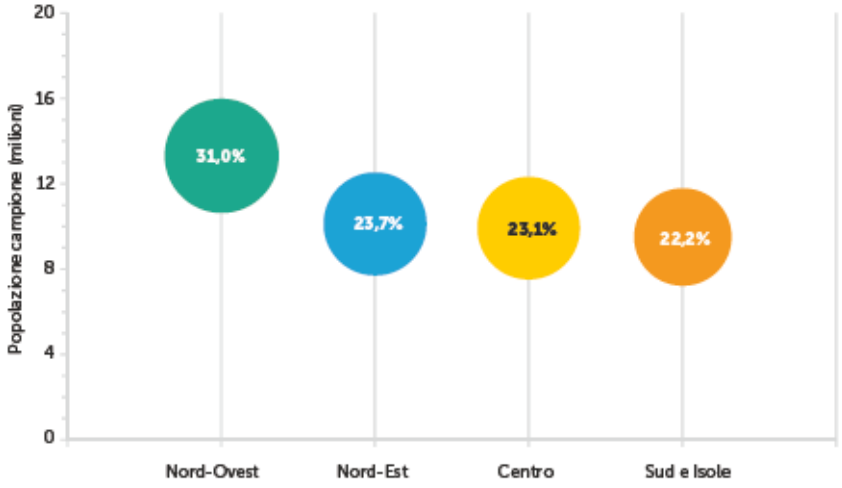
Il contenimento delle perdite, associato al macro-indicatore M1, rappresenta un obiettivo primario nella gestione del servizio di acquedotto, sia per la necessità di conservazione della risorsa idrica[5], particolarmente rilevante in condizioni di scarsità, sia per una maggiore efficienza del servizio, in termini di minori costi energetici e di gestione.

Per cogliere tutti gli aspetti rilevanti, il macro-indicatore M1 "Perdite idriche" è composto dai due indicatori: M1a "Perdite idriche lineari", definito come rapporto tra volume delle perdite idriche totali e lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato, e M1b "Perdite idriche percentuali", definito come rapporto tra volume delle perdite idriche totali e volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto nell'anno considerato. In funzione di entrambi i valori assunti dai detti indicatori sono stabilite le classi per il macro-indicatore M1.

L'analisi riportata nel presente paragrafo è espressione di un panel composto da 110 gestioni, con una copertura di circa il 70,6% della popolazione residente italiana (42,8 milioni di abitanti). Nella successiva figura 5.1 viene rappresentata la distribuzione percentuale del panel tra le diverse aree geografiche: circa il 55% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Italia, il 23% nelle regioni del Centro e il 22% nelle regioni del Sud e nelle Isole.

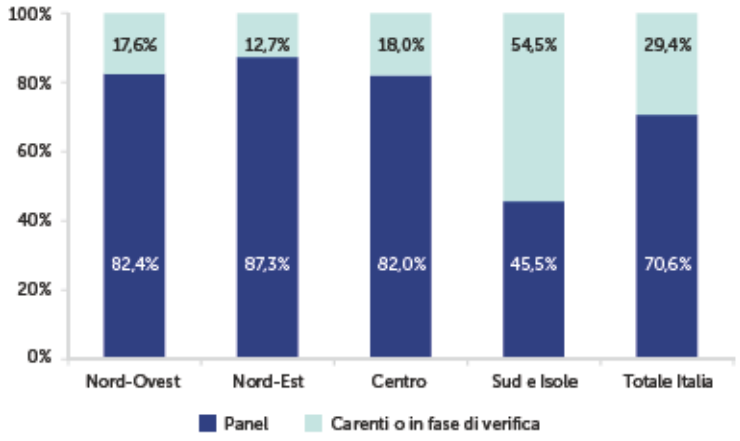
3 Le procedure di raccolta dei dati tecnici e tariffari sono state definite con la determina 29 marzo 2018, n. 1/2018 – DSID.
4 I dati inviati nell'ambito dell'aggiornamento tariffario comprendono quelli sulla misura di utenza, ai sensi dell'art. 15 dell'Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, n. 218/2016/R/idr (TIMSII).
5 Si rimanda, in particolare, al principio di *water conservation* dettato dall'Unione europea (direttiva 2000/60/CE).

FIG. 5.1 *Macro-indicatore M1: ripartizione geografica del panel*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.2 *Macro-Indicatore M1: popolazione servita dal panel. Ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

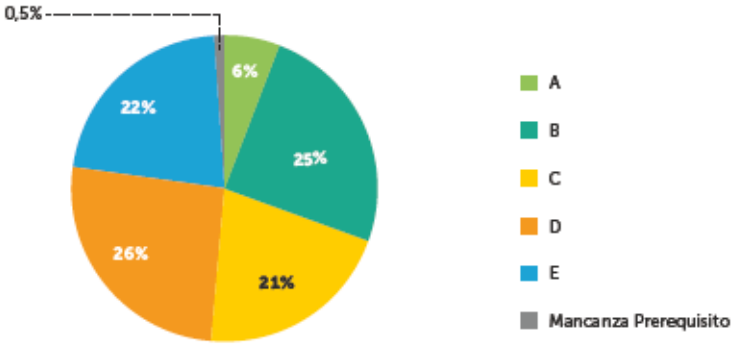
Focalizzando l'attenzione sul confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (figura 5.2), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Est, per le quali la copertura è dell'87,3%, del Nord-Ovest, con una copertura pari all'82,4%, e del Centro con una copertura dell'82%; risulta, invece, significativamente più bassa la popolazione rappresentata dai gestori del Sud e delle Isole (45,5%).

L'analisi dei dati raccolti, con riferimento all'anno 2016, relativi alla distribuzione della popolazione servita dai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M1 (A, B, C, D, E, dalla più virtuosa, la A, alla meno virtuosa, la E), mostra una grande eterogeneità nelle condizioni di partenza delle diverse gestioni (figura 5.3), con la popolazione che si distribuisce equamente su tutte le classi, a eccezione della classe A (con solo il 6% di popolazione). Nello specifico circa un terzo della popolazione del campione è servita da gestioni che esprimono livelli di perdita inferiori al 35% (con perdite lineari al di sotto di 25 m^3/km/gg); di contro il 22% della popolazione risiede in aree in cui le perdite percentuali

e lineari[6] sono superiori rispettivamente al 55% e/o a 60 m³/km/gg. Si segnala inoltre la presenza di 4 gestioni, di ridotte dimensioni, prive del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura, che servono circa lo 0,5% della popolazione del campione.

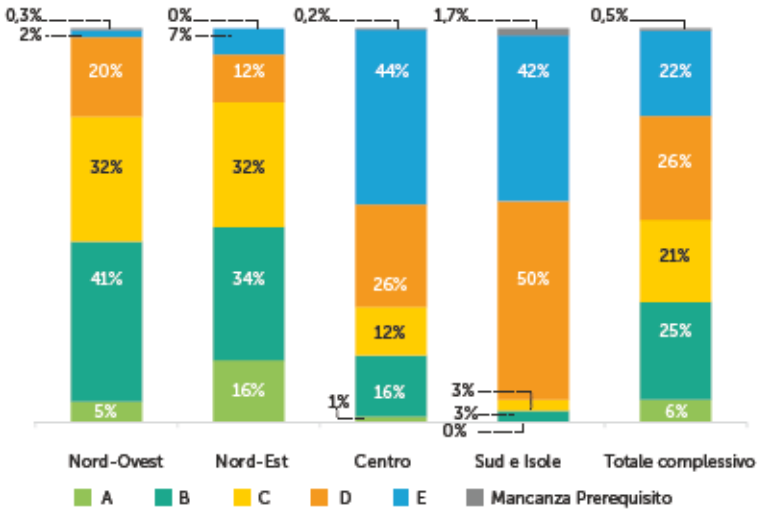
La figura 5.4 mostra come la popolazione servita da gestori in buone condizioni di partenza sia concentrata nel Nord del Paese (circa 50% in classi A o B), mentre le situazioni di criticità sono prevalenti nel Centro (70% in classi D o E) e nel Sud e Isole (92% in classi D o E). Si rilevano poi due gestioni prive di prerequisito operanti nell'area Sud e nelle Isole (che servono l'1,7% della popolazione del campione dell'area medesima), una collocata al Nord-Ovest (0,3%) e una nel Centro (0,2%).

FIG. 5.3 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.4 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

6 La definizione delle classi di appartenenza del macro-indicatore M1 può implicare la presenza in classe E di gestioni che hanno un valore di perdite percentuali anche inferiore al valore soglia, qualora il medesimo venga superato per le perdite idriche lineari (e viceversa).

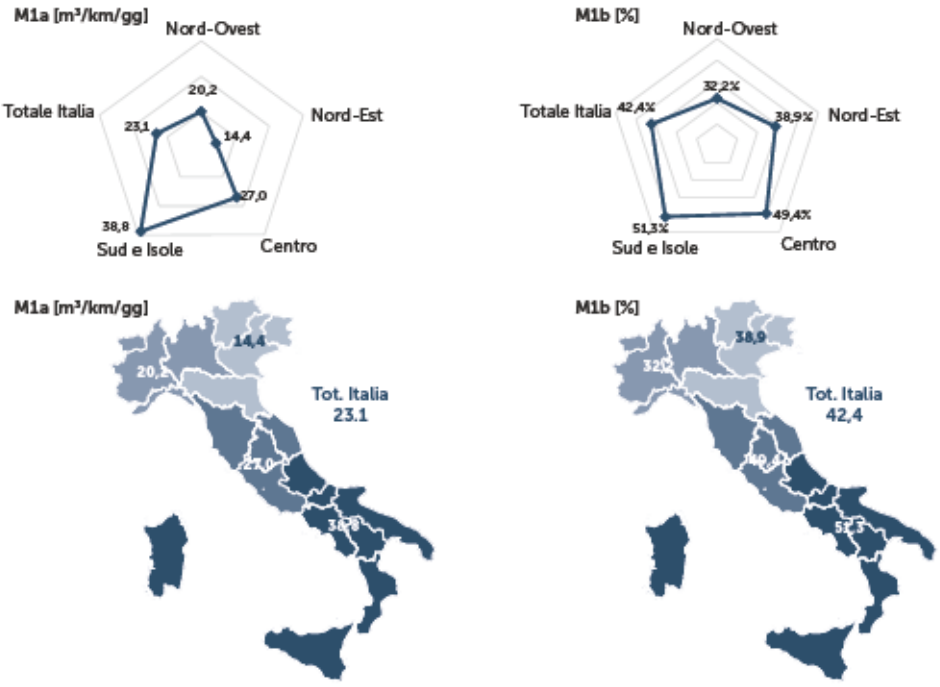
CAPITOLO 5

L'analisi dei valori di M1a e M1b restituisce (figura 5.5) valori medi nazionali rispettivamente pari a 23,1 m^3/km/gg e 42,4%, confermando forti differenze a livello territoriale. Nello specifico si rilevano valori di perdite più contenuti al Nord e valori medi molto elevati al Centro e nel Sud e nelle Isole, dove circa la metà della risorsa idrica immessa nei sistemi di acquedotto viene dispersa.

Andando a osservare i singoli valori assunti da M1a e M1b per il panel di gestioni analizzate (figura 5.6) si riscontra, anche in questo caso, un'elevata dispersione dei valori di partenza delle differenti gestioni, con pochi casi di eccellenza (classe A) e un gran numero di gestioni che si colloca in condizioni intermedie o nelle classi peggiori.
Infine, è significativa la correlazione tra i valori medi assunti da M1a per le differenti aree geografiche e alcuni altri dati rilevati sul servizio di acquedotto. Nello specifico, il confronto di M1a con i dati relativi al numero di rotture per chilometro di rete (figura 5.7) indica come un numero di rotture (e quindi di perdite emergenti) più elevato comporti valori più elevati di perdite lineari, implicando anche maggiori costi di riparazione.

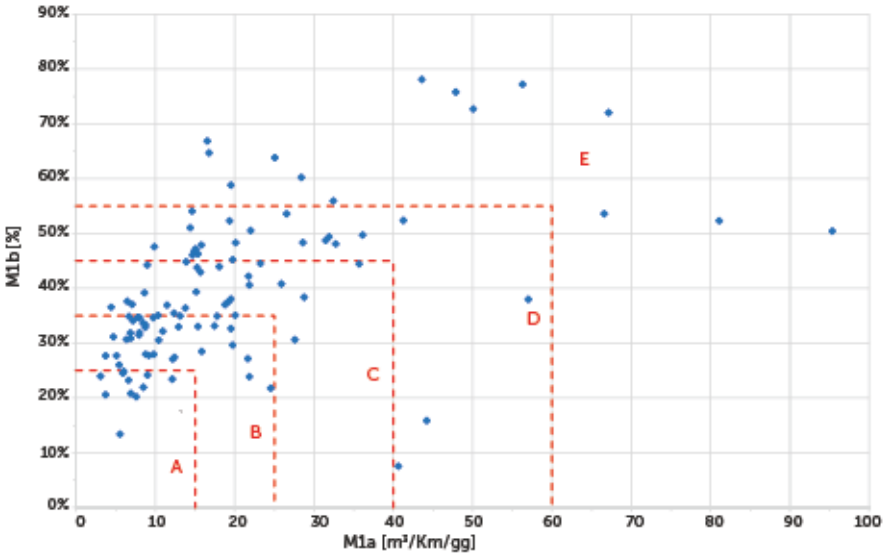
Andando poi a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica (figura 5.8), che pesano per circa il 60% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,44 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto e pari a 0,85 KWh per metro cubo fatturato alle utenze finali. Si può osservare che il primo consumo si discosta poco dal valore medio nelle aree territoriali, con consumi leggermente più elevati nel Sud e nelle Isole probabilmente legati al maggior sviluppo delle reti di adduzione, mentre il consumo per metro cubo fatturato nelle diverse aree è fortemente influenzato dai valori delle perdite idriche, evidenziando il costo energetico, oltre che ambientale, del fenomeno.

FIG. 5.5 *Valori medi di M1a e M1b per area geografica*



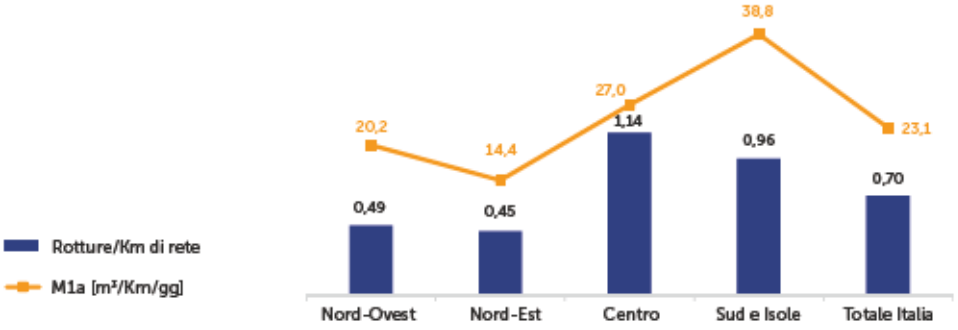
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.6 *Valori iniziali degli indicatori M1a E M1b per il panel di gestioni analizzate*



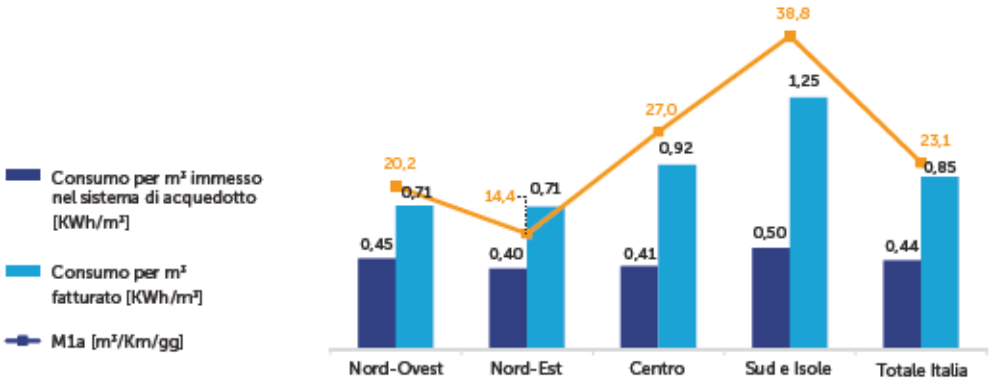
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.7 *Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a per area*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.8 *Consumi di energia elettrica per il servizio di acquedotto, confronto con M1a per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

CAPITOLO 5

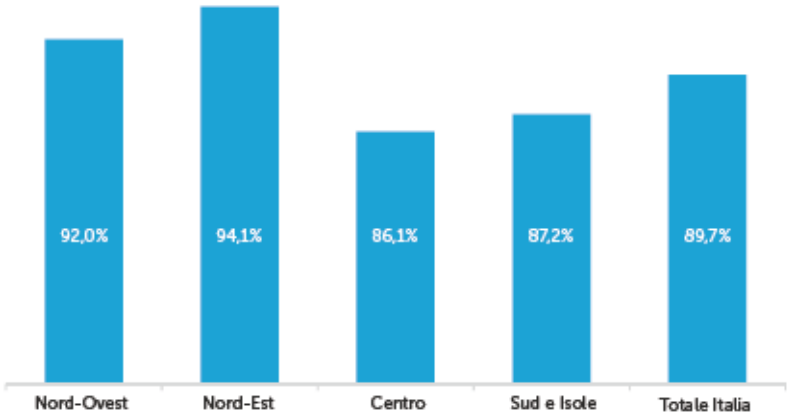
Misura di processo e di utenza

L'attività di misura dei volumi, funzionale sia alla gestione efficiente degli impianti e delle reti (misura di processo) sia alla gestione dei misuratori installati presso gli utenti finali (misura di utenza), appare essenziale per la definizione dei bilanci idrici e per la determinazione dell'efficienza idrica della rete, anche in ottemperanza al richiamato principio europeo di *water conservation*. Per tale ragione, come anticipato in precedenza, nella regolazione della qualità tecnica è stato previsto, in relazione al corretto calcolo del macro-indicatore M1, un prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura che si esplicita nel rispetto di due soglie minime[7] di misura per la determinazione del volume di perdite idriche totali, pari al 70% dei volumi di processo misurati e al 90% dei volumi di utenza misurati.

L'analisi dei dati relativi all'anno 2016 mostra come complessivamente permangano ancora alcune lacune, sia relativamente alla misura di processo (in media 89,7% dei volumi misurati) sia, in misura minore, relativamente alla misura di utenza (in media 95,0% dei volumi misurati). In particolare, si osserva un deficit nei volumi di processo misurati (figura 5.9) nelle aree geografiche del Centro (86,1%) e del Sud e delle Isole (87,2%). In tutti i territori sono comunque mediamente superate le soglie minime fissate ai fini del rispetto del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura.

Esaminando i dati sulla misura di utenza, richiesti ai sensi dell'art. 15 del TIMSII[8] e comunicati anch'essi nell'ambito dell'aggiornamento tariffario, risulta interessante fare un'analisi comparativa rispetto alla situazione precedente all'entrata in vigore del TIMSII (figura 5.10). Il confronto, effettuato a parità di campione di gestioni[9] tra i dati relativi all'anno 2015 e i dati relativi all'anno 2017, mostra un aumento significativo della disponibilità e dell'efficacia delle letture e autoletture annue medie effettuate per utente finale (considerando le sole utenze dotate di misuratore). Per quanto riguarda le letture si registrano un incremento dei tentativi di lettura, che passano da 2,04 a 2,21 per utente (+8,5%), e un incremento significativo delle letture validate, da 1,65 a 1,88 per utente (+13,5%). Anche per le autoletture si riscontra un aumento sia delle autoletture prese in carico, che passano da 0,25 a 0,27 per utente (+5,1%), sia delle autoletture validate, da 0,23 a 0,25 per utente (+10%). Sembrerebbe dunque che, a seguito dell'entrata in vigore del TIMSII nel corso del 2016, vi sia stato un primo impatto positivo sulla misura di utenza, con un aumento nella disponibilità di dati di consumo basati su letture effettive e autoletture, collegato soprattutto al maggior numero e alla maggiore efficacia delle letture effettuate dal gestore e all'aumento delle

FIG. 5.9 *Quota dei volumi di processo misurati per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

7 Per maggiori dettagli si veda l'art.20 dell'RQTI.

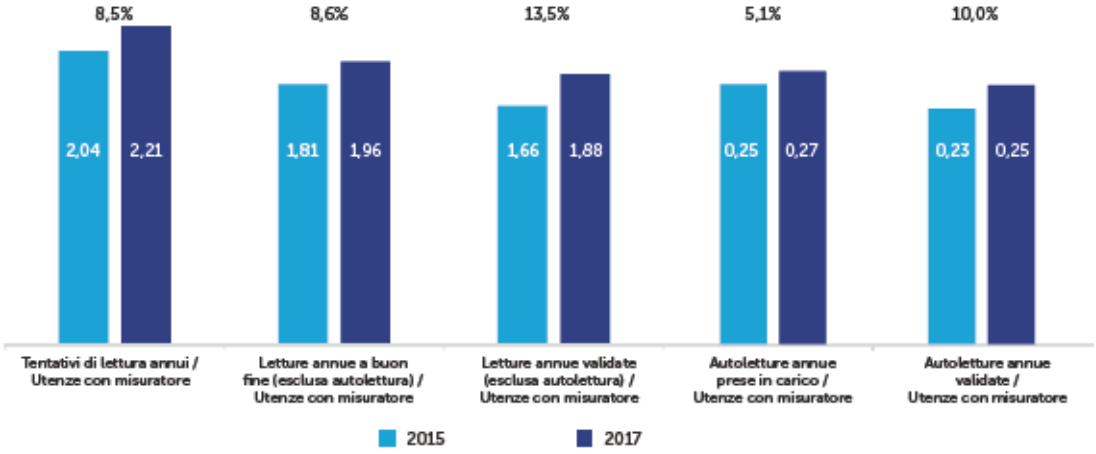
8 La delibera 218/2016/R/idr, recante la *Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio Idrico Integrato a livello nazionale* (TIMSII), è entrata in vigore gradualmente a partire a luglio 2016, fatte salve le deroghe temporali concesse nei casi di aggregazione gestionale.

9 Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, del 53,3% per i dati sulle letture, del 59,0% per i dati sulle autoletture e del 68,0% per i dati sui misuratori di utenza.

autoletture comunicate dall'utente e validate. Emergono inoltre riflessi positivi sulla maggiore attendibilità dei dati relativi al consumo anche in vista dell'adeguamento alle indicazioni avanzate a livello eurounitario in riferimento alla proposta di revisione della direttiva 98/83/CE concernente la "Qualità dell'acqua potabile"[10], nella quale sono state introdotte specifiche disposizioni in tema di obblighi informativi verso le utenze, al fine di incrementare la trasparenza nei confronti degli utilizzatori.

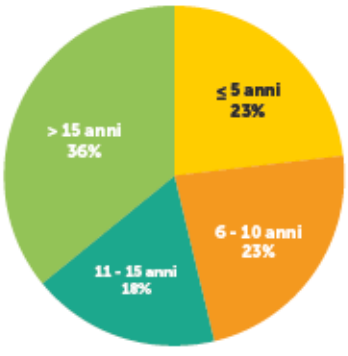
Approfondendo, infine, l'analisi sulla vetustà dei misuratori di utenza, i dati relativi all'anno 2017 mostrano (figura 5.11) la permanenza ancora massiccia di misuratori di età superiore ai 10 anni (54%), dato destinato a un graduale miglioramento anche a seguito della progressiva applicazione del decreto ministeriale 21 Aprile 2017, n. 93 relativo ai controlli sugli strumenti di misura.

FIG. 5.10 *Disponibilità ed efficacia delle letture e autoletture, confronto tra dati 2015 e 2017*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.11 *Misuratori di utenza per classi di età. Dati 2017*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

10 Cfr. Comunicazione 1 febbraio 2018, COM(2017) 753 final. "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the quality of water intended for human consumption (recast)".

CAPITOLO 5

Continuità del servizio

Il macro-indicatore M2, afferente alla continuità del servizio di acquedotto, è definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali[11] interessati dall'interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore. Anche in considerazione del fatto che alcune delle grandezze sottese alla costruzione dell'indicatore generalmente non risultavano rilevate o stimate precedentemente alla regolazione della qualità tecnica, l'applicazione dei meccanismi di incentivazione previsti dalla RQTI per questo indicatore è rinviata all'anno 2020.

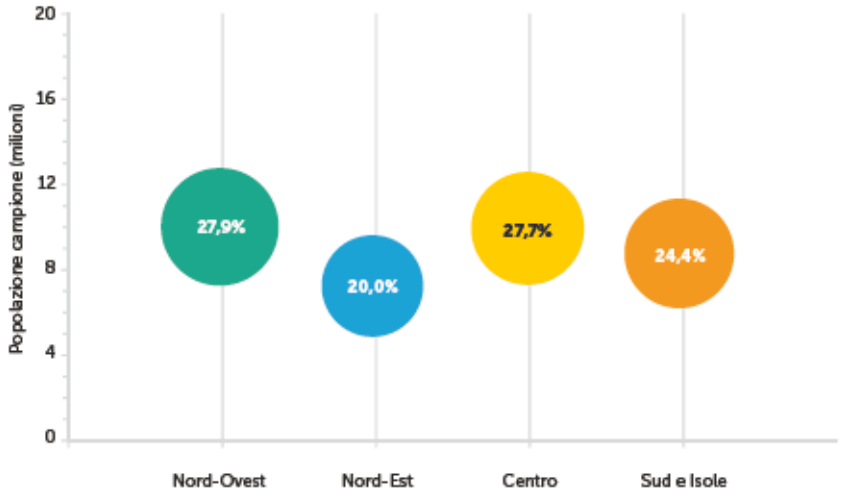
Con riferimento al citato macro-indicatore, il panel di riferimento è composto da 79 gestioni[12], che servono nel complesso circa il 57,4% della popolazione residente italiana (34,8 milioni di abitanti). La distribuzione percentuale del panel tra le diverse aree geografiche, rappresentata in figura 5.12, mostra che sia il Nord-Ovest che il Centro contribuiscono al campione con circa il 28% della popolazione servita, il 24,4% è rappresentato da gestioni operanti nelle regioni del Sud e delle Isole e il 20% da quelle del Nord-Est.

Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (figura 5.13), l'area meno rappresentata risulta ancora quella meridionale e insulare (40,9%), a fronte di una copertura di quasi l'80% nel Centro-Italia, mentre nelle aree settentrionali del Paese il campione analizzato si attesta intorno al 60%.

L'analisi dei dati raccolti con riferimento all'anno 2016, relativi alla distribuzione della popolazione sottesa dai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M2 (figura 5.14), evidenzia come per circa i due terzi del campione di popolazione si configuri una situazione buona (classe A), avendo una durata complessiva delle interruzioni inferiore alle 6 ore per utente interessato, per il 16% una condizione problematica (classe B) e per il restante 17% una situazione critica (classe C, con una durata complessiva maggiore o uguale alle 12 ore).

Esaminando la distribuzione della popolazione sopra descritta nelle aree geografiche (figura 5.15), si osserva come nel Nord del Paese quasi tutta la popolazione sia servita da gestori in buone condizioni di partenza (oltre il 90% in classe A) e come le gestioni in condizioni critiche siano invece largamente diffuse nel Centro (30% in classe C) e nel Sud e nelle Isole (37% in classe C).

FIG. 5.12 *Macro-indicatore M2: ripartizione del panel per area geografica*

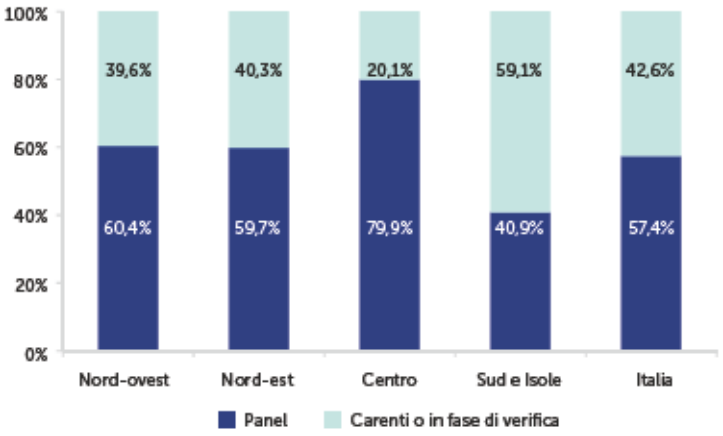


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

11 Nel caso di utenze condominiali deve essere conteggiato il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 della RQTI.

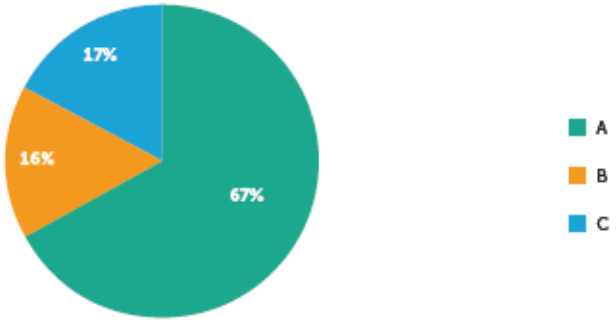
12 Come precedentemente evidenziato, la minore dimensione del campione per questo macro-indicatore è motivata dalla circostanza che alcune delle grandezze sottese alla costruzione dell'indicatore generalmente non risultavano rilevate o stimate precedentemente alla regolazione della qualità tecnica.

FIG. 5.13 *Macro-Indicatore M2: popolazione servita dal panel. Ripartizione per area geografica*



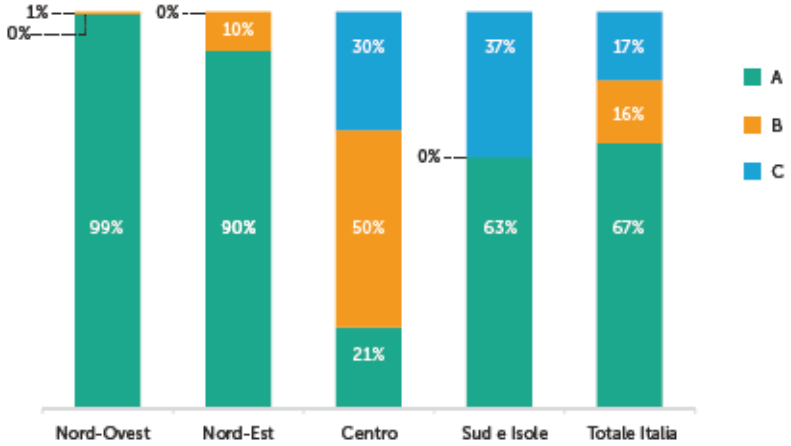
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.14 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.15 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M2*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

L'analisi dei valori di M2 mostra (figura 5.16) un valore medio nazionale di interruzioni del servizio pari a 36,05 ore; tale dato è però fortemente condizionato da talune situazioni critiche a livello territoriale (specie nel Centro e nel Sud e nelle Isole). In particolare, si osservano valori di M2 mediamente bassi nel Nord Ovest (0,49 ore) e nel Nord Est (1,39 ore), valori significativamente superiori nel Centro (45,37 ore, a causa del valore riportato da due gestori) e ancora più elevati nel Sud e nelle Isole (105,51 ore, anche in ragione di quanto riportato da tre gestori). Alcuni valori particolarmente elevati di M2 danno conto di gestioni nelle quali non è di fatto garantita la continuità della fornitura idropotabile, con ricorso a turnazioni del servizio per lunghi periodi di tempo e per quote significative della popolazione servita o, in misura minore, possono derivare da problemi nell'erogazione del servizio dovuti a situazioni stagionali di crisi idrica. Si evidenzia a tal proposito che l'Autorità ha sottoposto a specifici approfondimenti le situazioni in cui il gestore ha manifestato problemi strutturali di mantenimento della continuità del servizio, richiedendo al competente Ente di governo dell'ambito di presidiare l'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere tale fenomeno.

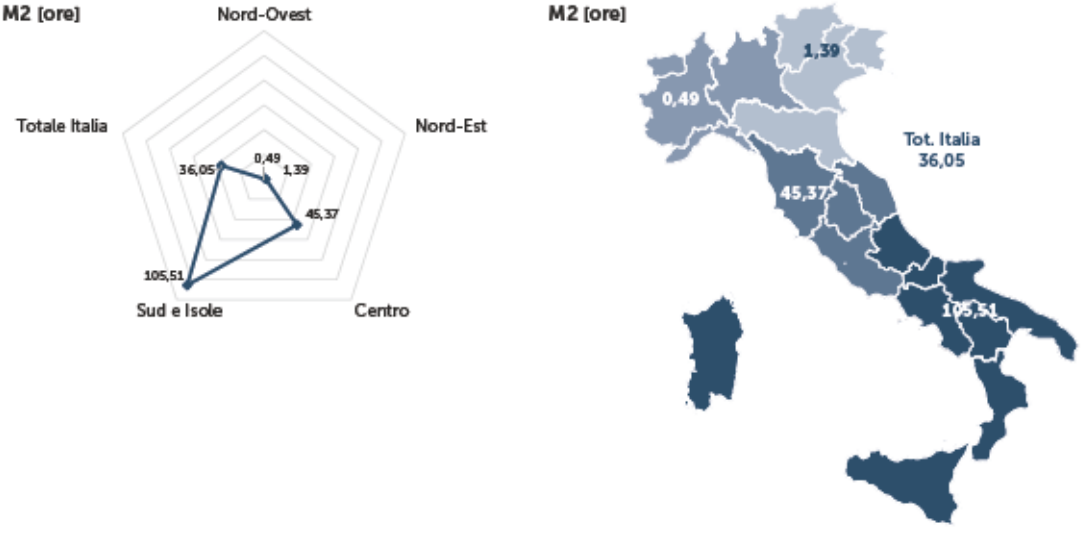
Si segnala, infine, che per quanto concerne i tre *standard* specifici[13] introdotti dalla RQTI, relativi alla continuità del servizio di acquedotto, i dati ancora parziali a disposizione non consentono ad oggi un'analisi sufficientemente accurata, dal momento che i dati sulle interruzioni, in passato, non venivano rilevati dalla maggior parte dei gestori con la precisione richiesta dagli *standard* specifici adottati con la regolazione della qualità tecnica.

Qualità dell'acqua

La qualità dell'acqua distribuita attraverso i sistemi di acquedotto, associata al macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata", costituisce un aspetto fondamentale ai fini della valutazione della gestione del servizio.

Tale aspetto, oltre ad avere un impatto immediato sull'utente finale, sta assumendo sempre maggior rilievo, anche a seguito degli episodi di cattiva qualità dell'acqua

FIG. 5.16 *Valori medi del macro-indicatore i M2 per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

13 Tali standard specifici fanno riferimento ai seguenti indicatori: S1 - "Durata massima della singola sospensione programmata" (pari a 24 ore); S2 - "Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile" (pari a 48 ore); S3 - "Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura" (pari a 48 ore).

registrati nel recente passato. Si assiste, inoltre, a sviluppi sia gestionali che normativi, da un lato con le crescenti attività di implementazione dei *water safety plan* da parte dei gestori, a seguito del recepimento della direttiva 2015/1787/UE[14], che segna il passaggio da un approccio di tipo reattivo dei controlli a un approccio di tipo preventivo, basato sulla valutazione e gestione del rischio, e dall'altro con la recente proposta di revisione della direttiva 98/83/CE[15], che si pone, tra gli altri obiettivi, il rafforzamento della fiducia dei cittadini in merito alla qualità dell'acqua fornita, al fine di incrementarne l'utilizzo per usi idropotabili, contribuendo al tempo stesso alla riduzione dei rifiuti prodotti – lo specifico riferimento è in particolare agli imballaggi di plastica – e al contenimento delle emissioni di gas a effetto serra.

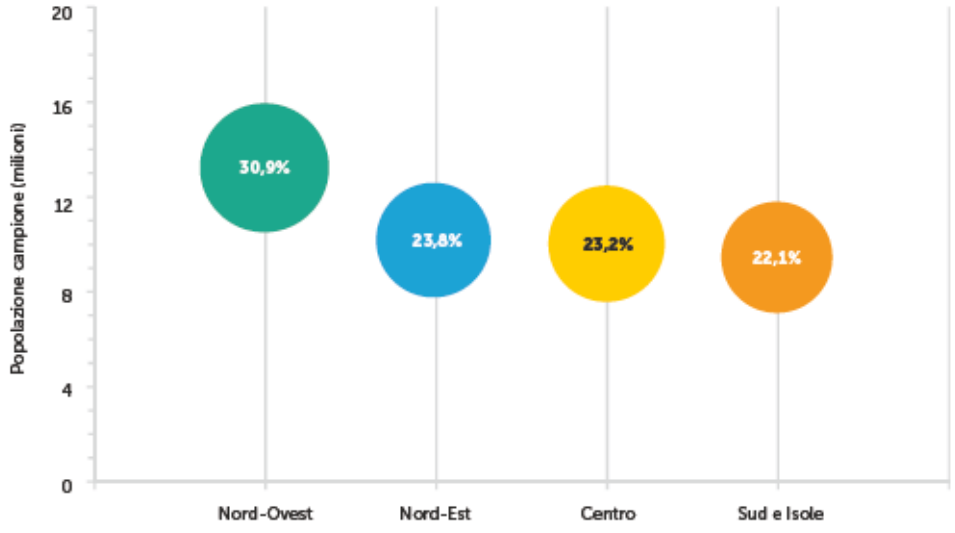
Il macro-indicatore M3 è composto da tre indicatori, sulla base dei quali sono valutati:

- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità rilevate nell'anno, mediante l'indicatore M3a, espresso in termini di utenze coinvolte e durata di ciascuna ordinanza;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, espresso sia in termini di numero di campioni non conformi sul totale dei campioni interni effettuati (attraverso l'indicatore M3b), sia in termini di numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (con l'indicatore M3c).

Nel campione considerato per le analisi condotte su tale macro-indicatore – panel composto da 108 gestioni, con una copertura di circa il 70,3% della popolazione residente italiana (42,6 milioni di abitanti) – prevalgono le gestioni del Nord-Ovest (30,9% della popolazione totale), mentre le restanti gestioni sono quasi equamente suddivise tra le aree geografiche del Nord-Est, del Centro e del Sud e delle Isole (in media il 23% della popolazione, come si evince dalla figura 5.17).

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (figura 5.18), emerge un quadro simile a quello descritto per il macro-indicatore

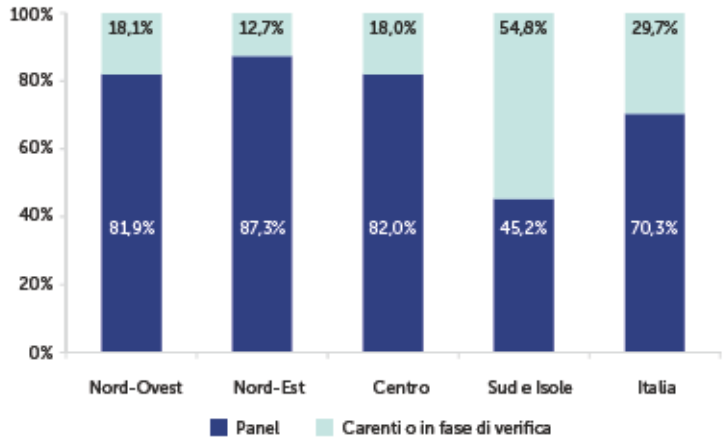
FIG. 5.17 *Macro-Indicatore M3: ripartizione del panel per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

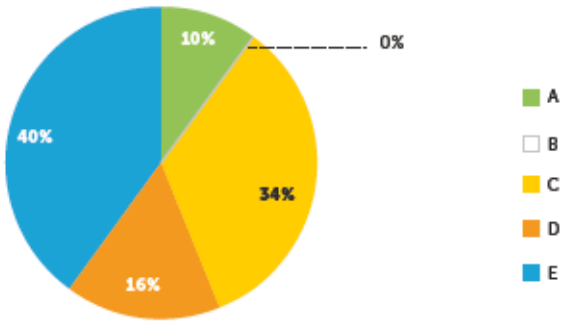
14 Direttiva recepita in Italia dal decreto del Ministero della Salute 14 Giugno 2017, che modifica il decreto legislativo 2 Febbraio 2001, n.31.
15 Direttiva concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano e recepita in Italia dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 e s.m.i.

FIG. 5.18 *Macro-Indicatore M3: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.19 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

M1, con l'area del Nord-Est maggiormente rappresentata (87,3%), seguita dal Nord-Ovest, con una copertura pari all'81,9%, e dal Centro con una copertura dell'82%; risulta, invece, più bassa la popolazione rappresentata dai gestori del Sud e delle Isole (45,2%).

L'analisi dei dati raccolti, con riferimento all'anno 2016, relativi alla distribuzione della popolazione sottesa ai gestori che appartengono alle differenti classi del macro-indicatore M3 (figura 5.19), mostra che il 10% della popolazione si trova in condizioni ottimali (classe A, caratterizzata in particolare dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno in corso), circa la metà del campione si colloca in una situazione intermedia (classi B, C o D, nelle quali si è registrato una certa magnitudo delle ordinanze in ragione della durata della condizione di non potabilità e della popolazione interessata, nonché un tasso non irrilevante di campioni e parametri risultati non conformi a seguito delle analisi di qualità) e il restante 40% circa è in situazione critica (classe E, che raccoglie le gestioni per le quali le ordinanze hanno manifestato impatti significativi nell'anno).

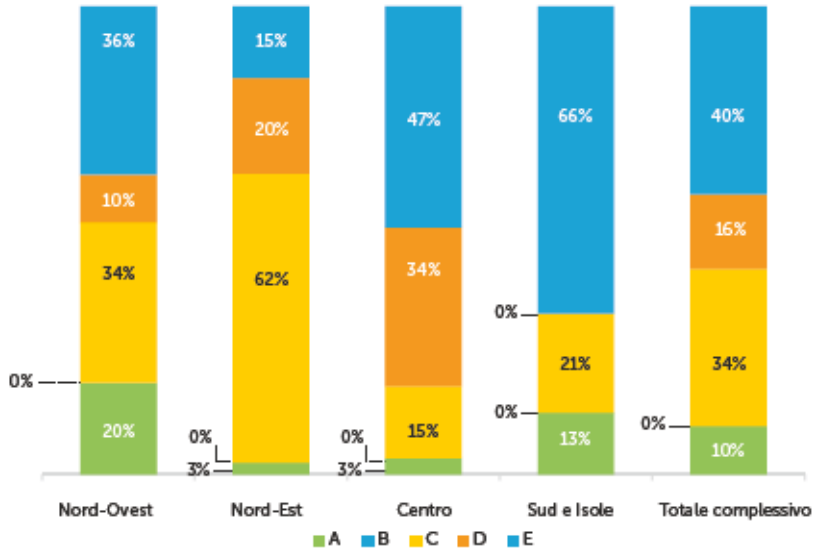
Si osserva che per molte gestioni il fattore limitante per la classe di appartenenza è rappresentato dall'incidenza dell'indicatore relativo alle ordinanze di non potabilità M3a) che, anche per la natura di norma limitata nello spazio e nel tempo delle ordinanze, può subire variazioni anche significative da un anno all'altro. D'altro canto, si evidenzia positivamente come non si siano rilevati casi di mancanza del prerequisito relativo alla conformità

alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti.

Risulta poi interessante esaminare la distribuzione della popolazione sopra descritta nelle aree geografiche (figura 5.20), che mostra come la popolazione servita da gestori in condizioni di eccellenza sia distribuita sulle varie aree (con una prevalenza nel Nord-Ovest, dove il 20% è in classe A), mentre le situazioni di criticità siano più rappresentate nel Sud e nelle Isole (66% in classe E) e nel Centro Italia (47% in classe E).

Guardando i valori medi nazionali dei tre indicatori, si osservano valori molto bassi per M3a (0,029%), valori significativi per M3b (3,87% dei campioni non conformi) e valori di un ordine di grandezza inferiore ai precedenti per M3c (0,30% dei parametri non conformi).
Andando, infine, a vedere la situazione su base territoriale (figura 5.21) si evidenziano valori di M3a molto contenuti nel Nord e nel Centro Italia e un valore medio elevato nel Sud e nelle Isole, valori di M3b medi abbastanza omogenei nelle diverse aree territoriali[16] (compresi tra 2,5% nel Sud e Isole e 4,5% nel Nord Est e nel Centro) e valori di M3c anch'essi poco variabili sui differenti territori[17].
Si evidenzia, tuttavia, come già rappresentato in altre occasioni[18], che le gestioni del Sud e delle Isole dichiarano un tasso di campioni non conformi molto più basso del resto d'Italia, mentre l'incidenza delle ordinanze di non potabilità risulta più elevata, a evidenziare una situazione qualitativa della risorsa fornita peggiore.

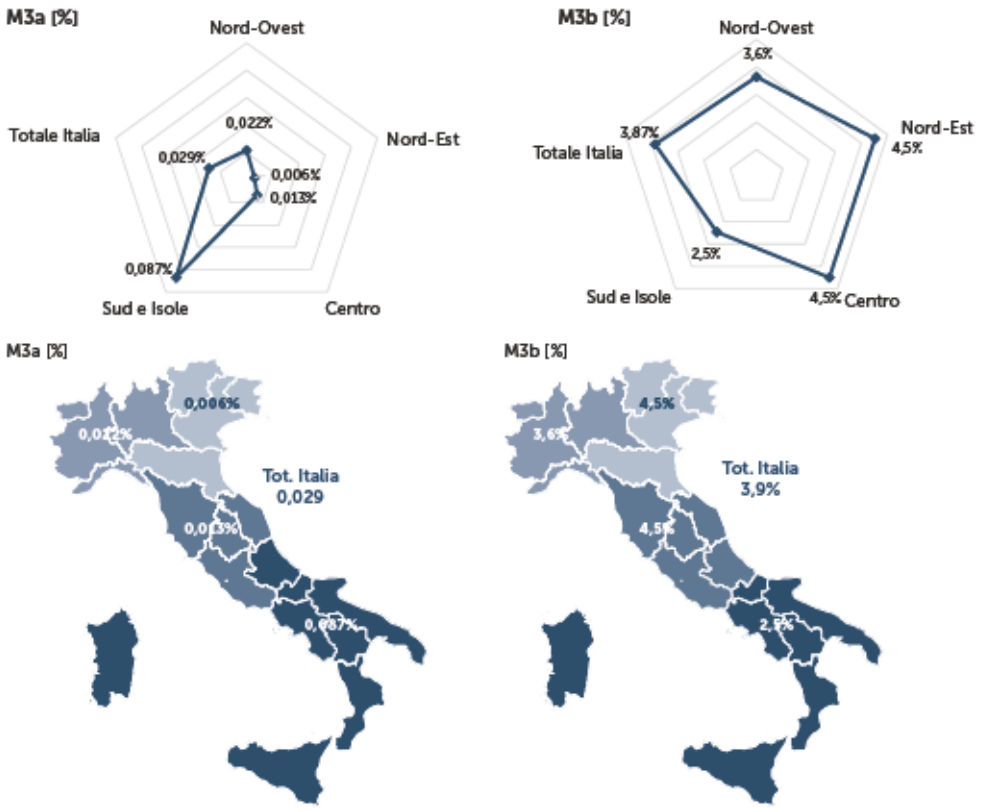
FIG. 5.20 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M3*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

16 Il dato relativo ai campioni analizzati potrebbe risentire, in qualche misura, anche della numerosità dei campionamenti effettuati, attualmente non omogenea, seppure con esiti potenzialmente diversi nei differenti territori.
17 Il dato relativo a M3c non è stato riportato con riferimento alle aree territoriali, in quanto si ritengono poco significative le differenze su base territoriale.
18 Cfr. memoria 8 gennaio 2019, 1/2019/I/idr, in merito alle proposte di legge recanti "Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque" (AC 52) e "Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque" (AC 773).

FIG. 5.21 *Valori medi degli indicatori M3a e M3b per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Servizio di Fognatura

Con riferimento al servizio di fognatura, le informazioni raccolte nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie trasmesse dagli enti di governo dell'ambito, hanno confermato come le principali criticità rinvenibili nelle diverse aree del Paese riguardino principalmente la mancanza parziale o totale delle reti di raccolta e collettamento dei reflui – confermando profili di non conformità alla direttiva 91/271/CEE in materia di trattamento delle acque reflue – l'inadeguatezza fisica e dimensionale dell'infrastruttura fognaria, l'elevata infiltrazione delle cosiddette "acque parassite" e, in misura minore, l'imperfetta conoscenza delle medesime infrastrutture, con impatti sulla tenuta delle reti fognarie e delle opere connesse, in particolare in termini di frequenza degli allagamenti e adeguatezza degli scaricatori di piena.

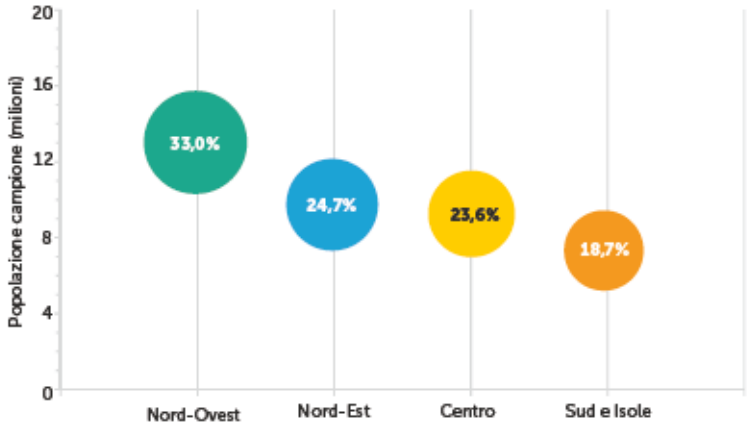
Gli strumenti introdotti dal modello di regolazione della qualità tecnica, in risposta al problema e con lo scopo di accelerare il processo di ammodernamento del servizio di fognatura, sono sostanzialmente due:

- il primo consiste nel già citato requisito minimo (prerequisito) per l'accesso al meccanismo incentivante, attinente alla conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue, secondo il quale il gestore non deve essere interessato da pronunce di condanna della Corte di Giustizia europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE[19];
- il secondo consiste nel citato macro-indicatore M4, costruito sulla base delle informazioni relative alla frequenza degli episodi di allagamento e sversamento da fognatura (indicatore M4a), congiuntamente alle informazioni inerenti all'adeguatezza normativa degli

scaricatori di piena (indicatore M4b) e al livello di controllo al quale i medesimi sono sottoposti dal gestore nell'arco dell'anno in valutazione (indicatore M4c).

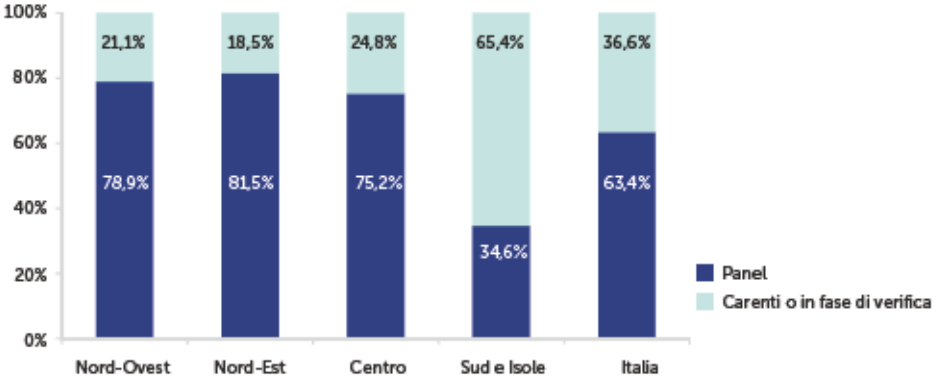
L'analisi illustrata nel seguito dà conto di quanto rilevato per il prerequisito e il macro-indicatore M4. Si basa su un panel composto da 102 gestioni, con una copertura di circa il 63,4% della popolazione residente italiana (38,4 milioni di abitanti). Nella figura 5.22, viene rappresentata la distribuzione percentuale del panel tra le diverse aree geografiche: circa il 58% della popolazione è servito da gestioni che operano nel Nord-Italia, il 23,6% nelle regioni del Centro e il 18,7% nell'area meridionale del Paese. La minore rappresentatività del campione per questo macro-indicatore si riflette per tutte le aree geografiche, come emerge dal confronto tra la distribuzione della popolazione servita dal panel e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (figura 5.23): le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Est, per le quali la copertura è dell'81,5%, del Nord-Ovest, con una copertura pari al 78,9%, e del Centro con una copertura del 75%, a fronte del 34,6% del Sud e delle Isole (che risulta dunque scarsamente rappresentato).

FIG. 5.22 *Macro-indicatore M4: ripartizione del panel per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.23 *Macro-indicatore M4: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

19 In relazione alla direttiva 91/271/CEE, l'Italia ha già ricevuto due sentenze di condanna per la presenza di aree non adeguatamente servite da reti di raccolta e collettamento delle acque reflue urbane, ovvero per la presenza di aree nelle quali i reflui non sono sottoposti a un trattamento o a un monitoraggio adeguati, ed è coinvolta in due ulteriori procedure di infrazione tuttora aperte (infrazioni n. 2014/2059 e n. 2017/2181).

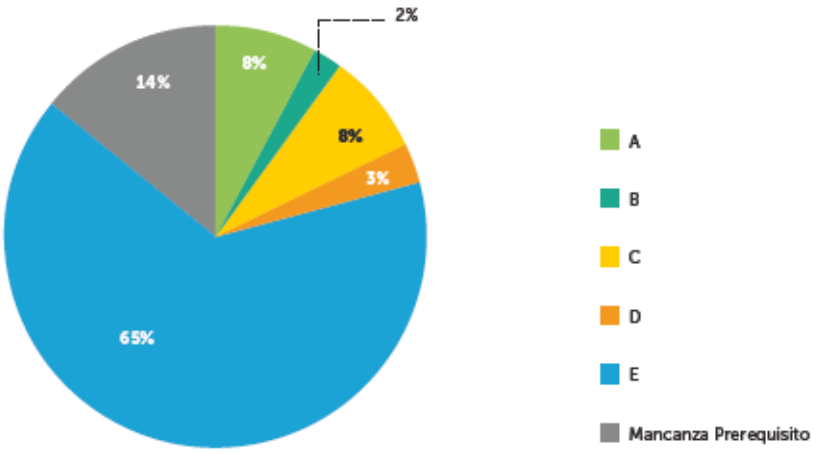
CAPITOLO 5

Per quanto riguarda il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE, per 11 gestioni del campione non risulta conseguito. Limitatamente al mancato recepimento delle previsioni di cui all'articolo 3 della citata direttiva comunitaria, che imponeva di adottare, entro tempistiche definite, adeguati sistemi di collettamento delle acque reflue urbane provenienti da agglomerati di dimensioni superiori a 2000 abitanti equivalenti (AE), le gestioni interessate sono 5, con un'incidenza pari a circa il 4% del carico inquinante complessivamente collettato nelle reti fognarie. Gli agglomerati interessati da pronunce di condanna per mancato recepimento dell'articolo 3 della citata direttiva sono in totale 12, interessando circa 1,6 milioni di AE. Tutte le citate gestioni hanno programmato, secondo quanto definito dalla delibera 917/2017/R/idr, una serie di interventi volti al conseguimento del prerequisito e hanno comunicato le relative tempistiche di realizzazione.

In merito al macro-indicatore M4, in analogia con gli altri macro-indicatori di qualità tecnica, per ciascuna gestione sono stati individuati la classe di appartenenza, sulla base dei valori assunti nell'anno 2016 dagli indicatori M4a, M4b, M4c, e gli obiettivi di miglioramento o di mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire annualmente. A livello nazionale, la situazione relativa alla distribuzione – nelle cinque classi individuate per il macro-indicatore – della popolazione servita, è mostrata nella figura 5.24. Ciò che emerge è la conferma del fatto che il servizio di fognatura si presenta tuttora come un segmento della filiera idrica che necessita di grandi sforzi di miglioramento, con il 68% della popolazione servita da gestori che si collocano nelle classi peggiori di qualità tecnica (classi D ed E, che implicano una frequenza di allagamenti superiore o uguale a uno ogni 100 km o comunque la non conformità alle normative di più del 20 % degli scaricatori di piena gestiti). Solo l'8% della popolazione, invece, è servita da gestori che hanno conseguito uno stato di efficienza del proprio servizio di fognatura (classe A), ai quali è comunque richiesto il mantenimento delle *performance* raggiunte. Da notare anche l'elevata percentuale (14%) di popolazione servita da gestioni soggette a sentenza di condanna (non ancora superata) per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE.

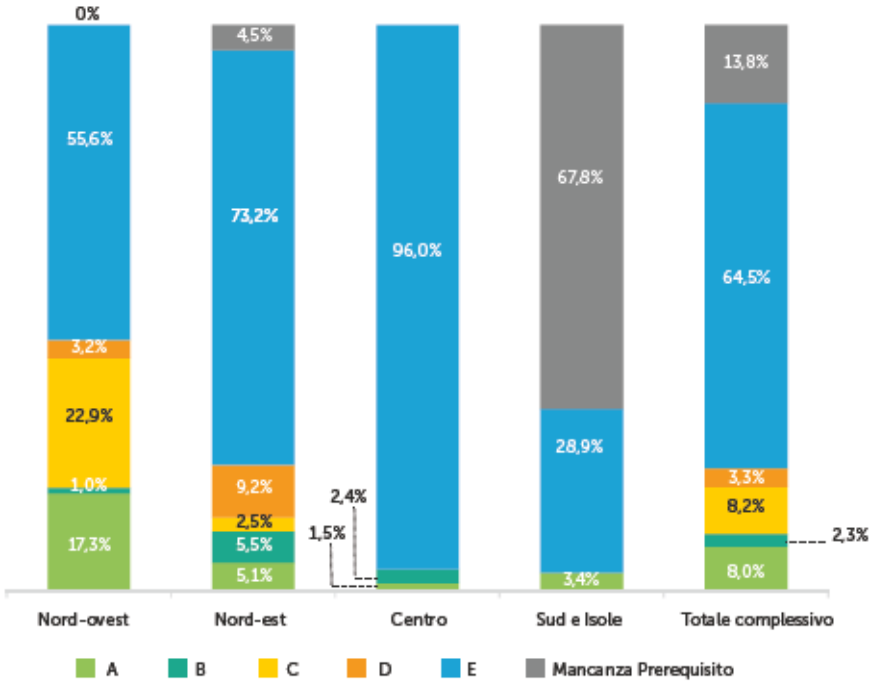
Analizzando i dati con maggiore dettaglio, suddividendoli in funzione della collocazione delle gestioni nelle diverse aree geografiche del Paese, si possono tuttavia evidenziare significative differenze in merito ai livelli di qualità tecnica conseguiti, con carenze crescenti passando dal Nord-Ovest, al Nord-Est, al Centro (figura 5.25), mentre nell'area Sud e Isole la popolazione servita da gestori che si posizionano nella classe peggiore sembra diminuire, ma tale valutazione deve tenere in considerazione, da un lato, che i gestori in classe E evidenziano valori di criticità molto superiori alla media, come verrà meglio rappresentato dai grafici che seguono e, soprattutto, che poco meno del

FIG. 5.24 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.25 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M4*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

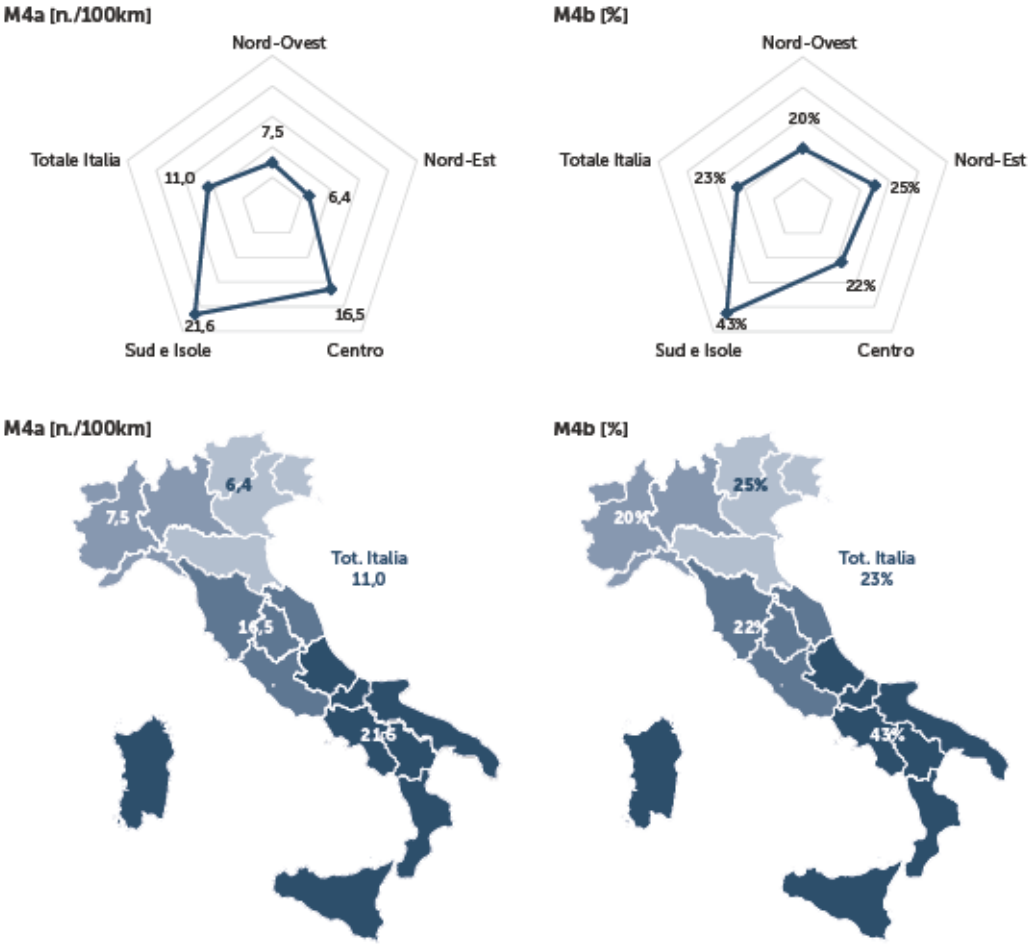
70% dalla popolazione è servita da gestioni tuttora non conformi alla direttiva 91/271/CEE.

Come precedentemente accennato, il macro-indicatore M4 è un indicatore composito, dal momento che prende in considerazione diversi aspetti del servizio di fognatura. Più nello specifico, il primo aspetto di valutazione (indicatore M4a) è la frequenza degli episodi di allagamento e/o di sversamento da fognatura occorsi nell'anno, rapportati alla lunghezza delle reti di fognatura gestite. Il secondo aspetto considerato dal macro-indicatore è il tasso di inadeguatezza degli scaricatori di piena gestiti alle normative vigenti (indicatore M4b). Infine, l'ultimo aspetto riguarda l'incidenza delle attività di ispezione, da parte del gestore, sugli scaricatori di piena, ovvero la diffusione dei sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione dei medesimi (indicatore M4c).

L'analisi dei dati trasmessi per l'anno 2016 (figura 5.26)[20], mostra che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono circa 11 ogni 100 km di rete fognaria, con evidenti scostamenti a seconda dell'area di Paese considerata. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi complessivi, si evidenzia che circa il 23% degli scaricatori di piena risulta non adeguato alle normative locali di riferimento, con una quota di inadeguatezza quasi doppia nell'area Sud e Isole, e che il tasso di scaricatori di piena non ispezionati o non dotati di sistemi di rilevamento automatico delle attivazioni si attesta su valori prossimi al 33%, con scostamenti lievi tra le diverse aree del Paese.

20 In questa elaborazione e nelle successive, sono stati inclusi i valori assunti dal macro-indicatore M4 anche nei territori serviti da gestioni non conformi al corrispondente prerequisito, ciò al fine di incrementare la copertura del campione in particolare delle regioni meridionali e insulari.

FIG. 5.26 *Valori medi degli indicatori M4a e M4b per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

La qualità tecnica del servizio di fognatura, oltre che sulla base del macro-indicatore M4, è valutata anche su un indicatore semplice, che considera il numero di rotture annue delle condotte rispetto alla lunghezza della rete sottoposta a ispezione (indicatore G4.1). Sulla base della prima ricognizione compiuta, emerge per tale indicatore un valore medio nazionale di 1,2 rotture ogni km di rete ispezionata, con evidenti scostamenti tra aree geografiche.

Dai dati comunicati, è inoltre possibile fornire alcune informazioni generali attinenti alle grandezze tecniche. In primo luogo, è possibile confermare che le reti gestite dagli operatori del servizio idrico sono in prevalenza di tipo misto (circa il 66% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero sono state progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio reti solamente dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (circa il 29% del totale) e, in piccola parte, sono gestite reti solamente destinate al trasporto delle acque piovane (circa 5% del totale).

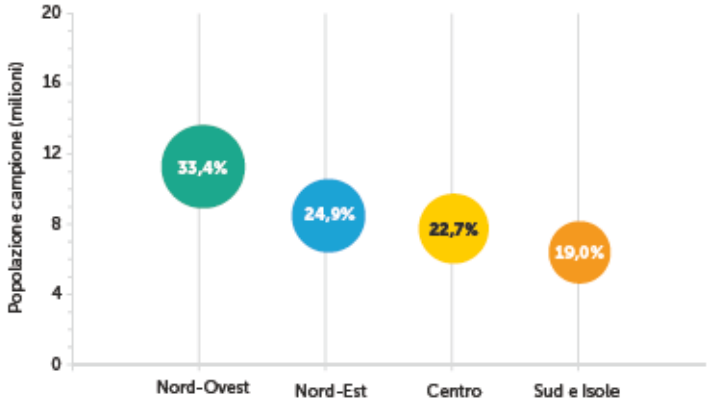
In merito ai consumi energetici, inoltre, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 6% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,06 kWh per metro cubo di volume depurato e a 5,9 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di Depurazione

Il servizio di depurazione comprende l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane convogliate dalle reti di fognatura, incluse le attività per il trattamento dei fanghi residui. Se la funzione primaria resta quella della tutela ambientale, al fine di restituire acque compatibili con il recapito in ambiente, si intravede una rinnovata attenzione verso l'applicazione di soluzioni di recupero e di valorizzazione di materia e risorse nell'avvio di un percorso virtuoso, guidato anche dai due macro-indicatori introdotti dalla regolazione della qualità tecnica. Nello specifico, si tratta, come già anticipato, dei macro-indicatori M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 – "Qualità dell'acqua depurata". In particolare, l'Autorità, da un lato, ha rafforzato l'obiettivo di piena conformità ambientale, attraverso il già citato prerequisito relativo al rispetto della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue, nonché di sempre migliore tutela, attraverso il macro-indicatore M6, dall'altro, ha indirizzato il settore verso un'impostazione maggiormente ispirata ai principi dell'economia circolare, attraverso il macro-indicatore M5.

Di seguito, si riporta lo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, descritto principalmente attraverso la valutazione del livello iniziale assunto dai due macro-indicatori (anno 2016), elaborati a partire dalle informazioni trasmesse dagli EGA nel corso delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie ai sensi della delibera 918/2017/R/idr. Con riferimento alla verifica del rispetto del già richiamato prerequisito introdotto per il settore della depurazione sono state individuate 11 gestioni[21], di cui 6 operanti nella sola area geografica Sud e Isole (su un campione complessivo di 105, di cui solo 12 del Sud e delle Isole) nei cui territori sono presenti agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea, dichiarati non ancora adeguati al 31 dicembre 2017[22]. Nello specifico, si tratta di 21 agglomerati, distribuiti principalmente nel raggruppamento geografico Sud e Isole (10) e nel Nord-Est (6) e, in misura minore, nel Nord-Ovest (3) e nel Centro (2), per complessivi 1,3 milioni di abitanti equivalenti (AE), di cui quasi il 70% relativo ai dieci agglomerati di Sud e Isole. Questa analisi e le successive sono state effettuate su un panel di 105

FIG. 5.27 *Servizio di depurazione: ripartizione del panel per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

21 Con il termine gestione, ci si riferisce a uno specifico gestore del servizio idrico integrato, o di uno dei servizi che lo compongono, operante in un determinato ambito territoriale ottimale (ATO).

22 In dettaglio, ci si riferisce alla sentenza della Corte di giustizia europea pronunciata il 19 luglio 2012 per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE, per quanto attiene al solo servizio di depurazione, limitatamente all'art. 4, in base al quale le acque reflue urbane che confluiscono in reti fognarie devono essere sottoposte, prima dello scarico, a un trattamento secondario o a un trattamento equivalente, e all'art. 10, in base al quale la progettazione, la costruzione, la gestione e la manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane realizzati per ottemperare ai requisiti fissati agli articoli da 4 a 7 siano condotte in modo da garantire prestazioni sufficienti nelle normali condizioni climatiche locali, tenendo conto delle variazioni stagionali di carico; e dalla sentenza della stessa Corte pronunciata il 10 aprile 2014 per mancato adeguamento alla medesima direttiva, limitatamente all'art. 4, all'art. 5, in base al quale negli agglomerati aventi un numero di AE superiore a 10 000 e scaricanti in acque recipienti considerate «aree sensibili», le acque reflue urbane che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte, prima dello scarico, a un trattamento più spinto di un trattamento secondario o equivalente, nonché all'art. 10.

gestioni con un grado di copertura complessivo, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 61,5% (circa 37,3 milioni di abitanti, si veda la figura 5.27), con un contributo maggiore in termini di popolazione servita da parte delle gestioni del Nord-Ovest (33,4%) e più contenuto dalle gestioni operanti nel Sud e nelle Isole (19,0%).

Anche per le elaborazioni condotte sui macro-indicatori afferenti al servizio di depurazione, la distribuzione del campione non è uniforme per le quattro aree geografiche, come evidenziato alla figura 5.28, da cui risulta che la copertura della popolazione sfiora l'80% nel Nord-Est, supera il 77% nel Nord-Ovest e il 70% nel Centro, mentre scende sotto il 34% al Sud e nelle Isole. Tale rappresentazione presumibilmente sottostima la presenza di agglomerati oggetto di condanna nelle regioni meridionali, poco rappresentate, oltre a suggerire, in generale, cautela nel confrontare e valutare i valori assunti dai singoli macro-indicatori in tale area geografica.

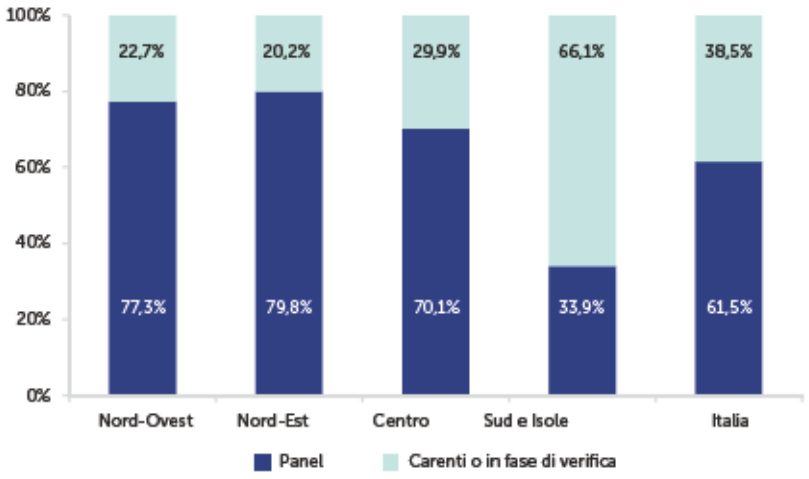
Valorizzazione dei fanghi

Attraverso l'introduzione del macro-indicatore M5, definito come rapporto percentuale del quantitativo di fanghi di depurazione smaltito in discarica, rispetto al quantitativo complessivamente prodotto (entrambi espressi in tonnellate di sostanza secca), l'Autorità intende progressivamente scoraggiare il ricorso allo smaltimento in discarica, minimizzando l'impatto ambientale e valorizzando tutte le opzioni alternative potenzialmente perseguibili di riuso e recupero di risorse.

La figura 5.29 mostra a livello nazionale la distribuzione della popolazione servita tra le diverse classi di appartenenza, sulla base del valore assunto nel 2016 da ciascuna gestione, a cui sono associati obiettivi di mantenimento/miglioramento differenziati, per gli anni successivi a partire dal 2018. In aggiunta, è riportata la quota di popolazione servita dagli 11 operatori che, pur gestendo il servizio di depurazione, risultano ancora privi del rispettivo prerequisito e sono pertanto esclusi dal sistema incentivante per tale macro-indicatore, almeno sino al conseguimento della piena conformità alla direttiva europea. Quasi la metà della popolazione è servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15%, mentre solo il 15% si colloca nella classe peggiore (D), ma una percentuale simile (17%) risulta priva del prerequisito corrispondente, segnalando pertanto una copertura assolutamente inadeguata dell'infrastrutturazione del servizio di depurazione.

In realtà, il dato medio nazionale cela un forte divario tra le regioni settentrionali e il resto del Paese (figura 5.30): in

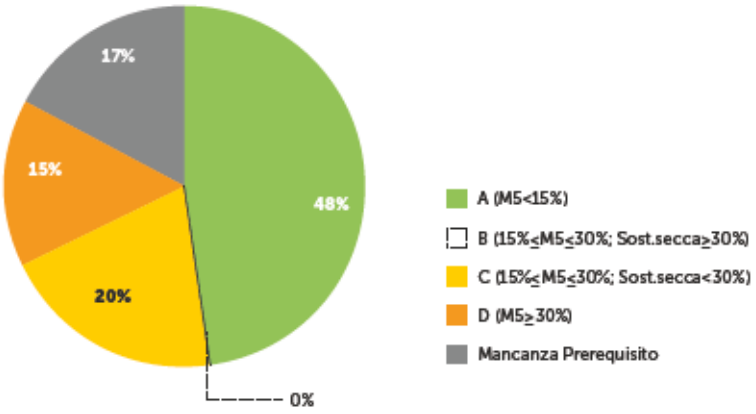
FIG. 5.28 *Servizio di depurazione: popolazione servita dal panel, ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (Delibera 918/2017/R/idr).

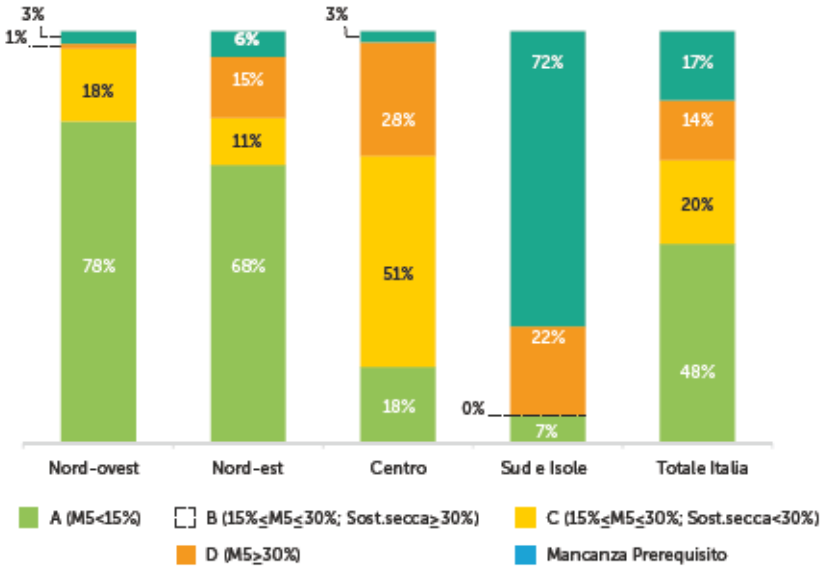
particolare, se al Nord-Ovest e al Nord-Est la popolazione servita da gestioni collocate nella classe di eccellenza è pari rispettivamente al 78% e al 68%, le altre regioni si collocano molto al di sotto di tale valore, rispettivamente 18% il Centro e 7% il raggruppamento di Sud e Isole. Per le regioni meridionali e insulari risalta la presenza assolutamente predominante, anche in termini di popolazione, delle gestioni tuttora non conformi alla direttiva europea sul trattamento delle acque reflue (72%).

FIG. 5.29 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

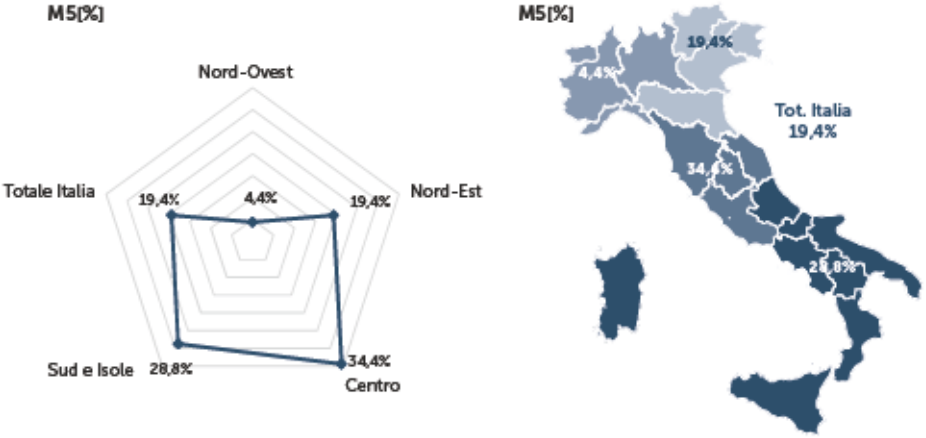
FIG. 5.30 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per area geografica per il macro-indicatore M5*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

In generale, a livello nazionale si conferisce in discarica quasi il 20% dei fanghi di depurazione complessivamente prodotti, con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.31: a fronte di un valor medio molto contenuto al Nord-Ovest (circa 4%) e allineato alla media nazionale per il Nord-Est (19%), più di un terzo è smaltito in discarica al Centro, con le regioni del Sud e delle Isole quasi al 30%[23]. Tra l'altro, osservando l'incidenza del carico inquinante dei reflui industriali depurati (in termini di AE), rispetto a quello riconducibile a reflui domestici e assimilati, si osserva come si ricorra maggiormente allo smaltimento in discarica nei territori in cui la rilevanza del carico di provenienza industriale è in realtà meno marcata (figura 5.32). Ad ogni modo, si tratta

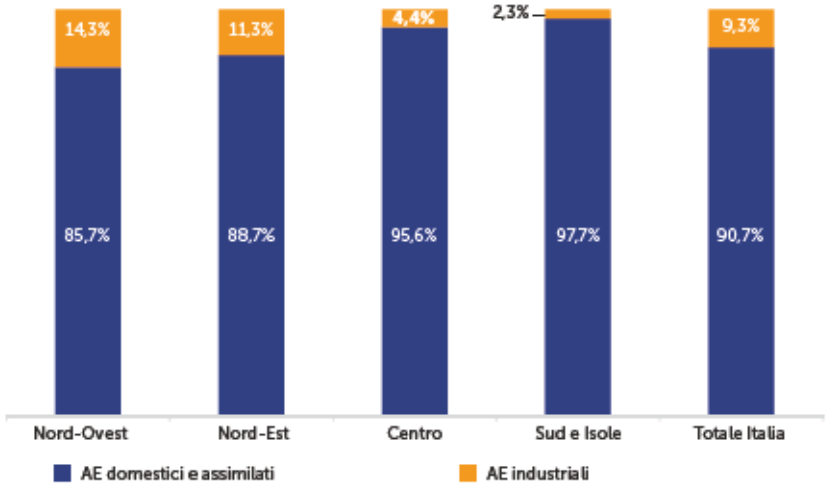
FIG. 5.31 *Valori medi del macro-indicatore M5 per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.32 *Ripartizione del carico inquinante dei reflui depurati per origine e per area geografica*

Domestico, assimilato e industriale



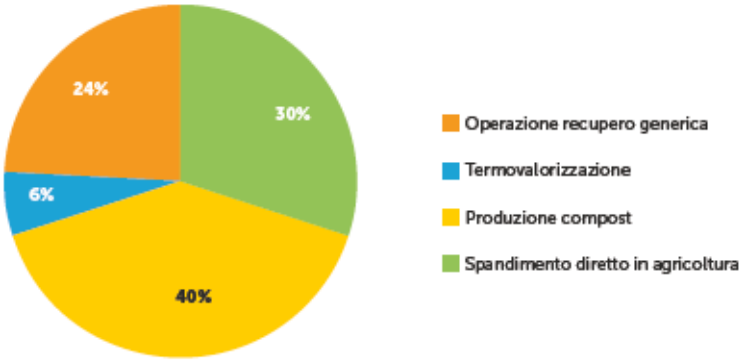
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

23 Con riferimento all'area geografica del Sud e delle Isole, qui e nel prosieguo, occorre tuttavia tenere in considerazione la scarsa rappresentatività del campione, come già rilevato. Si precisa, comunque che, in questa elaborazione e nelle successive, sono stati inclusi i valori assunti dal macro-indicatore M5 anche nei territori serviti da gestioni non conformi al corrispondente prerequisito, al fine di incrementare la copertura del campione in particolare delle regioni meridionali e insulari.

di un macro-indicatore molto "polarizzato": ben il 77% delle gestioni, per tale macro-indicatore, presenta infatti valori estremi (inferiori al 10% o superiori al 90%).

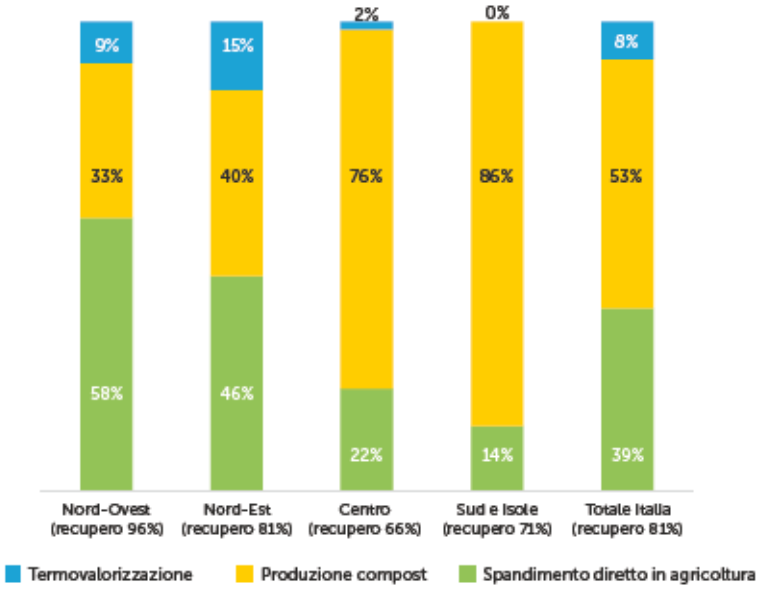
A livello nazionale, più dell'80% dei fanghi prodotti è destinato quindi a un'operazione di riuso o recupero di risorse e, come dettagliato nella figura 33, la destinazione agricola risulta di gran lunga l'opzione prevalente (sia come spandimento diretto sui terreni sia indirettamente tramite la produzione di ammendanti di origine organica - compost), mentre residuale resta l'operazione di recupero energetico in impianti quali inceneritori o cementifici, confinata quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali (figura 34). Di contro, la produzione di prodotti ammendanti è molto diffusa nelle regioni centro-meridionali, mentre al Nord prevale lo spandimento diretto, probabilmente per una maggiore disponibilità di terreni agricoli adatti.

FIG. 5.33 *Operazioni di recupero dei fanghi di depurazione*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr)[24]

FIG. 5.34 *Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

24 Per operazione di recupero generica, si intende un'operazione identificata da un codice di recupero (lettera R), ma non ulteriormente specificata, come dichiarato da gestori ed EGA.

Infine, si ritiene utile riportare il valore di sostanza secca mediamente contenuta nei fanghi di depurazione prodotti, pari al 22% a livello nazionale, con valori maggiori al Nord-Ovest e al Centro (26% e 24% rispettivamente) e più ridotti al Nord-Est e Sud e Isole (20% e 17% rispettivamente), con scostamenti sostanzialmente contenuti. Si tratta di valori, in linea di principio, ottenibili con le convenzionali tecnologie di disidratazione meccanica disponibili; effettivamente sezioni più avanzate (per esempio impianti di essiccamento) sembrano poco diffusi: solo 9 gestioni dichiarano un consumo energetico imputato a tali soluzioni. Analogamente poco diffusa sembrerebbe la produzione di energia nella fase di digestione anaerobica dei fanghi[25] segnalata solo da 13 gestioni del campione (10 al Nord e 3 al Centro), evidenziando significative potenzialità non ancora sfruttate di ulteriore recupero di risorse dai fanghi. In realtà, come illustrato dall'Autorità nella delibera 22 gennaio 2019, 20/2019/R/idr[26], è prevedibile per i prossimi anni una positiva inversione di tendenza anche in tale ambito: tra gli investimenti ricorrenti nei Programmi degli interventi, oggetto di istruttoria nel corso delle approvazioni dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019, numerosi sono quelli finalizzati all'ottimizzazione delle sezioni di digestione anaerobica con recupero di biogas, guidati anche dagli obiettivi di miglioramento sottesi al macro-indicatore M5 e come auspicato fra l'altro dalla Commissione europea, che attribuisce al processo di digestione anaerobica di rifiuti biodegradabili un ruolo importante nella transizione a un'economia circolare[27].

Qualità dell'acqua depurata

Attraverso l'introduzione del macro-indicatore M6, definito come tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua reflua scaricata, limitatamente ai soli parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili, anche a uno o entrambi i parametri della tabella 2 dell'allegato 5 alla parte III del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152[28], l'Autorità intende consolidare ulteriormente l'obiettivo di tutela ambientale. La figura 5.35 mostra a livello nazionale la distribuzione della popolazione servita tra le diverse classi di appartenenza, sulla base del valore assunto nel 2016 da ciascuna gestione, cui sono associati gli obiettivi di mantenimento/miglioramento di qualità tecnica a partire dal 2018. Meno del 30% della popolazione del campione risulta servita da gestioni che si collocano nelle prime due classi (A e B), esprimendo un tasso di superamento dei limiti almeno inferiore al 5%, mentre il 52% è posizionato nella classe peggiore (D, con tassi maggiori o uguali al 10%), con il 17% privo del prerequisito corrispondente. Tali risultati possono essere ricondotti alla corretta valorizzazione di questo macro-indicatore, basata su tutti i superamenti puntuali dei limiti per i cinque parametri inquinanti, inclusi quelli consentiti dalla normativa ambientale per valutare la conformità di un impianto (mentre, in precedenza, l'obiettivo era il conseguimento della conformità alla normativa ambientale). Tuttavia, se anche il posizionamento nella classe peggiore da parte di gran parte delle gestioni non implica necessariamente una condizione di non conformità degli impianti, è richiesto nei prossimi anni uno sforzo significativo per conseguire il miglioramento ambientale sotteso a tale macro-indicatore, come peraltro sembra emergere dall'analisi degli investimenti presenti nei Programmi degli interventi del biennio 2018 e 2019.

25 La digestione anaerobica costituisce uno dei principali processi per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione in condizioni di assenza di ossigeno, al fine di stabilizzare i fanghi, riducendone la putrescibilità, gli odori e il contenuto di patogeni, consentendo al tempo stesso di recuperare energia dal biogas prodotto.

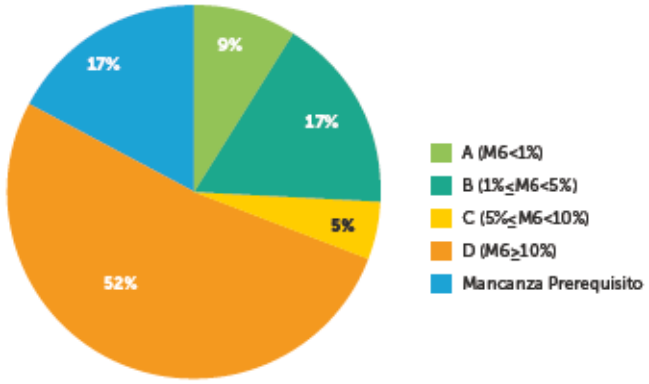
26 Delibera 20/2019/R/idr, recante "Avvio di indagine conoscitiva sulle modalità di gestione e di valorizzazione dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue".

27 Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale europeo e al Comitato delle Regioni COM(2017) 34 *final* recante "*Il ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare*".

28 Nello specifico, si tratta dei parametri inquinanti BOD, COD e SST (tabella 1) e azoto e fosforo (tabella 2).

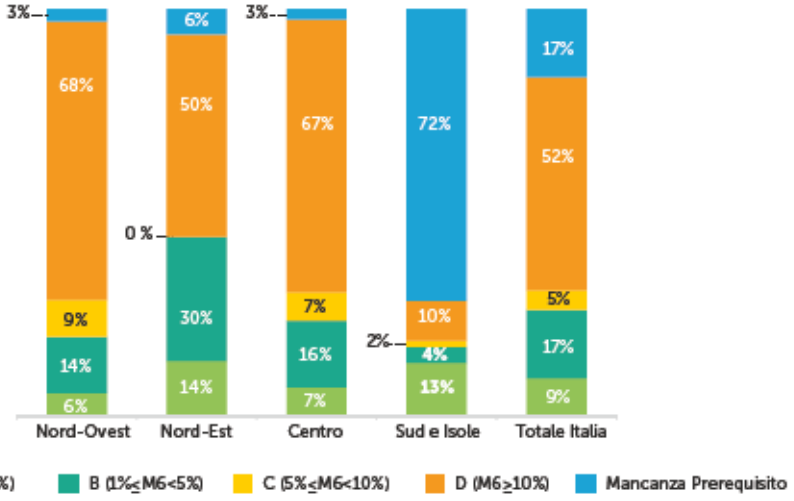
Con riferimento alla ripartizione delle classi di appartenenza per singole aree geografiche (figura 5.36), si osservano in generale scostamenti meno marcati rispetto a quanto evidenziato per altri macro-indicatori, con il Nord-Est caratterizzato dalle prestazioni migliori (44% della popolazione collocato nelle classi A e B), mentre il raggruppamento Sud e Isole si distingue per il maggior popolamento delle gestioni prive del rispettivo prerequisito (72% della popolazione servita), indice di una grave carenza strutturale del servizio di depurazione. Tale condizione è peraltro confermata anche confrontando i singoli valori assunti dal macro-indicatore M6; come mostrato alla figura 5.37, infatti, a fronte di un valore medio complessivo pari a circa il 13%, con le aree del Nord-Ovest e del Centro sostanzialmente allineate, nelle regioni meridionali e insulari si rileva un valore pari a più del doppio del dato nazionale, mentre il Nord-Est, di contro, si caratterizza per un valore di poco superiore all'8%.[29]

FIG. 5.35 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.36 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per area geografica per il macro-indicatore M6*



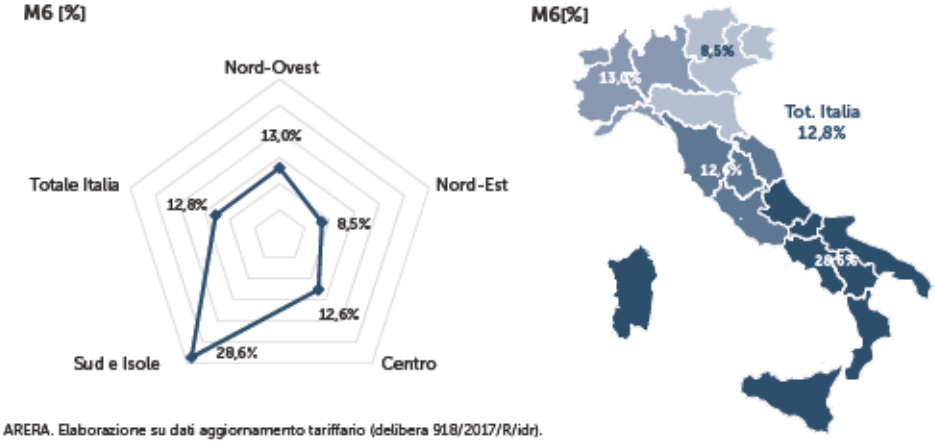
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

29 Si precisa che in questa elaborazione e nelle successive, sono stati inclusi i valori assunti dal macro-indicatore M6 anche nei territori serviti da gestioni non conformi al corrispondente prerequisito, al fine di incrementare la copertura del campione in particolare delle regioni meridionali e insulari.

CAPITOLO 5

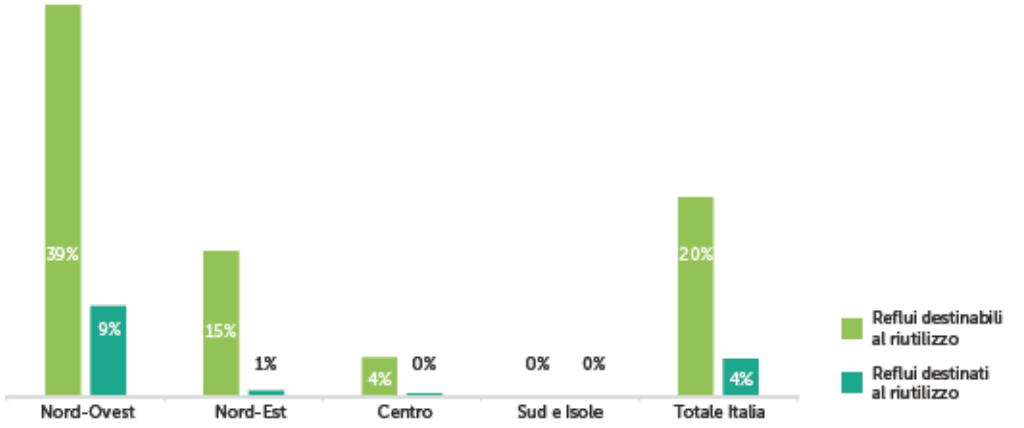
Limitandosi alle implicazioni sul settore della depurazione, nella Comunicazione COM (2015) 614 *final*[30], la Commissione europea auspica, tra l'altro, un maggior riutilizzo dell'acqua reflua trattata per alleviare la pressione su risorse idriche sovrasfruttate, come ribadito anche nella più recente proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio, COM(2018) 337 *final*, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua a fini irrigui attualmente in discussione[31]. A questo proposito, la figura 5.38 mostra, per il campione analizzato, la percentuale di acque reflue depurate destinabili al riutilizzo ed effettivamente riutilizzate. A fronte di una potenzialità già oggi pari al 20% del volume totale complessivamente depurato (in m^3), solo il 4% è destinato al riutilizzo (principalmente per uso irriguo) e quasi esclusivamente nelle regioni settentrionali. Si tratta di una pratica che tutela le fonti idriche di qualità elevata per gli usi prioritari, diversificando le fonti di approvvigionamento, configurandosi come fattore per disporre di una risorsa sostanzialmente immune da condizioni climatiche di siccità e conseguente scarsità idrica, garantendo una fornitura continua.

FIG. 5.37 *Valori medi del macro-indicatore M6 per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.38 *Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

30 Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale europeo e al Comitato delle Regioni COM(2015) 614 final recante "L'anello mancante - *Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare*".

31 L'iter legislativo, avviato con la proposta della Commissione europea il 28 maggio 2018, prevede una prima lettura del testo di proposta da parte del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea, seguita eventualmente da "triloghi" con la Commissione europea; attualmente la proposta è al vaglio del Consiglio dei ministri dell'UE, mentre il 12 febbraio 2019 il Parlamento europeo ha approvato il testo in prima lettura con emendamenti.

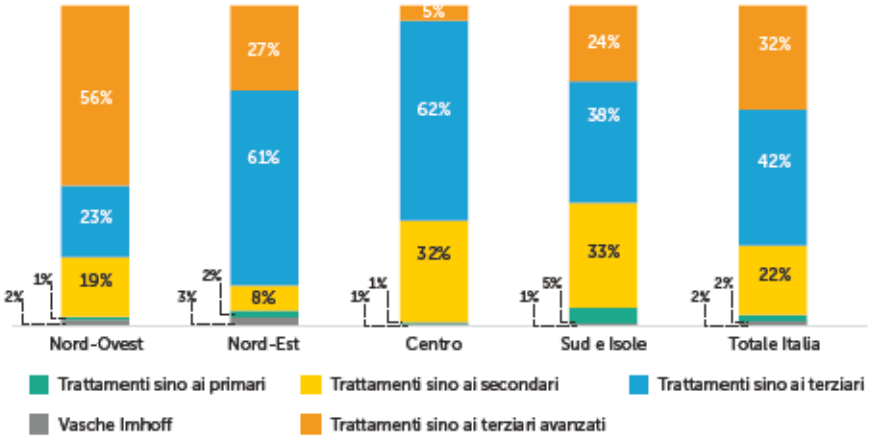
Infine, sulla base di ulteriori dati, analogamente comunicati nel corso delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, sono stati condotti due specifici approfondimenti.

In primo luogo, dal punto di vista della dotazione impiantistica, l'Italia, così come rappresentata nel campione in esame, consta di circa 13.221 impianti (6.189, escludendo le vasche *Imhoff*), di cui il 33% con trattamento sino al secondario e il 10% con trattamento terziario e terziario avanzato. Con riferimento, tuttavia, alla quota di carico inquinante dei reflui depurati, misurata in abitanti equivalenti (figura 5.39), a livello di intero Paese, la quota di carico sottoposta a un trattamento di depurazione almeno di tipo secondario raggiunge il 96,5%, di cui il 74% soggetto anche a trattamenti di tipo terziario (42%) o avanzato (32%).

A livello di singola area geografica, nel Nord-Est è massima la percentuale di carico sottoposta a un trattamento terziario e avanzato (88%); di contro la medesima percentuale è minima nelle regioni meridionali e insulari (62%).

Da ultimo, in termini di consumi energetici, posto che il servizio di depurazione incide per circa un terzo sul consumo di energia elettrica dell'intero comparto del servizio idrico integrato, nel campione di gestioni oggetto di indagine e con riferimento ai due principali indicatori di intensità energetica, si rilevano valori in linea con le indicazioni di letteratura. Si tratta nello specifico del consumo per volume depurato in uscita dall'impianto (pari a 0,37 kWh/m^3) e del consumo specifico per abitante equivalente (38 kWh/AE).

FIG. 5.39 *Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli Interventi

Investimenti pianificati

L'introduzione di *standard* generali di qualità tecnica per tutte le fasi della filiera del servizio idrico integrato ha comportato la necessità di un adeguamento delle pianificazioni esistenti delle gestioni al fine di recepire gli investimenti destinati al raggiungimento di detti obiettivi, nell'ambito dell'aggiornamento degli schemi regolatori previsto dalle delibere 917/2017/R/idr e 918/2017/R/idr[32]. Nella presente sezione sono illustrate le principali evidenze sul fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato, oggetto dei Programmi degli Interventi (PdI) trasmessi per gli anni 2018 e 2019, e compilati coerentemente con le indicazioni di cui alla determina 29

32 Ai sensi dell'art. 6 della delibera 917/2017/R/idr, "La copertura dei costi relativi al rispetto degli standard specifici e al conseguimento degli obiettivi previsti dalla qualità tecnica avviene secondo quanto stabilito dal MTI-2, come integrato dalla delibera 918/2017/R/IDR (comma 1). In particolare, la spesa per investimento relativa alle misure adottate, e ricompresa nel programma degli interventi (PdI), è finanziata nell'ambito dell'aggiornamento del pertinente programma economico-finanziario (PEF) (comma 2)".

marzo 2018, 1/2018-DSID. Le analisi e le elaborazioni sono state condotte su un campione (tavola 5.1) che include tutte le gestioni con PdI rientranti in schemi regolatori aggiornati e approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 918/2017/R/idr al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, nonché gli operatori con schemi regolatori non ancora approvati ma per i quali sono in fase di conclusione da parte dell'Autorità le relative istruttorie per valutare la coerenza degli investimenti contenuti nei PdI rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) risultanti dai PdI analizzati (figura 5.40) evidenzia la concentrazione degli sforzi dei gestori al contenimento del livello di perdite idriche (macro-indicatore M1), che pertanto risulta obiettivo prioritario nelle scelte di pianificazione degli EGA.
Complessivamente, nel panel di riferimento le risorse destinate agli interventi per il miglioramento di M1 ammontano a circa 1,2 miliardi di euro (valore che giungerebbe a 1,7 miliardi di euro se si estendesse l'impatto dell'applicazione della regolazione della qualità tecnica anche ai gestori per i quali l'iter di approvazione dell'aggiornamento biennale delle pianificazioni risulta ancora in fase di completamento[33]) nel biennio 2018-2019, ciò che è poco meno di un quarto del fabbisogno totale del campione di cui alla tavola 5.1, con punte del 33,7% nel Sud e nelle Isole. Seguono gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6) e per l'adeguamento del sistema fognario (in particolare nell'ottica di minimizzare gli allagamenti e sversamenti da fognatura), che si attestano rispettivamente al 18,8% e al 14,6%. A livello di servizio il fabbisogno complessivo è equamente distribuito tra obiettivi della fase di acquedotto e obiettivi delle fasi di raccolta e trattamento (circa 2 miliardi di euro ciascuno nel panel di riferimento e che, estendendo l'analisi ai fini della stima complessiva del fabbisogno, giungono ad attestarsi a 2,5 miliardi per la fase di acquedotto e a 2,8 miliardi per la fase di raccolta e trattamento dei reflui), tenuto conto che tra questi ultimi rientrano anche le risorse destinate al superamento delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna della Corte di Giustizia europea (o alla prevenzione di ulteriori condanne in presenza di infrazione comunitaria), che costituiscono uno specifico prerequisito nella disciplina di qualità tecnica. La restante quota di investimenti (15,87%) riguarda infine interventi su infrastrutture del servizio idrico integrato, non riconducibili direttamente agli specifici obiettivi fissati dall'Autorità, relativi a: estensione della copertura del Servizio idrico integrato (SII), miglioramento dei servizi all'utenza, efficientamento energetico degli impianti.

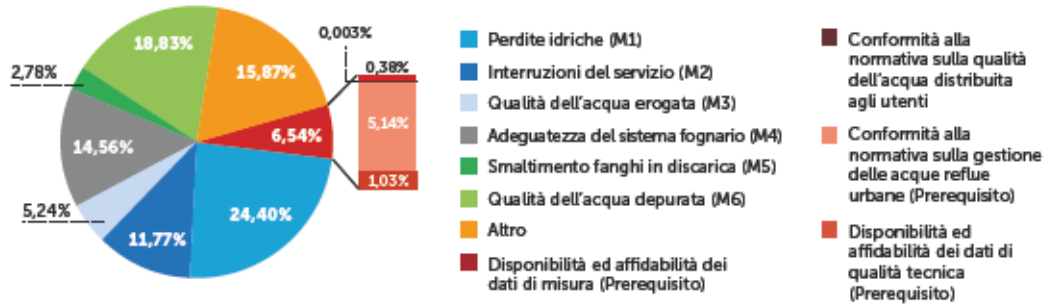
TAV. 5.1 *Campione di analisi. Programmi degli interventi proposti per l'aggiornamento biennale*

AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA 2016	COPERTURA (%)	GESTIONI
Nord-Ovest	14.141.902	90,43%	45
Nord-Est	10.282.711	98,70%	36
Centro	9.891.607	85,27%	23
Sud & Isole	9.883.767	47,93%	16
TOTALE	44.199.987	75,84%	120

33 Come verrà meglio illustrato nel successivo paragrafo, la stima dell'effettivo fabbisogno di investimenti rinvenibile nel Paese può essere effettuata su un campione di 148 gestori (che servono 50.626.331 abitanti), ricomprendendovi anche alcuni dei maggiori gestori che erogano servizi all'ingrosso.

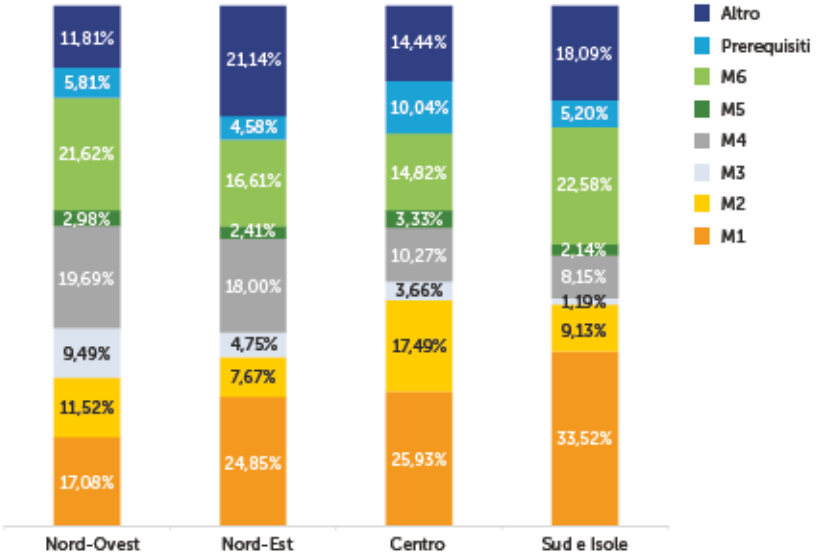
Focalizzando l'attenzione per area geografica, i dati rilevati dall'Autorità (figura 5.41) mostrano nel Nord Italia una leggera prevalenza di investimenti pianificati nelle fasi di fognatura e di depurazione rispetto a quelle di prelievo e fornitura della risorsa (la cui incidenza si attesta al 49,5% nel Nord-Ovest e al 41,1% nel Nord-Est), a conferma del dato medio. Al Centro e al Sud e nelle Isole si presenta una situazione opposta con una maggiore incidenza degli investimenti nel settore acquedottistico (rispettivamente 47,7% e 44,1%). Nello specifico il Nord-Ovest resta l'unica area in cui l'obiettivo di miglioramento della qualità dell'acqua depurata supera quello di riduzione delle perdite, mentre nel Centro l'ammontare di risorse destinate alla riduzione delle interruzioni (macro-indicatore M2), si attesta al di sopra della media nazionale (17,5%).

FIG. 5.40 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.41 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per area geografica, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale*



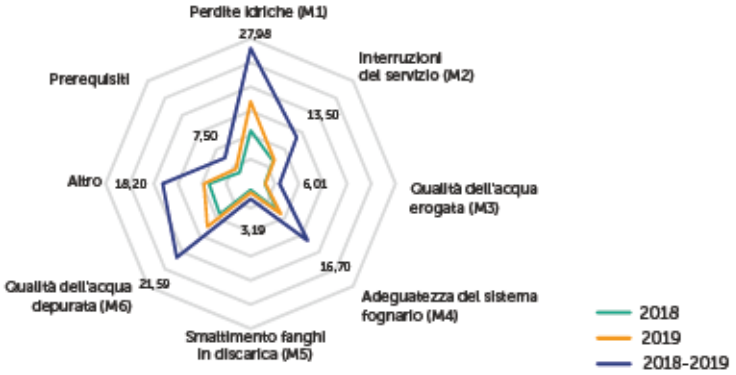
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

CAPITOLO 5

Prendendo in considerazione il fabbisogno di investimenti nel biennio 2018-2019 riferito ai singoli macro-indicatori (figura 5.42), l'analisi condotta dall'Autorità sui PdI analizzati per l'aggiornamento biennale (riferiti al campione descritto nella precedente tavola 5.1, che non ricomprende le pianificazioni riferite ai fornitori di servizi idrici all'ingrosso) evidenzia una netta crescita tra 2018 e 2019, riscontrata in maniera più o meno marcata per ciascuno degli obiettivi di qualità tecnica. Nello specifico gli investimenti pianificati per il contenimento delle perdite idriche subiscono la variazione maggiore tra i due anni (+55,2%), passando da circa 11 euro/abitante nel 2018 a poco più di 17 euro/ab nel 2019, trascinando così il fabbisogno dell'intera filiera di acquedotto (+31,7%). La quota di contributi previsti a copertura del fabbisogno di ciascun obiettivo di qualità tecnica è rappresentata dalla figura 5.43 e include i contributi di allacciamento nei servizi di distribuzione e fognatura, che comunque hanno un impatto limitato rispetto ai contributi totali (circa il 9%). Rispetto alla media nazionale, che evidenzia un'incidenza dei contributi di poco superiore al 20%, l'analisi mostra il loro maggior impatto con riferimento all'obiettivo di miglioramento della qualità dei reflui (circa il 31%) e al raggiungimento dei prerequisiti (quasi il 34%, intercettato per la quasi totalità dai finanziamenti per assicurare la conformità alla direttiva 91/271/CEE e il superamento delle infrazioni), mentre per gli altri obiettivi l'incidenza si attesta al di sotto della media nazionale. A livello di area geografica si registra una forbice molto ampia dei contributi previsti per gli obiettivi dei servizi di fognatura e depurazione tra aree geografiche (da un valore minimo dell'11% nel Centro a un massimo del 72,6% nel Sud e nelle Isole), mentre i finanziamenti pubblici negli obiettivi di acquedotto oscillano tra il 4,3% nel Nord-Ovest e il 40% nell'Italia meridionale[34].

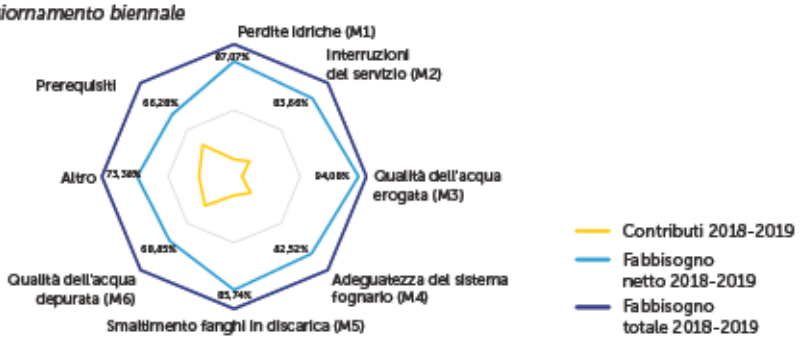
FIG. 5.42 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale*

€/ab



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.43 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per fonte di finanziamento, come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale*



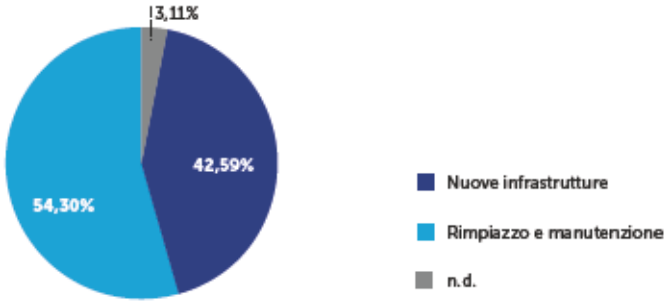
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

34 Tali valutazioni devono tenere nella dovuta considerazione l'esiguità del campione analizzato per talune aree geografiche, come rappresentato anche in precedenza.

La raccolta dei dati tecnici e tariffari avviata con la citata determina 1/2018-DSID ha permesso all'Autorità di approfondire il grado di dettaglio delle informazioni contenute nei Programmi degli Interventi trasmessi dagli EGA, pervenendo a una prima analisi delle tipologie di opere sottese agli interventi previsti per ciascun macro-indicatore (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti). Come rappresentato in figura 5.44, oltre la metà del fabbisogno finanziario rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di manutenzione straordinaria mentre una quota comunque significativa degli interventi programmati nel biennio 2018-2019 è destinata alla realizzazione di nuove infrastrutture. Questa distribuzione si riflette con le medesime proporzioni per ciascuna area geografica, seppur con minime variazioni: nello specifico la percentuale di nuove realizzazioni supera il valore nazionale nel Nord-Ovest (48%) e nel Centro Italia (44%); la percentuale di investimenti che non implicano nuove opere sfiora invece il 60% nelle aree del Nord-Est e dell'Italia meridionale e insulare.

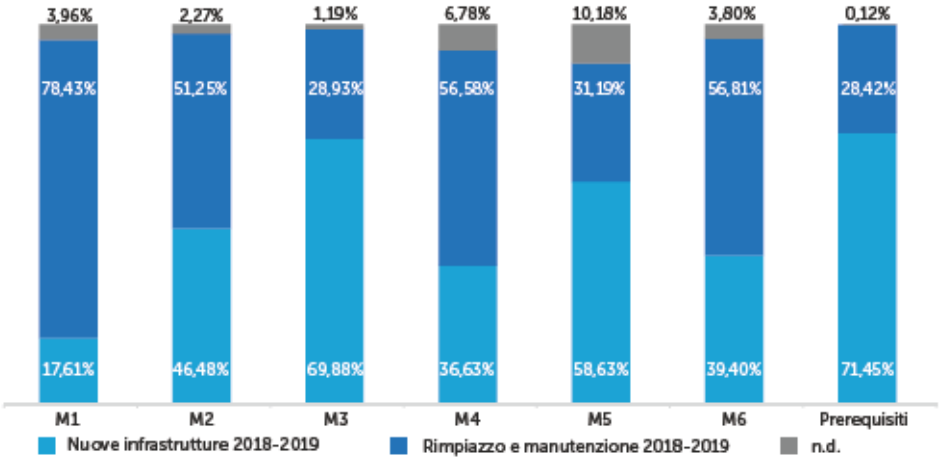
Prendendo in considerazione la distribuzione degli investimenti per singoli obiettivi di qualità tecnica (figura 5.45), il quadro si presenta eterogeneo. In particolare, la quota principale delle opere finalizzate al contenimento delle perdite idriche riguarda soprattutto sostituzioni della rete esistente (oltre 700 milioni di euro nel 2018-2019, pari al 57% degli investimenti totali per il macro-indicatore M1).

FIG. 5.44 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per tipologia di opera*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

FIG. 5.45 *Distribuzione degli investimenti programmati 2018-2019 per tipologia di opera. Dettaglio per singolo macro-indicatore*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

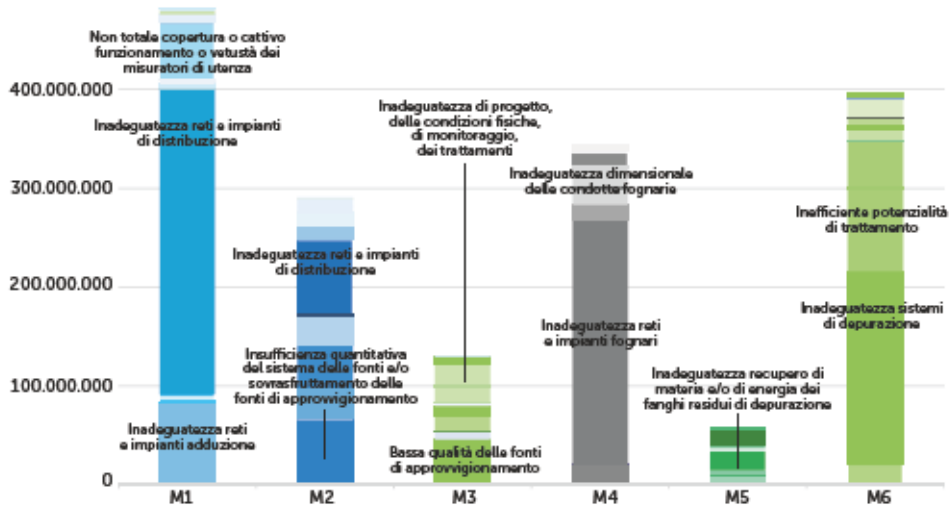
CAPITOLO 5

Le aree con maggiore presenza di investimenti in nuove infrastrutture sono quelle i cui obiettivi richiedono la realizzazione di impianti, necessari per esempio a fornire soluzioni alternative allo smaltimento in discarica (macro-indicatore M5) o a migliorare i trattamenti di potabilizzazione dell'acqua erogata (macro-indicatore M3). L'impatto maggiore delle nuove opere si registra con riferimento ai prerequisiti (71,5%), in ragione degli interventi necessari negli agglomerati sprovvisti di reti fognarie o di servizi di depurazione, al fine di conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE. Risulta più equilibrata la distribuzione tra le due classificazioni di interventi per l'obiettivo di riduzione delle interruzioni idriche, che sottendono sia opere di sostituzione delle condotte, sia la realizzazione di nuove interconnessioni e opere di captazione.

Esaminando infine nel dettaglio gli investimenti programmati per le principali criticità del servizio idrico integrato, definite dall'Autorità[35] (figura 5.46), emerge che:

- si conferma un impatto delle prime dieci criticità, in termini di investimenti programmati per il loro superamento nel biennio 2018-2019, pari al 68% del totale del fabbisogno di investimenti esplicitato nei PdI, che afferiscono alla distribuzione (33% dell'incidenza sul totale), alla depurazione (30%), alla fognatura (24%) e all'approvvigionamento (13%);
- l'inadeguatezza delle reti e degli impianti di distribuzione (in termini di obsolescenza e vetustà delle opere) risulta la criticità alla quale è destinata la quota maggiore di fabbisogno (quasi il 19% degli investimenti totali pianificati) ed è considerata dal settore una problematica trasversale ai tre obiettivi di qualità tecnica del servizio di acquedotto, su cui intervenire prevalentemente per il contenimento del livello di perdite idriche;
- resta una criticità significativa l'assenza di reti fognarie e di trattamenti depurativi adeguati e conformi alle richiamate disposizioni comunitarie, intercettata nella pianificazione dai prerequisiti, che assorbono nel complesso circa il 7% degli investimenti programmati;
- per l'attività di depurazione le criticità maggiormente rappresentate e ricondotte dai gestori alla necessità di miglioramento della qualità dell'acqua depurata sono: l'inadeguatezza dei trattamenti depurativi (intesa in termini di obsolescenza impiantistica delle opere, di mancata conformità degli scarichi o di insufficienza dei servizi di automazione, controllo e monitoraggio) e le problematiche legate alla insufficiente potenzialità di trattamento degli impianti, che pesano complessivamente il 16% del fabbisogno totale; con specifico riferimento al trattamento dei fanghi inoltre

FIG. 5.46 *Criticità principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario 2018-2019 e come risultanti dai PdI analizzati per l'aggiornamento biennale*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

35 A valle della definizione delle procedure e degli strumenti di raccolta dei dati di qualità tecnica e tariffaria, conclusasi con la richiamata determina 1/2018 - DSID, l'Autorità ha aggiornato la schematizzazione delle criticità nelle quali, ai fini della redazione del programma degli interventi i soggetti competenti sono chiamati a ricomprendere le problematiche rinvenibili nei pertinenti territori, rendendole coerenti con i nuovi obiettivi di qualità tecnica alle stesse collegati.

rileva l'inadeguatezza delle modalità di recupero, determinate talora da soluzioni impiantistiche che non consentono il riutilizzo in agricoltura o il trattamento in compostaggio o ancora il recupero energetico dai fanghi prodotti;

- gli interventi per assicurare un servizio di fognatura adeguato alla popolazione sono finalizzati a risolvere soprattutto situazioni di inadeguatezza delle condizioni fisiche delle condotte fognarie e delle opere e impianti connessi (che possono avere come effetto quello di determinare eccessivi tassi di rottura e/o perdite di refluo), nonché di inadeguatezza dimensionale dei canali fognari;
- altre problematiche di rilievo sono, infine, l'inadeguatezza delle infrastrutture di adduzione e di potabilizzazione, l'insufficienza del sistema delle fonti di approvvigionamento e situazioni di scarsa qualità di dette fonti.

Oneri aggiuntivi per miglioramenti di qualità

A fronte dei nuovi obiettivi di qualità tecnica definiti dalla RQTI, la delibera 918/2017/R/idr ha previsto tra l'altro la possibilità di copertura, sotto talune condizioni, degli eventuali costi operativi aggiuntivi ($Opex_{QT}$) relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli *standard* di qualità tecnica.

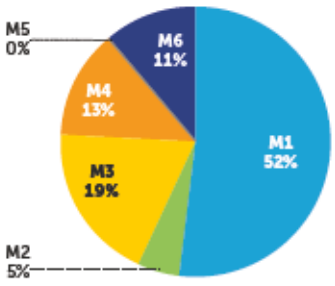
In particolare, previa motivata istanza presentata dal soggetto competente, l'Autorità valuta la possibilità, per gli anni 2018 e 2019, di riconoscere costi aggiuntivi legati al raggiungimento degli obiettivi minimi determinati dagli *standard* di qualità tecnica, ove tali *standard* risultino:

- diversi dagli *standard* specifici di qualità tecnica e non afferenti ai prerequisiti;
- diversi dai macro-indicatori per i quali il gestore si collochi nella classe a cui è associato l'obiettivo di mantenimento del livello di partenza;
- non già ricompresi nella Carta dei servizi, ovvero in altri atti vincolanti per il gestore.

Nel corso dell'attività istruttoria per l'aggiornamento tariffario di cui alla delibera 918/2017/R/idr, l'Autorità ha approvato le istanze di richiesta di ($Opex_{QT}$) relative a 36 gestioni[36] (che erogano il servizio a 18,7 milioni di abitanti), ritenendo ammissibili[37] per il biennio 2018-2019 costi aggiuntivi complessivamente pari a circa 41,7 milioni di euro.

Andando ad analizzare la distribuzione dei costi richiesti e approvati per ciascuno *standard* (figura 47), si può osservare che gli ($Opex_{QT}$) approvati sono in gran parte afferenti a interventi gestionali riconducibili al raggiungimento degli obiettivi previsti per il macro-indicatore M1 (52% del totale), a cui seguono gli obiettivi previsti per M3 (19%), per M4 (13%) e per M6 (11%). Risultano invece residuali gli ($Opex_{QT}$) riconducibili a M2 (5%) e M5 (inferiori a 1%). Tali scostamenti potrebbero derivare in parte dalla differente natura prevalente (costi operativi o investimenti) degli interventi necessari al raggiungimento degli obiettivi per i diversi macro-indicatori e in parte dalla grande eterogeneità nelle condizioni di partenza e nei conseguenti obiettivi di miglioramento per i medesimi macro-indicatori.

FIG. 5.47 *Distribuzione percentuale degli $Opex_{QT}$ (2018-2019) per macro-indicatore*

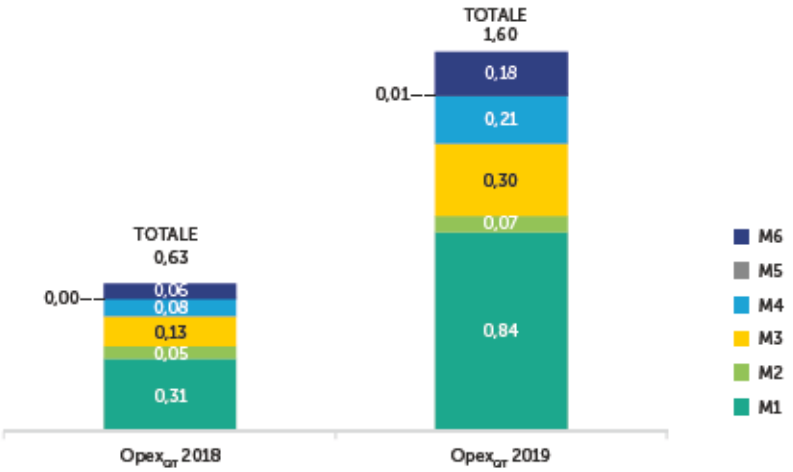


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

36 Dato aggiornato al mese di maggio 2019.
37 Istanze accolte nelle more di successive verifiche in ordine agli oneri aggiuntivi effettivamente sostenuti dai gestori.

Considerando le sole gestioni le cui istanze di richiesta di $Opex_{GT}$ sono state approvate dall'Autorità, dall'esame dei valori *pro capite* suddivisi per anno e per macro-indicatore (figura 5.48), si riscontra che l'impatto degli $Opex_{GT}$ risulta comunque limitato, con importi medi pari a 0,63 €/ab. nel 2018 e 1,60 €/ab. nel 2019.

FIG. 5.48 *Distribuzione pro capite degli $Opex_{GT}$ per macro-indicatore*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati aggiornamento tariffario (delibera 918/2017/R/idr).

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie relative all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019

La regolazione tariffaria del servizio idrico integrato è stata progressivamente sviluppata dall'Autorità in modo da promuovere la trasparenza, l'*accountability*, la coerenza, l'efficienza e l'efficacia nel settore nonché il superamento delle criticità infrastrutturali caratterizzanti il comparto.

L'impostazione generale del Metodo tariffario idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015, adottato con la delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr – caratterizzata dalla relazione tra individuazione delle criticità infrastrutturali riscontrate nei diversi territori, identificazione degli obiettivi da parte dei soggetti competenti, selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi – è stata confermata anche nel Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr.

In particolare, l'Autorità ha previsto una matrice di schemi regolatori nell'ambito della quale ciascun soggetto competente seleziona lo schema più appropriato (a cui sono associate determinate regole di computo tariffario) sulla base di una valutazione tridimensionale, in ragione:

- del fabbisogno di investimenti in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a processi di aggregazione gestionale, ovvero

all'introduzione di rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati;

- nel secondo periodo regolatorio, dell'entità dei costi operativi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore medio stimato per l'intero settore.

Nello specifico, la citata matrice di schemi regolatori (tavola 5.2) permette l'individuazione di un fattore di *sharing* da applicare al limite della variazione annuale del moltiplicatore tariffario, in ragione dei costi operativi dell'anno 2014 rispetto alla popolazione servita confrontati con il dato medio di settore (OPM), del fabbisogno di investimenti in rapporto alla RAB (*regulatory asset base*) del gestore nonché dell'eventuale presenza di aggregazioni e variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr, l'Autorità ha successivamente disciplinato le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale (riferito agli anni 2018 e 2019) delle predisposizione tariffarie del servizio idrico integrato elaborate in osservanza del MTI-2, contestualmente prevedendo che i soggetti competenti fossero tenuti a recepire – negli atti che costituiscono lo specifico schema regolatorio – gli obiettivi di qualità tecnica introdotti con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr. Pertanto, in continuità con il MTI-2, gli Enti di governo dell'ambito (EGA) sono stati chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori e a integrarle o modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, nonché a partire dal 2018, con riferimento ai dati di qualità tecnica, a determinare una base informativa completa, coerente e congrua al fine di definire gli obiettivi associati agli indicatori di cui alla delibera 917/2017/R/idr, adottando, con proprio atto deliberativo, il pertinente schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, PdI, dal piano economico finanziario, PEF, dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti).

Nel corso del 2018 - e nei primi mesi del 2019 - l'Autorità (come meglio dettagliato nel "Volume II Attività svolta" della presente *Relazione*) ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie, ovvero, in taluni casi, anche per l'intero periodo regolatorio 2016-2019[38], concludendo, in particolare, le verifiche su alcune predisposizioni tariffarie riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

TAV. 5.2 *Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019*

		$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq \omega$	Schema I	Schema II	Schema III
		Limite di prezzo: 6,0%	Limite di prezzo: 5,5%	Limite di prezzo: 6,5%
	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV	Schema V	Schema VI
		Limite di prezzo: 8,5%	Limite di prezzo: 8,0%	Limite di prezzo: 9,0%

Fonte: ARERA, delibere 664/2015/R/ idr e 918/2017/R/idr e rispettivi allegati.

38 Si rammenta che per il quadriennio 2016-2019, nel complesso, le determinazioni tariffarie deliberate (in sede di prima approvazione) dall'Autorità hanno riguardato 580 gestioni, interessando 42.954.213 abitanti (residenti in 5.592 Comuni), per le quali è stato approvato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,4% nel 2016, al 3,5% nel 2017, al 2,6% nel 2018 e al 1,6% nel 2019.
In particolare, gli atti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità hanno riguardato:
- 126 gestioni (40.943.958 abitanti residenti in 5.138 Comuni), per la quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,6% nel 2016, al 3,6% nel 2017, al 2,6% nel 2018 e al 1,6% nel 2019.
- 454 gestioni, per le quali è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.010.255 abitanti residenti.

CAPITOLO 5

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

A partire dal mese di giugno 2018, l'Autorità ha avviato le istruttorie per la verifica delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai sensi delle citate delibere 917/2017/R/idr e 918/2017/R/idr.

Le determinazioni assunte dall'Autorità per l'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018-2019, alla data del 31 maggio 2019, riguardano 78 gestioni, interessando 30.711.083 abitanti. Per le menzionate gestioni è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi specifici dai medesimi fissati, gli interventi programmati anche nei termini di raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica, e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio.

I provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2018-2019, adottati dall'Autorità, interessano il 96% della popolazione del Nord-Est, il 79% degli abitanti del Nord-Ovest, il 64% dei residenti nell'Italia Centrale, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta al 5% (tavola 5.3 e figura 5.49). A livello nazionale le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 53% degli abitanti residenti, con una copertura pressoché completa in Friuli-Venezia Giulia, Veneto, Umbria, Basilicata.

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni - procedendo ad approfondite verifiche istruttorie in ordine ad aspetti specifici rinvenibili nelle proposte ricevute, ovvero all'invio di diffide ad adempiere - si distinguono:

- le predisposizioni tariffarie trasmesse dagli EGA per le quali sono attualmente in corso i necessari

TAV. 5.3 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2018-2019*

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2018-2019 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2018-2019 (ABITANTI)
Abruzzo	-	-
Basilicata	1	570.215
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	11	4.070.310
Friuli-Venezia Giulia	6	1.117.757
Lazio	1	3.522.055
Liguria	1	853.124
Lombardia	19	7.718.302
Marche	5	1.179.043
Molise	-	-
Piemonte	10	3.890.983
Puglia	-	-
Sardegna	-	-
Sicilia	2	363.999
Toscana	5	1.869.544
Umbria	3	889.504
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	14	4.666.247
TOTALE	78	30.711.083

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

approfondimenti sui dati e degli atti ricevuti. Si fa riferimento, in particolare, a talune gestioni (che, complessivamente, erogano il servizio a 11.483.513 abitanti) operanti in Toscana, in Abruzzo in Campania e in Sicilia, all'operatore che serve la Regione Puglia e a talune gestioni di dimensioni più contenute operanti al Nord del Paese;

- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente o caratterizzato da specifiche complessità (con particolare riferimento al Molise, alla Calabria, alla Sardegna e a talune gestioni della Campania, della Sicilia, del Lazio, dell'Abruzzo, della Liguria e della Lombardia).

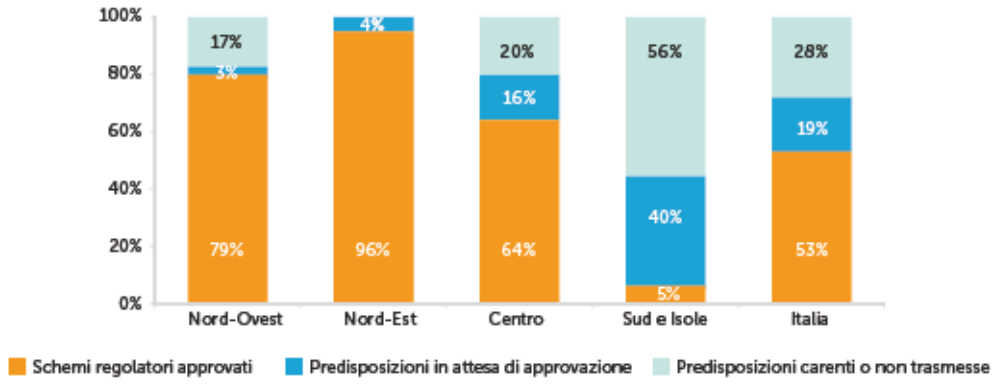
Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

Come accennato nel precedente paragrafo, l'Autorità per 78 gestioni (che servono 30.711.083 abitanti) ha approvato l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie proposto dai pertinenti soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe rispetto all'anno precedente dello 0,4% nel 2018 e dello 0,8% nel 2019.

Considerando la popolazione servita, il campione delle gestioni interessate dagli atti di approvazione da parte dell'Autorità si distribuisce tra le diverse aree geografiche come rappresentato nella figura 5.50.

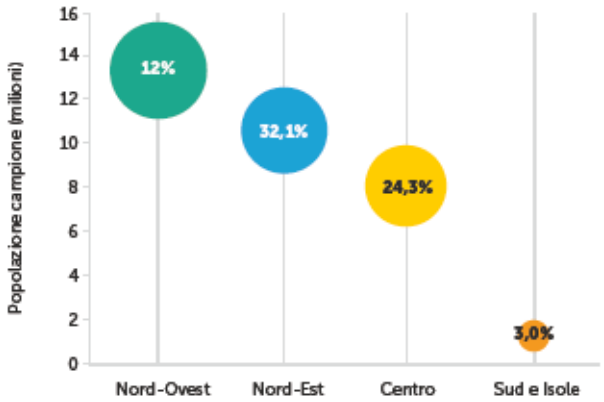
FIG. 5.49 *Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità*

Aggiornamento tariffario 2018-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.50 *Distribuzione della popolazione del campione per area geografica*

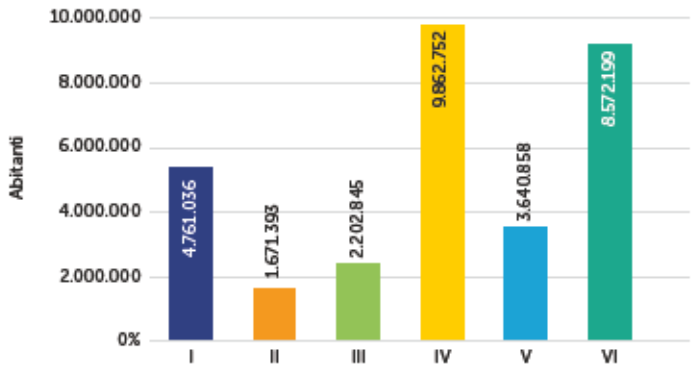


Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Nel dettaglio, come rappresentato nella figura 5.51 e nella tavola 5.4, si rileva che:

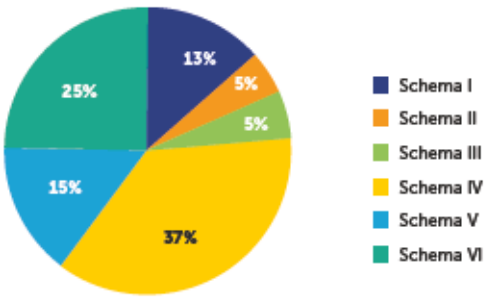
- per 28 gestioni (che erogano il servizio a 8.635.274 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli Schemi I, II e III della matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del -3,0% nel 2018 e del -1,7% nel 2019 a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB, esistente);
- per 50 gestioni (che servono 22.075.809 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, collocandosi negli Schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari a 1,7% nel 2018 e a 1,8% nel 2019, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente). La figura 5.52 mostra come il 37% della spesa pianificata per investimenti sia riferita a gestioni che si collocano nello Schema IV della matrice di schemi.

FIG. 5.51 *Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti*
Aggiornamento tariffario 2018-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.52 *Quota degli Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori*
Aggiornamento tariffario 2018-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.4 *Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità*

Aggiornamento tariffario 2018-2019

REGIONE	SCHEMI I,II,III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA (%)		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA (%)	
			2018	2019			2018	2019
Lombardia	7	2.134.540	-2,2%	-3,1%	12	5.583.762	1,4%	1,1%
Piemonte	4	488.461	2,7%	0,0%	6	3.402.522	-0,3%	-1,9%
Liguria	0	0	-	-	1	853.124	-5,8%	-2,3%
Veneto	5	2.052.029	-4,5%	-3,7%	9	2.614.218	-0,5%	2,8%
Friuli-Venezia Giulia	1	233.765	6,5%	6,5%	5	883.992	3,4%	2,7%
Emilia-Romagna	8	3.138.036	-4,8%	-0,2%	3	932.274	1,0%	0,2%
Toscana	1	261.348	1,5%	1,1%	4	1.608.196	4,4%	2,6%
Umbria	0	0	-	-	3	889.504	0,1%	1,2%
Marche	1	119.498	0,0%	-1,3%	4	1.059.545	2,8%	1,5%
Lazio	0	0	-	-	1	3.522.055	5,6%	5,8%
Basilicata	0	0	-	-	1	570.215	5,0%	4,6%
Sicilia	1	207.597	-1,1%	-7,6%	1	156.402	6,8%	7,4%
TOTALE	28	8.635.274	-3,0%	-1,7%	50	22.075.809	1,7%	1,8%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le decisioni di approvazione degli aggiornamenti biennali delle predisposizioni tariffarie assunte dall'Autorità (alla data del 31 maggio 2019) portano a quantificare, per l'anno 2018, un vincolo ai ricavi del gestore (VRG) delle gestioni complessivamente considerate pari a 4,8 miliardi di euro[39]. La figura 5.53 mostra come:

- il 61,2% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra:
  - costi operativi endogeni - efficientabili - $Opex_{end}$, 8,3%;
  - costi operativi aggiornabili[40] $Opex_{ag}$, 21,8%;
  - altri costi operativi (1,1%) riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente: in particolare si tratta di costi operativi di piano (Op^{new}) rivisti dal soggetto competente a seguito di una modifica del perimetro gestionale o delle attività svolte dall'operatore, di oneri aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli *standard* di qualità contrattuale introdotti con delibera 655/2015/R/idr ($Opex_{QC}$), nonché quelli relativi agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr (Ope_{x07}, per la parte non esplicitata come *ERC*), e degli oneri derivanti dall'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo di cui alla delibera 897/2017/R/idr ($OP_{sociali}$)

39 Il dato si riferisce alle 78 gestioni (che erogano il servizio a 30.711.083 abitanti), le cui rideterminazioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 sono state approvate dall'Autorità.

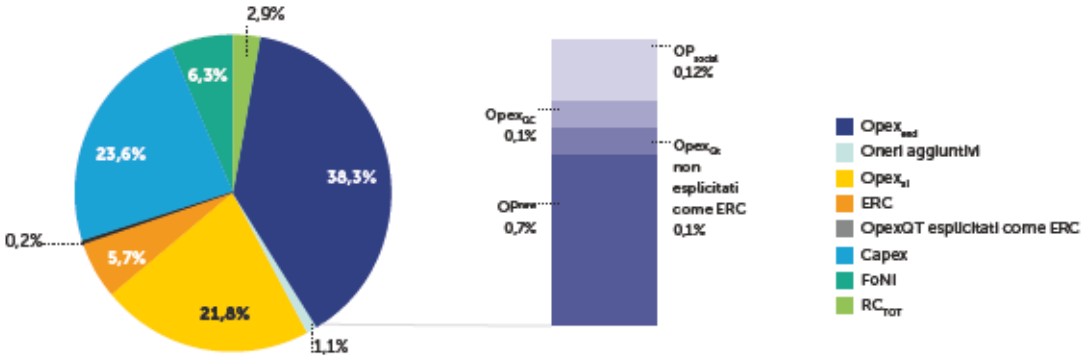
40 I costi operativi aggiornabili ($Opex_{ag}$) comprendono i costi dell'energia elettrica, i costi degli acquisti all'ingrosso, nonché altre componenti del costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'Ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità, oneri locali).

- il 5,9% del VRG afferisce ai costi ambientali e della risorsa *ERC* (una piccola parte dei quali, pari allo 0,2%, è riferibile agli $Opex_{QT}$ esplicitati come *ERC*);
- il 23,6% del VRG sia volto alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, C_{apex}, cui si aggiunge una quota del 6,3% (*FoNI*) a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza.

Si rileva poi rispetto alla composizione del VRG riferita all'anno 2017[41] (illustrata nella *Relazione Annuale* 2018 e riferita a un campione più ampio di operatori, con 123 gestioni che erogavano il servizio a 39.684.446), un incremento della quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, a fronte di una riduzione di quella dei costi operativi, nonché di un contenimento del peso delle componenti a conguaglio (RC_{TOT}). Si evidenzia altresì, nell'ambito dei costi operativi, un aumento dell'incidenza media della voce OP^{new}, che trova giustificazione nel continuo processo di consolidamento e razionalizzazione delle gestioni, riscontrato in particolare nel Nord-Est del Paese.

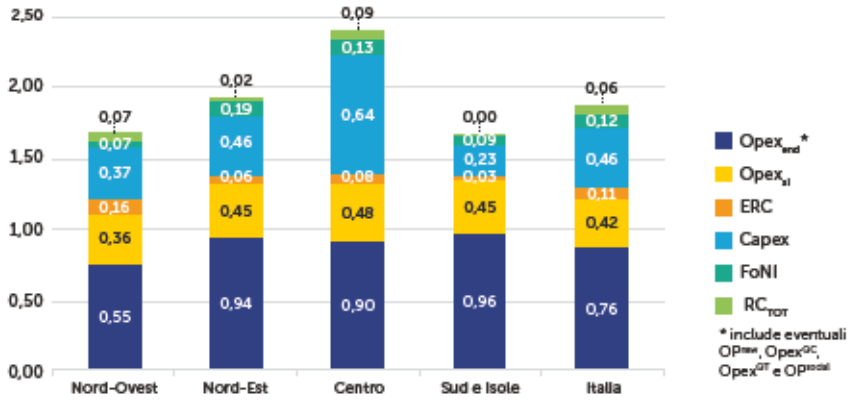
Nella figura 5.54 si fornisce una rappresentazione della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. A livello nazionale, si riscontra un VRG per metro cubo erogato, pari in media a 1,94 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,58 euro/m³ nel Nord-Ovest e il valore medio di 2,32 euro/m³ del Centro. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di $Opex_{end}$ e $Opex_{al}$) nell'area Nord-Ovest (con 0,91 euro/m³), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Centro (0,64 euro/m³).

FIG. 5.53 *Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.54 *Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Inoltre, come meglio rappresentato nella figura 5.55, le differenze nei costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza di cui si dirà in seguito) sono rinvenibili anche tra i valori minimi e i valori massimi che si registrano nell'ambito della medesima area geografica: a livello nazionale, il VRG per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 1,94 euro/m^3) varia tra una valore minimo di 0,82 euro/m^3 e un valore massimo di 3,79 euro/m^3.

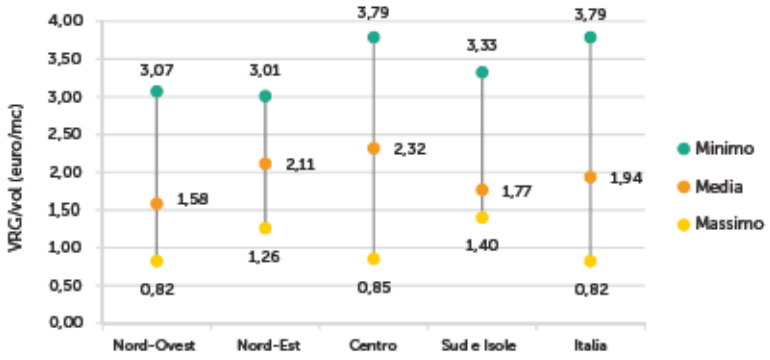
Come già rilevato nella *Relazione Annuale 2018*, una esaustiva valutazione delle grandezze economiche riportate nelle figure 5.54 e 5.55 richiederebbe, tuttavia, una serie di approfondimenti specifici in ordine alle caratteristiche geomorfologiche e demografiche dei territori interessati, nonché una verifica sulle grandezze tecniche, inclusi i valori di consumo per utente e la loro dinamica.

Con specifico riferimento alle componenti di costo introdotte dalla delibera 918/2017/R/idr, si riportano nelle tavole 5.5 e 5.6 i valori di $Opex_{QT}$ [42] e OP_{social} [43] inclusi nel VRG e distinti per area geografica.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) richiesti per l'adeguamento agli *standard* di qualità tecnica, $Opex_{QT}$, nel biennio 2018-2019 ammontano complessivamente a 41,7 milioni di euro, con una quota parte esplicitata come *ERC* che risulta preponderante (71,8% nel 2018 e 76,4% nel 2019). Relativamente all'impatto di tali componenti tariffarie sul vincolo ai ricavi dei gestori, la tavola riporta anche le percentuali del VRG per ciascun anno di riferimento; si rileva, quindi, l'incidenza estremamente limitata in termini di costi ammessi al riconoscimento tariffario, che si attestano allo 0,2% del VRG nel 2018 e allo 0,6% del VRG nel 2019.

Nella successiva tavola 5.6 è rappresentata la componente tariffaria OP_{social} distinta per area geografica.

FIG. 5.55 *Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.5 *$Opex_{QT}$ per gli anni 2018-2019*

AREA GEOGRAFICA	TOTALE $Opex_{QT}$ 2018 (euro)	$Opex_{QT}$ 2018 ESPLICITATI COME ERC (euro)	TOTALE $Opex_{QT}$ 2019 (euro)	$Opex_{QT}$ 2019 ESPLICITATI COME ERC (euro)	INCIDENZA $Opex_{QT}$ 2018 (% su VRG)	INCIDENZA $Opex_{QT}$ 2019 (% su VRG)	POPOLAZIONE (abitanti)
Nord-Ovest	6.017.713	*5.331.175*	17.522.657	*15.572.000*	0,1%	0,3%	12.462.409
Nord-Est	2.025.999	*575.115*	3.800.337	*1.556.270*	0,3%	1,0%	9.854.314
Centro	3.320.904	*2.525.884*	8.251.300	*5.751.270*	0,2%	0,6%	7.460.146
Sud e Isole	380.600	*0*	375.200	*0*	0,4%	0,4%	934.214
TOTALE	11.745.216	*8.432.174*	29.949.495	*22.879.540*	0,2%	0,6%	30.711.083

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

41 Nella *Relazione Annuale* 2018 il VRG era così composto: $Opex^{var}$ 38,6%, $Opex_{fix}$ 23,5%, *ERC* 5,7%, *Capex* 21,0%, FoNI 6,6%, RC_{TOT} 4,6%.
42 Costi operativi per il miglioramento della qualità tecnica nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie.
43 Costi operativi per la tutela delle utenze deboli nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie.

CAPITOLO 5

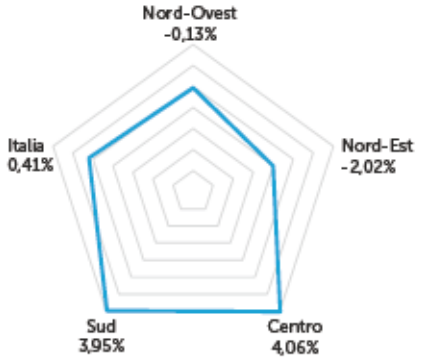
Le risorse destinate ad agevolazioni tariffarie migliorative rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d. bonus idrico integrativo), ammontano a 12, 5 milioni di euro nel 2018 e a 13,5 milioni di euro nel 2019. Con riferimento all'area Sud e Isole, con riferimento alle gestioni approvate, si rileva l'assenza di tali agevolazioni integrative mentre, a livello nazionale, i valori si attestano in media per ciascun anno a circa 0,96 euro per abitante. In termini di VRG, a livello nazionale, l'impatto è di circa lo 0,2% nel 2018 e 0,3% nel 2019.

TAV. 5.6 *$OP_{sociali}$ in tariffa per gli anni 2018-2019*

AREA GEOGRAFICA	$OP_{sociali}$ 2018 (euro)	$OP_{sociali}$ 2019 (euro)	POPOLAZIONE (abitanti)	$OP_{sociali}$ (2018, %VRG)	$OP_{sociali}$ (2019, %VRG)
Nord-Ovest	4.119.254	4.119.254	12.462.409	0,2%	0,2%
Nord-Est	3.287.225	3.937.839	9.854.314	0,2%	0,3%
Centro	5.060.445	5.450.176	7.460.146	0,3%	0,4%
Sud e Isole	0	0	934.214	0,0%	0,0%
Totale	12.466.924	13.507.269	30.711.083	0,2%	0,3%

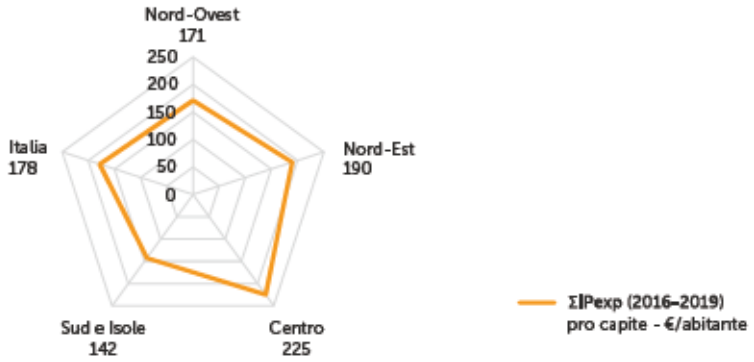
Fonte: Elaborazioni ARERA su dati dei gestori.

FIG. 5.56 *Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.57 *Investimenti pro capite netti per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019*



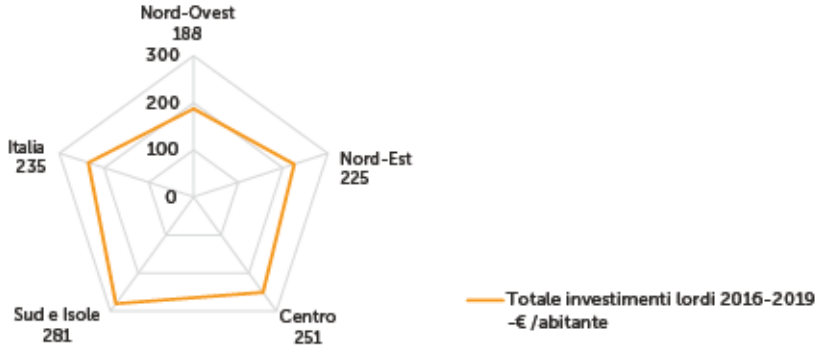
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con specifico riferimento al 2018, nel complesso, i provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie portano a quantificare, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari allo 0,41%, pur in presenza dell'avviato percorso di miglioramento della qualità del servizio idrico integrato. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese sono eterogenee: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari al 3,95% nel Sud e Isole, al 4,06% nel Centro, al -2,02% nel Nord-Est e al -0,13% nel Nord-Ovest (figura 5.56).

Considerando un campione di 148 gestori che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti[44], il valore della spesa per investimenti *pro capite* si attesta, considerando l'intero quadriennio, a 178 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 44,5 euro/abitante/anno), con valori che oscillano tra 225 euro/abitante nel Centro a 171 euro/abitante nel Nord-Ovest. Da rilevare invece, le risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, il valore si attesa a 142 euro/abitante (figura 5.57)

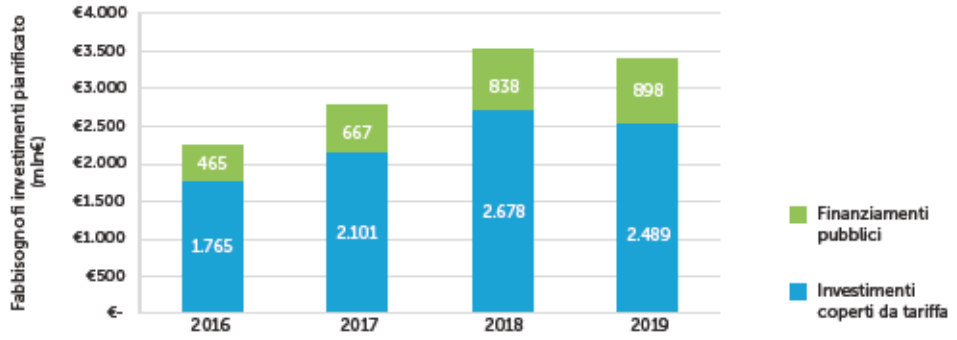
FIG. 5.58 *Investimenti pro capite lordi per area geografica pianificati per il quadriennio 2016-2019*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.59 *Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019*

Fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di euro



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

44 Il campione di riferimento comprende le gestioni per le quali sono state trasmesse all'Autorità le proposte tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, ma per le quali tuttavia l'iter di approvazione dell'aggiornamento biennale delle relative pianificazioni risulta ancora in fase di completamento

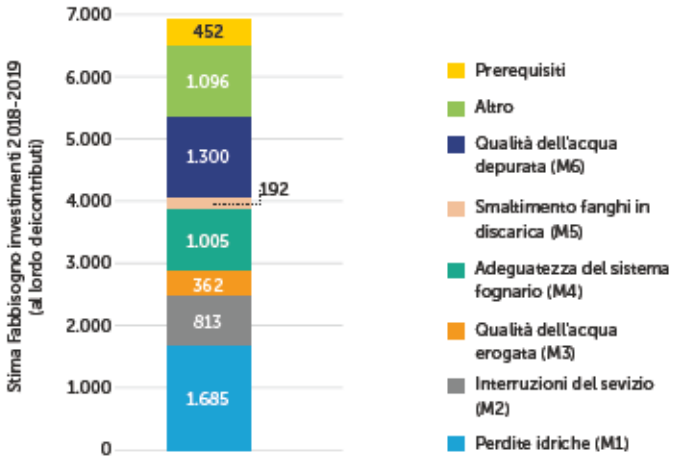
CAPITOLO 5

Con riferimento al medesimo campione di 148 gestori (che servono 50.626.331 abitanti), gli investimenti programmati per il quadriennio 2016-2019 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini pro capite, pari a 235 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 59 euro/abitante), potendosi distinguere il valore più elevato nel Sud e Isole, con 281 euro/abitante per il quadriennio 2016-2019 (figura 5.58).

Tenuto conto delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti, in termini assoluti, ammonta complessivamente (per il campione di riferimento di 148 gestori, che servono 50.626.331 ricomprendendo anche i maggiori fornitori all'ingrosso) a 11,9 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,2 miliardi di euro nel 2016, 2,8 miliardi di euro nel 2017-2018 a circa 3,5 e 3,4 miliardi di euro nelle rispettive annualità 2018 e 2019 (figura 5.59). Estendendo l'analisi sulla base della popolazione residente nel Paese, il fabbisogno di investimenti per il comparto idrico nel periodo 2016-2019 è stimabile pari a 13,7 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,4 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio).

FIG. 5.60 *Investimenti previsti per il quadriennio 2016-2019 ripartiti per indicatori di qualità tecnica*

Fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di euro



Fonte: Elaborazioni ARERA su dati dei gestori.

TAV. 5.7 *Confronto tra pianificazioni ai sensi delle delibere 918/2017/R/idr e 664/2015/R/idr*

AREA GEOGRAFICA	VARIAZIONE PIANIFICAZIONE 2018-2019 (euro/abitante)[46]	$Opex_{gr}$ 2018-2019 (euro/abitante)
Nord-Ovest	12	1,89
Nord-Est	13	0,59
Centro	15	1,55
Sud e Isole	11	0,81
TOTALE	13	1,36

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

45 Si considera un campione di 119 gestioni che servono 40.142.444 per le quali gli uffici dell'Autorità hanno avviato la istruttoria tariffaria in termini di Piano Economico Finanziario (PEF).
46 Valore ottenuto escludendo i soggetti grossisti dal computo degli investimenti previsti.

Sulla base delle analisi relative alla ripartizione del fabbisogno di investimenti pianificato per il raggiungimento degli *standard* di qualità tecnica (come diffusamente illustrata nel paragrafo "Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica") la valutazione della spesa per interventi infrastrutturali riportata nella precedente figura 5.59 può essere ricondotta ai singoli indicatori di qualità nei termini esplicitati, con riferimento al biennio 2018-2019, nella figura 5.60, facendo in particolare stimare un fabbisogno di risorse destinato al contenimento delle dispersioni idriche per 1,7 miliardi di euro, nonché una spesa per interventi rivolti al miglioramento della qualità dell'acqua depurata e all'adeguatezza del sistema fognario, rispettivamente, pari a 1, 3 miliardi e a 1 miliardo per le due annualità considerate.

Nello specifico, come anticipato, sulla base della documentazione trasmessa dagli EGA per l'aggiornamento degli specifici schemi regolatori[45], sono stati effettuati approfondimenti volti a verificare il corretto recepimento degli obiettivi di qualità tecnica secondo le modalità stabilite dalla delibera 917/2017/R/idr.

In particolare, la tavola 5.7 mostra gli effetti di tale recepimento in termini di pianificazione di investimenti per il biennio 2018-2019 (e in rapporto alla popolazione servita), rispetto al fabbisogno di investimenti inizialmente qualificato, per le medesime annualità, in sede di MTI-2. Dalle rilevazioni condotte si evince che, complessivamente nel biennio considerato, la pianificazione al netto dei contributi a fondo perduto si attesta a valori in crescita rispetto al corrispondente biennio del MTI-2 di circa il 14%.

Si rileva inoltre che tale incremento ha caratterizzato tutte le aree del paese con valori che oscillano tra 5 euro/abitante nell'area geografica Nord-Est che, come già menzionato, è stata particolarmente interessata dai processi di aggregazione gestionale, e 14 euro/abitante nell'area Nord-Ovest del Paese.

A fronte di tali incrementi in sede di pianificazione, si rileva come l'impatto della componente $Opex_{ar}$ (inclusivi della quota attribuita alla componente *ERC*) sia di minore entità, attestandosi a livello nazionale a circa 1,4 euro/abitante.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2016 e 2017.

Sulla base dei dati comunicati dai soggetti competenti per 115[47] gestori (che erogano il servizio a 43.658.427 abitanti) nell'ambito delle proposte tariffarie dell'aggiornamento biennale, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato uno scostamento tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato[48], portando a quantificare un tasso di realizzazione degli interventi programmati[49] pari all'82,9% per il 2016 e all'86,4% per il 2017 (tenuto conto che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso").

Si rammenta che nella Relazione Annuale 2015 era stato

TAV. 5.8 *Percentuale di realizzazione degli investimenti rispetto alla pianificazione (periodo 2014-2017)*

	2014	2015	2016	2017
Investimenti realizzati rispetto alla pianificazione (%)	81,9%	77,6%	82,9%	86,4%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

47 Di cui, 7 soggetti erogatori di fornitura all'ingrosso.

48 In particolare, con riferimento alle criticità riscontrate nella realizzazione degli investimenti programmati, sono state rilevate casistiche in cui:
si è rivelata debole l'iniziativa delle istituzioni competenti, che in taluni casi impiegano tempi lunghi nelle valutazioni dell'assetto gestionale desiderato (propedeutico alla identificazione degli obiettivi specifici e alla stima dei costi efficienti necessari a conseguirli), che inducono a rinviare sine die la realizzazione di interventi per il miglioramento delle infrastrutture idriche e che, alla luce del quadro istituzionale esistente, non possono essere riavviate su traiettorie di miglioramento sulla base della normativa vigente;
- si è rivelata debole l'azione di coordinamento nella realizzazione degli atti necessari all'avvio della realizzazione degli interventi, come le attività di progettazione esecutiva o quelle di conseguimento delle autorizzazioni previste;

sono emerse criticità nella capacità realizzativa assertamente riconducibili alle difficoltà introdotte con la nuova disciplina dettata dal cosiddetto Codice Appalti.

49 In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{***}) e degli investimenti realizzati in ciascun anno t, calcolati considerando:
- l'incremento del valore delle immobilizzazioni di categoria c risultante dalle fonti contabili, $IP_{c,t}$ (al netto del valore dei contributi a fondo perduto, CFP_t);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC_t).

già sottolineato come gli investimenti quantificati al netto dei contributi pubblici, in particolare per gli anni 2014 e 2015, evidenziassero una crescita rispetto agli investimenti consuntivati per il biennio 2012-2013; e come nel complesso, con riferimento a circa 2/3 della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche passasse da 961 milioni di euro nel 2012 a 1,49 miliardi di euro nel 2015, con un incremento complessivo del 55% tra le due annualità considerate. E ancora, come per gli anni 2014 e 2015 il tasso di realizzazione degli investimenti programmati risultasse rispettivamente pari al 81,9% e al 77,6%.

Si ritiene ora utile precisare che sulla base della stabile rilevazione dell'effettiva spesa per investimento effettuata dall'Autorità nel quadriennio 2014-2017 (tavola 5.8), è stato possibile verificare la correttezza delle condizioni di partenza identificate dai soggetti competenti in applicazione del Metodo tariffario idrico, MTI (con riferimento alle annualità 2014-2015). A tal riguardo, l'Autorità, nel corso del 2018, ha proseguito la valutazione – caso per caso e nell'ambito dei singoli provvedimenti di approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – delle specifiche misure volte al recupero dei benefici non ammissibili eventualmente conseguiti dai soggetti gestori, ovvero nel caso in cui abbiano fatto ricorso *ex ante* a schemi regolatori (per gli anni 2014 e 2015) di promozione degli investimenti e abbiano rendicontato *ex post* valori di spesa inferiori alle soglie minime stabilite, procedendo a disporre, per 4 gestioni, un recupero a vantaggio degli utenti per oltre 7 milioni di euro.

Articolazione dei corrispettivi (TICSI)

Con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, di approvazione del *Testo Integrato Corrispettivi Servizi Idrici* (TICSI), *recante i criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti*, l'Autorità ha disciplinato i criteri che gli EGA sono tenuti a seguire per l'articolazione della tariffa agli utenti finali, focalizzando il proprio intervento regolatorio sull'utenza domestica residente e sui reflui industriali recapitati in pubblica fognatura.

Come meglio rappresentato nel Volume II di questa stessa

TAV. 5.9 *Sintesi del campione in esame*

GESTIONI (n)	ATO/SUB ATO (n)	BACINI TARIFFARI (n)	POPOLAZIONE (abitanti)
78	46	136	30.138.140

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.10 *Uso domestico: sottotipologie tariffarie rilevate nel campione*

TIPOLOGIA	PROCAPITE STANDARD	CONDOMINIALE	NON RESIDENTE	ALTRO	RESIDENTE PROCAPITE
GESTORI (n)	73	76	34	13	27
Incidenza dei volumi (% del totale)	70,9%	20,5%	4,2%	0,2%	4,2%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.11 *Struttura media dell'articolazione per l'utenza domestica residente, tipo Standard*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	I ECCEDENZA	II ECCEDENZA	III ECCEDENZA
Min. scaglione (m^3)	-	74	139	181	219
Max. scaglione (m^3)	73	138	180	218	-
Popolazione residente (abitanti)	28.351.645	28.351.645	28.351.645	24.816.051	16.104.960
Volumi (m^3)	628.124.535	321.219.025	122.200.192	64.220.349	24.816.769

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Relazione Annuale, l'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 636/2018/R/idr, ha inoltre avviato un procedimento per il monitoraggio sull'applicazione dei criteri di articolazione tariffaria recati dal TICSI.

A seguito delle prime analisi svolte, con riferimento a un campione di 45 gestioni che servono 20.134.710 abitanti, è stato possibile rappresentare una prima sintesi delle strutture dei corrispettivi adottate per l'utenza domestica in conformità a quanto prescritto dalla citata delibera 665/2017/R/idr. I dati di sintesi del campione in esame sono riportati nella tavola 5.9, nella quale si evince un primo effetto di semplificazione indotto dalla riforma adottata dall'Autorità:

- nel numero di bacini tariffari, pari a circa due per ogni gestione;
- nel numero di sottotipologie tariffarie relative all'utenza domestica, rilevate nel limite di quanto disposto dall'art. 2 dell'Allegato A alla delibera 665/2017/R/idr[50].

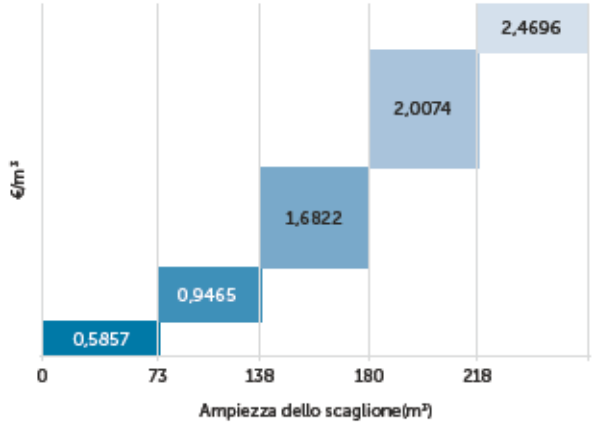
Con riferimento alle tipologie tariffarie adottate dalle gestioni in esame, si rileva come, delle 78 presenti, 73 gestioni, che servono 28.351.645 abitanti residenti, abbiano fatto ricorso alla *pro capite standard* (disciplinata dagli artt. 5, 6 e 7 del TICSI e rappresentata nelle successive tavole 5.11 e 5.12, e come 22 di esse risultino tuttavia aver già avviato l'impiego di una tariffa *pro capite effettiva* per una parte della popolazione residente servita, mentre 5 abbiano adottato già in sede di prima applicazione esclusivamente una tariffa di tipo *pro capite* basata sul numero di componenti associati all'utenza. Gli esiti rispetto alle sotto-tipologie tariffarie adottate per l'utenza domestica sono riportati nella tavola 5.10.

TAV. 5.12 *Tariffa pro capite per il servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente, tipo Standard*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	I ECCEDENZA	II ECCEDENZA	III ECCEDENZA
Media ponderata della popolazione (euro/m³)	0,586	0,946	1,682	2,007	2,470
Max. (euro/m³)	1,213	1,830	4,513	3,957	5,602
Min. (euro m³)	0,146	0,292	0,338	0,346	0,353
Popolazione residente (abitanti)	**28.351.645**	**28.351.645**	**28.351.645**	**24.816.051**	**16.104.960**

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.61 *Progressività della struttura dei corrispettivi per l'utenza domestica residente, tipo Standard*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori

50 Nel documento di consultazione 13 aprile 2017, 251/2017/R/idr, in sede di illustrazione delle analisi condotte erano stati rilevati più di 3 bacini tariffari per ciascun gestore, con numero di distinte sottotipologie tariffarie relative all'utenza domestica complessivamente pari a 315.

CAPITOLO 5

Le prime analisi condotte sembrano porre in rilievo il ricorso da parte degli enti di governo dell'ambito a una fascia di consumo annuo agevolato più ampia rispetto al limite minimo indicato dal TICSI. Lo scaglione di consumo associato alla tariffa agevolata è infatti in media superiore di circa 18 m^3/annui rispetto al valore soglia indicato dal provvedimento, in linea con la previsione che attribuiva al soggetto competente la facoltà di individuare un'ampiezza della classe superiore a quella minima indicata dall'Autorità.

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a circa 0,59 euro/anno, e da cui si desume il livello di agevolazione media applicata pari a circa il 38%, valore compreso nell'intervallo stabilito dal TICSI (tra il 20% e il 50% della tariffa base).

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, si rileva una minore progressività rispetto a quanto riscontrato nel corso delle analisi condotte sulle strutture tariffarie previgenti, il cui valore, sulla base del campione esaminato, in media, si attesta a circa 4,2. Il livello di progressività della struttura dei corrispettivi è illustrato nella figura 5.61.

Con riferimento ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in ossequio al comma 6.2 del TICSI, i cui valori di riferimento (pari, in media a 0,276 euro/m^3 per la fognatura e a 0,612 euro/m^3 per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.13. Per quanto attiene alla quota fissa (il cui valore medio con riferimento all'intero servizio idrico integrato è pari a 31,65 euro/anno) i valori di riferimento sono riportati nella successiva tavola 5.14.

TAV. 5.13 *Tariffa pro capite per i servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente, tipo Standard*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m^3)	0,276	0,612
Max. (euro/m^3)	1,034	0,997
Min. (euro/m^3)	0,046	0,068
Popolazione residente (abitanti)	28.351.645	

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.14 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, tipo Standard*

	CORRISPETTIVO FISSO ACQUEDOTTO	CORRISPETTIVO FOGNATURA	CORRISPETTIVO DEPURAZIONE	CORRISPETTIVO FISSO SII
Media ponderata della popolazione (euro/m^3)	17,49	5,08	9,08	31,65
Max. (euro/m^3)	42,92	20,27	24,00	68,40
Min. (euro/m^3)	3,24	0,35	0,35	6,50
Popolazione residente (abitanti)	28.351.645	28.351.645	28.351.645	28.351.645

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.15 *Campione di riferimento*

Numero di bacini tariffari, abitanti e gestioni

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO (n)	POPOLAZIONE (abitanti)	GESTIONI (n)
Nord-Ovest	16	9.606.961	32
Nord-Est	21	7.961.669	30
Centro	18	10.603.327	20
Sud e Isole	17	12.258.725	21
TOTALE	72	40.430.683	103

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il Servizio idrico integrato per l'anno 2018

Sulla base delle informazioni fornite ai fini della determinazione delle tariffe per l'aggiornamento tariffario degli anni 2018 e 2019, è possibile condurre un approfondimento sulla spesa sostenuta per l'anno 2018[51] da un'utenza domestica tipo per il servizio idrico integrato. Considerando il campione di riferimento rappresentato nella tavola 5.15[52], si rileva che per l'annualità 2018 (tavola 5.16) la spesa media annua, comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 306 euro/anno (ossia 2,04 euro per metro cubo consumato), con un valore più contenuto nel Nord-Ovest (244 euro/anno) e più elevato nel Centro (378 euro/anno). Anche i dati registrati per il 2018 confermano che l'esborso più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macroarea del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2016-2019, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso tariffa.

TAV. 5.16 *Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2018*

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro m³/anno)
Nord-Ovest	Media ponderata della popolazione	244,2	1,63
	Max.	524,0	3,49
	Min.	112,4	0,75
Nord-Est	Media ponderata della popolazione	299,7	2,00
	Max.	422,1	2,81
	Min.	207,9	1,39
Centro	Media ponderata della popolazione	377,6	2,52
	Max.	563,5	3,76
	Min.	253,6	1,69
Sud e Isole	Media ponderata della popolazione	300,2	2,00
	Max.	490,4	3,27
	Min.	199,2	1,33
TOTALE	Media ponderata della popolazione	306,3	2,04
	Max.	563,5	3,76
	Min.	112,4	0,75

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

51 A tale riguardo si rammenta che l'Autorità, pur avendo disposto che la riforma recata dal TICSI trovi applicazione a decorrere dal 1 gennaio 2018, ha previsto quale forma di flessibilità per le gestioni coinvolte che almeno nell'ultimo ciclo di fatturazione dell'annualità 2018, il gestore debba emettere fatture sulla base della nuova articolazione tariffaria approvata dall'Ente di governo dell'ambito o da altro soggetto competente, per la medesima annualità, oppure dal medesimo accolta a seguito del perfezionarsi del (previsto meccanismo del) silenzio assenso.

52 Si tenga conto che per 37 gestioni del campione, che servono una popolazione di 15,2 milioni di abitanti, i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

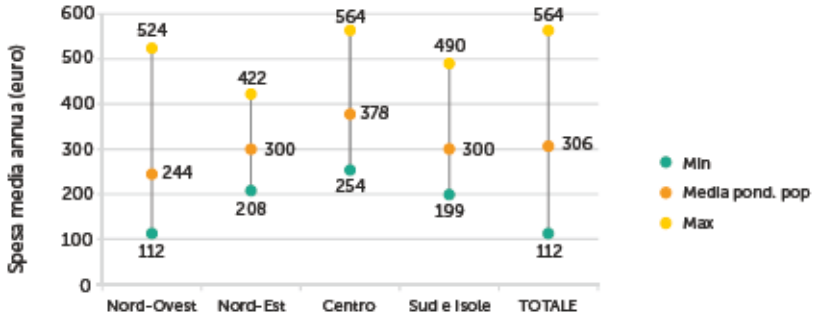
Come rappresentato anche nella figura 5.62, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio già evidenziata. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m^3/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 244 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 112 euro/anno e un massimo di 524 euro/anno.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m^3 (tavola 5.17), si osserva come il 39% della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 121,1 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta rispettivamente a 39 euro/anno (il 13% del totale) e a 89 euro/anno (con un'incidenza del 29%).

FIG. 5.62 *Variabilità della spesa media annua nel 2018*

Euro per consumi annuali di 150 m^3



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.17 *Componenti della spesa media nel 2018*

	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	TOTALE SII
Spesa per consumi di 150 euro/anno	121,1	38,9	88,6	29,9	27,8	306,3
Incidenza sulla spesa totale	39,5%	12,7%	28,9%	9,8%	9,1%	100,0%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel mese di maggio 2019 si è chiusa la terza edizione della "Raccolta dati qualità contrattuale del SII"[53] che ha permesso all'Autorità, nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo alla medesima attribuite, di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale garantiti all'utenza in seguito all'introduzione degli *standard* minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e il relativo Allegato A recante la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato* (RQSII), entrata in vigore il 1° luglio 2016.

Dopo un bilancio della fase di prima applicazione della nuova disciplina – illustrato nella *Relazione Annuale* 2017, con riferimento al secondo semestre 2016, e nella *Relazione Annuale* 2018, relativamente all'annualità 2017 – con la terza edizione della raccolta sono stati acquisiti dall'Autorità i dati e le informazioni riferiti ai risultati raggiunti nel 2018, consentendo di effettuare un primo confronto tra due anni di piena applicazione del RQSII. La raccolta ha visto il coinvolgimento anche degli EGA (che in diversi casi hanno fissato *standard* qualitativi migliorativi e/o aggiuntivi rispetto a quelli fissati dalla regolazione di settore), i quali – sulla base delle indicazioni fornite dall'Autorità – hanno proceduto a validare i dati dichiarati dai pertinenti gestori, verificandone la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalando eventuali necessità di rettifica o integrazione.

Nello specifico, con la citata raccolta sono state acquisite informazioni sulle prestazioni richieste dall'utenza ed eseguite dai gestori con riferimento agli *standard* fissati dal RQSII e, laddove presenti, agli *standard* migliorativi e/o aggiuntivi previsti dagli EGA, riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale.

Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono stati forniti per singola gestione, in riferimento ai pertinenti ambiti territoriali, raggruppando le informazioni sulle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso[54].

Ai sensi del RQSII gli *standard* minimi di qualità contrattuale fissati dall'Autorità devono essere garantiti a tutti gli utenti sul territorio nazionale, indipendentemente dalle dimensioni e dalla tipologia societaria del soggetto gestore; tuttavia l'obbligo di comunicazione dei dati è previsto per i soli gestori che servono più di 50.000 abitanti[55] e che hanno un contatto, diretto o indiretto, con l'utenza, ossia i gestori del servizio di acquedotto/distribuzione[56]. I soggetti che, erogando il servizio a un numero di abitanti pari o inferiore a 50.000 abitanti, sono esentati dall'obbligo di comunicazione servono circa il 12% della popolazione residente italiana.

Si ritiene, altresì utile rammentare che, in considerazione della prosecuzione dello stato di emergenza nei territori maggiormente colpiti dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e dei giorni successivi, e tenuto conto delle criticità gestionali segnalate, l'Autorità ha previsto la possibilità per gli EGA, d'intesa con il gestore e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, di presentare apposita istanza di deroga dall'applicazione del RQSII relativamente al 2018. Non hanno pertanto partecipato alla terza edizione della raccolta dati i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricade nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 2016[57] cui è stata concessa apposita deroga da parte dell'Autorità. Tali soggetti servono circa l'1,5% della popolazione residente italiana.

L'analisi riportata nei paragrafi seguenti è stata effettuata su un panel composto da 152 gestioni (ossia 119 gestori alcuni dei quali operanti in più ATO), che copre circa il 75,5% della popolazione residente italiana (45,6 milioni di abitanti), e circa l'87,1% della popolazione servita da gestori tenuti alla comunicazione dei dati ai sensi del RQSII.

53 La raccolta dati è stata avviata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del SII sono tenuti a trasmettere al fine di ottemperare agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

54 La tipologie d'uso, individuate dall'RQSII, in coerenza con le previsioni recate dal DPCM 29 aprile 1999, sono le seguenti:
- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici, e dunque scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici; centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti, ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere);
- usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

55 Come indicato all'articolo 1, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr, i gestori di minore dimensione sono tenuti a registrare tutti i dati e le informazioni rilevanti e possono essere sottoposti a controlli e ispezioni da parte dell'Autorità.

56 Nel caso di gestione separata dei singoli servizi che compongono il SII, gli standard di qualità devono essere garantiti sia dal gestore dell'acquedotto, che rappresenta il riferimento diretto dell'utente per tutte le richieste inerenti il rapporto contrattuale, sia dai gestori del servizio di fognatura e/o depurazione, chiamati a eseguire interventi tecnici su richiesta dell'utente medesimo tramite il gestore del servizio di acquedotto.

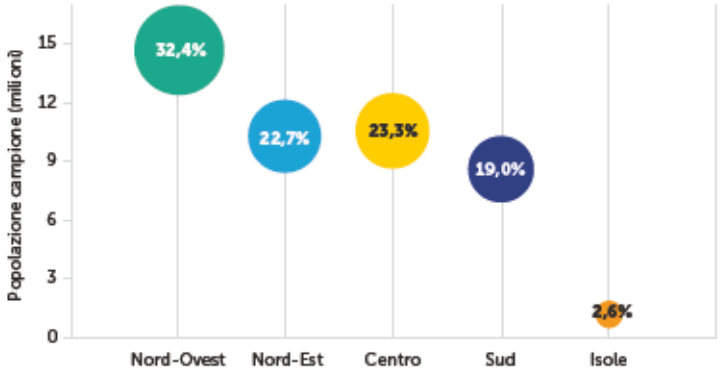
57 Secondo quanto previsto dall'articolo 6 della delibera 810/2016/R/com, in deroga alle scadenze fissate dall'articolo 1.2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori del SII cui è stata concessa apposita deroga, in quanto aventi sede legale o operativa nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, sono tenuti all'applicazione del RQSII a partire dal 1° gennaio 2019.

CAPITOLO 5

Nella figura 5.63 viene rappresentata la distribuzione percentuale del panel tra le diverse aree geografiche: per il 2018 circa il 55% delle gestioni rispondenti alla raccolta dati opera nelle regioni del Nord, il 23% nelle regioni del Centro e il 19% nelle regioni del Sud e solo il 2,6% nelle Isole. Rispetto alla composizione del campione di riferimento per l'indagine relativa all'anno 2017[58] – per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno – si evidenzia una riduzione della partecipazione dei gestori operanti nelle Isole, che quasi dimezzano il proprio contributo al set informativo alla base dei dati illustrati nel presente capitolo.

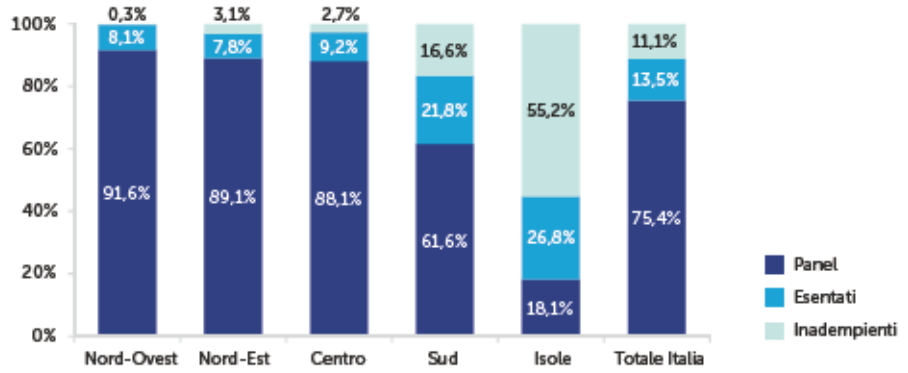
Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel (figura 5.64) e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche, si evince che le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Ovest, per le quali la copertura è del 91,6%, del Nord-Est con una copertura pari all'89,1%, e del Centro con una copertura dell'88,1%; risulta, invece, particolarmente bassa la popolazione rappresentata dai gestori delle Isole[59] (solo il 18,1%). Tali dati confermano la mancanza di risposte soddisfacenti da parte degli operatori localizzati in alcune aree del Sud e nelle Isole, denotando differenze territoriali che possono trovare in parte giustificazione nei diversi livelli qualitativi di partenza, nonché nelle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa degli operatori coinvolti.

FIG. 5.63 *Ripartizione del panel 2018 per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.64 *Popolazione Servita dal panel 2018. Ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

58 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2017 un insieme 145 gestioni, che coprono circa il 76,9% della popolazione residente italiana.

59 Si segnala che tra i rispondenti anche per l'edizione relativa al 2018 non vi è il gestore unico della Sardegna, il quale ha però comunicato di aver completato a fine 2018 l'aggiornamento dei sistemi gestionali che permettono la rendicontazione dei risultati raggiunti.

Nei paragrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza verificando il rispetto degli *standard* specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 *standard* specifici e 14 *standard* generali), aggregando, laddove non specificato, i dati di tutte le tipologie d'uso. Viene altresì analizzata la diffusione di eventuali *standard* migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

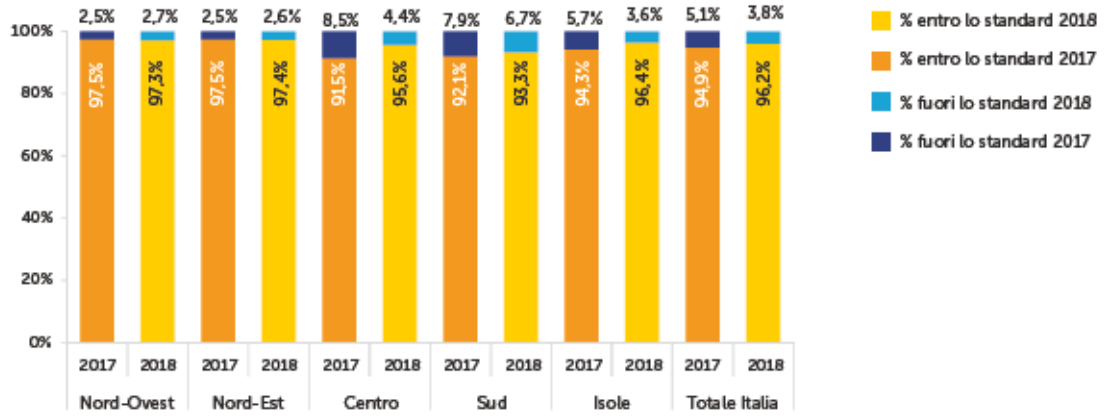
I livelli di rispetto degli *standard* vengono dapprima illustrati in maniera aggregata, distinguendo tra *standard* specifici e *standard* generali; successivamente, vengono analizzati più nel dettaglio alcuni *standard* di qualità relativi alle diverse fasi del rapporto contrattuale (avvio e cessazione, gestione del rapporto contrattuale, fatturazione, risposta a richieste scritte di informazioni, punti di contatto con l'utenza), con riferimento ai quali i risultati del 2018 vengono confrontati con quelli del 2017, già descritti nella *Relazione Annuale* dello scorso anno. Infine, nella parte conclusiva dell'analisi, viene illustrato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli *standard* di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità.

Livelli specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni che seguono sono volte a verificare, relativamente all'anno 2018, il rispetto degli *standard* specifici di qualità previsti dal RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima Carta siano fissati *standard* migliorativi rispetto a quelli disposti dal menzionato RQSII per le prestazioni da assicurare all'utenza. Nella figura 5.65 viene riportato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli *standard* specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni[60] offerte all'utenza dalle gestioni del panel. I risultati conseguiti vengono confrontati con quelli dichiarati dai gestori nella raccolta dati relativa all'anno precedente, tenendo conto che il 2017 rappresenta il primo anno di piena applicazione della regolazione vigente in materia di qualità contrattuale. I dati confermano un elevato livello di qualità contrattuale offerto nel 2018, con una percentuale di mancato rispetto dello *standard* pari in media al 3,8%, in contrazione rispetto all'anno precedente.

La stessa figura 5.65 consente inoltre di rilevare che le aree del Nord confermano nel 2018 il primato registrato nell'anno precedente (con livelli pressoché invariati) e che il miglioramento, a livello nazionale, è dovuto ai risultati raggiunti dai gestori operanti nelle restanti aree del Paese.

FIG. 5.65 *Rispetto degli standard specifici per area*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

60 Dall'analisi vengono esclusi gli standard "periodicità di fatturazione", cui è dedicato uno specifico focus, e "tempo per l'emissione della fattura" che, con circa il 96,5% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (oltre 57 milioni di prestazioni nel 2018), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'adeguata rappresentazione degli altri 27 indicatori.

In particolare, con riferimento alle gestioni del Centro, la percentuale di fuori *standard* per il 2018 risulta dimezzata rispetto al 2017, a conferma che rispetto all'anno precedente i gestori operanti nelle regioni del Centro hanno proseguito nello sforzo necessario a garantire migliori livelli di qualità del servizio da fornire all'utenza, effettuando le prestazioni richieste nel rispetto degli *standard* garantiti nella Carta dei servizi, che in molti casi in quest'area sono stati fissati a livelli migliorativi rispetto a quelli minimi stabiliti dalla regolazione di settore.

Nella successiva tavola 5.18 viene fornito un dettaglio sulle prestazioni eseguite relativamente a 28 *standard* specifici, escludendo dall'analisi lo *standard* relativo alla periodicità di fatturazione[61] che viene analizzato in modo dettagliato nel successivo focus dedicato alla gestione del rapporto contrattuale con l'utenza (*standard* relativi alla fatturazione).

In generale, nel 2018, si riscontrano livelli qualitativi particolarmente elevati con riferimento alle prestazioni che afferiscono principalmente alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura e per la rettifica di fatturazione, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi per la riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità.

Il confronto tra le prestazioni erogate nelle annualità 2018 e 2017 consente di evidenziare un miglioramento nel livello del servizio per quanto attiene ad alcune tipologie di preventivi (principalmente lavori con sopralluogo e allaccio idrico senza sopralluogo, in maniera meno marcata anche allaccio idrico e fognario con sopralluogo), ad alcuni *standard* legati alla verifica del misuratore (tempo di intervento per la verifica del misuratore e tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco), e alle risposte alle richieste scritte di informazioni e ai reclami (cui è riferito un elevato numero di prestazioni), mettendo al contempo in luce una riduzione del livello qualitativo di alcune prestazioni tecniche quali i tempi di esecuzione di allacci e lavori semplici, il tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio e il tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo.

Il confronto tra i due anni permette di evidenziare altresì una riduzione nei livelli di qualità previsti per le tempistiche di comunicazione tra utente e gestori in presenza di gestione separata del SII. Infatti, nel caso in cui il gestore del servizio di acquedotto sia diverso da quello del servizio di fognatura e/o depurazione, le prestazioni relative al tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e depurazione e al tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione fanno registrare percentuali di fuori *standard* più elevate nel 2018 e comunque superiori al 50%. A tali *standard* è tuttavia riferito un numero molto esiguo di prestazioni.

Nella tavola 5.18 viene inoltre riportato il peso dei casi imputabili al gestore, come dichiarati dai gestori stessi, sull'insieme delle prestazioni eseguite fuori *standard*. In generale si riscontra un peso più contenuto con riferimento alle prestazioni per la cui esecuzione risulti necessaria la presenza dell'utente (verifiche in loco) o l'invio da parte dello stesso di documentazione (es: per le variazioni contrattuali o per l'esecuzione di allacci). Il confronto tra i due anni mostra anche che il peso dei casi imputabili al gestore aumenta per la fase di preventivazione di lavori e allacci, mentre diminuisce per la successiva fase di esecuzione.

61. Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione consiste nel garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente (2, 3, 4 o 6 fatture/anno). Nell'ambito della presente analisi - che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato - risulterebbe pertanto difficilmente rappresentabile.

TAV. 5.18 *Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici*

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2018	% ENTRO LO STANDARD 2018	% FUORI STANDARD 2018	% FUORI STANDARD 2017	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2018	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2017
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	437.478	97,9%	2,1%	4,3%	87,1%	77,2%
Tempo di attivazione, della fornitura	127.855	91,1%	8,9%	9,3%	73,3%	69,9%
Tempo di disattivazione della fornitura	212.154	93,7%	6,3%	7,0%	55,3%	65,9%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	61.749	97,2%	2,8%	2,8%	95,8%	91,0%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	329	95,1%	4,9%	0,7%	18,8%	75,0%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	167.308	96,3%	3,7%	3,9%	74,2%	76,2%
Tempo di esecuzione della voltura	493.528	98,9%	1,1%	1,6%	79,3%	65,7%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	20.069	91,1%	8,9%	9,5%	53,2%	49,2%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	909	88,1%	11,9%	5,5%	97,2%	97,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	100.981	93,6%	6,4%	8,5%	70,7%	68,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	4.513	99,1%	0,9%	6,2%	72,5%	49,0%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	25.014	95,3%	4,7%	15,2%	61,3%	26,3%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	696	93,4%	6,6%	1,9%	76,1%	71,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	1.981	85,1%	14,9%	4,2%	34,5%	65,8%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	21.294	86,7%	13,3%	9,3%	75,6%	79,7%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	10.637	93,8%	6,2%	3,7%	55,5%	80,5%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.423	95,6%	4,4%	2,6%	54,7%	63,2%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	14.485	92,5%	7,5%	11,0%	69,2%	54,3%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	17.829	93,1%	6,9%	6,0%	26,1%	48,8%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	1.974	95,2%	4,8%	3,2%	71,3%	86,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.975	74,2%	25,8%	18,2%	98,6%	99,1%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	8.990	95,2%	4,8%	9,1%	74,0%	93,0%
Tempo per la risposta a reclami	106.820	93,5%	6,5%	9,1%	96,7%	96,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	134.331	96,8%	3,2%	6,1%	99,2%	99,5%
Tempo per l'emissione della fattura	57.102.223	99,5%	0,5%	1,4%	36,2%	51,9%
Tempo di rettifica di fatturazione	34.599	98,4%	1,6%	1,9%	92,1%	89,3%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	26	46,2%	53,8%	19,7%	0,0%	10,2%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	138	39,1%	60,9%	1,3%	83,3%	100,0%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

CAPITOLO 5

Indennizzi automatici

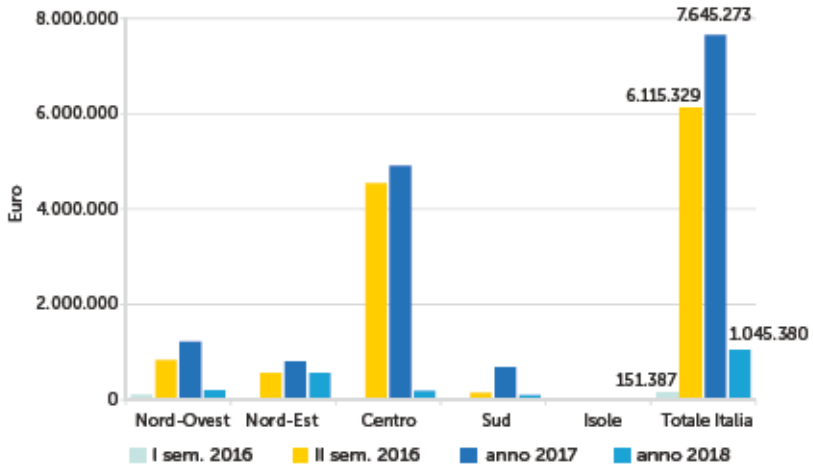
Dopo aver descritto i livelli di rispetto degli *standard* specifici, nel presente paragrafo viene presentata un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause imputabili ai gestori medesimi, la prestazione richiesta dall'utente non venga erogata nei tempi previsti. Nella figura 5.66 è riportato l'ammontare totale indennizzato con riferimento alle prestazioni eseguite fuori standard nel primo semestre 2016 (prima dell'entrata in vigore del RQSII), nel secondo semestre 2016 e nelle annualità 2017 e 2018[62].

L'analisi, effettuata per area geografica, consente innanzitutto di evidenziare come a livello nazionale la regolazione della qualità contrattuale dell'Autorità, in particolare la previsione relativa all'erogazione automatica dell'indennizzo in bolletta da parte del gestore, abbia rafforzato la tutela degli utenti in caso di disservizio, garantendo ai medesimi l'effettiva erogazione dell'indennizzo. Come evidenziato dalla figura 5.66, a fronte di un totale indennizzato in Italia nel I semestre 2016 pari a 151.387 Euro, con riferimento al secondo semestre 2016 (primo semestre di applicazione del RQSII) sono stati erogati indennizzi per oltre 6,1 milioni di euro.

Con riferimento, poi, alla prima annualità di piena applicazione del RQSII, il 2017, risultano erogati indennizzi per un ammontare complessivamente superiore a 7,6 milioni di euro, mentre con riferimento alle prestazioni eseguite nell'anno 2018 risultano erogati indennizzi di poco superiori al milione di euro.
Il dato disaggregato per area mostra come la quota principale degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel secondo semestre 2016 e nel 2017 sia stata erogata dalle gestioni del Centro, la maggior parte delle quali ha però definito numerosi *standard* migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.69). L'ammontare di indennizzi erogati risulta inoltre ancora molto contenuto nelle Isole, dato tuttavia fortemente influenzato dalla scarsa rappresentazione all'interno del panel dei gestori di quest'area.

Nella tavola 5.19 viene approfondita l'analisi sugli indennizzi, concentrando l'attenzione su quanto registrato nella sola annualità 2018 e indagando su eventuali differenze per tipologia di utenza.
I dati riportati mostrano come l'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del panel) sia più contenuto con riferimento all'uso civile domestico, coerentemente con il dato relativo al numero di casi con

FIG. 5.66 *Totale indennizzato nel triennio 2016-2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

62 Rispetto a quanto rappresentato con la *Relazione Annuale* 2018, il totale indennizzato è qui calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo (in sostanza, per competenza dell'indennizzo). Ad esempio, il valore del secondo semestre 2016 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo semestre, nonché dell'anno 2017 (a causa del fisiologico *lag* temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e l'effettiva corresponsione in bolletta dell'indennizzo medesimo) e dell'anno 2018 (erogato pertanto con forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel secondo semestre 2016.

diritto all'indennizzo automatico per utenza; tale evidenza sembrerebbe suggerire da un lato una più marcata attenzione da parte dei gestori a questa tipologia d'utenza, dall'altro che le prestazioni richieste dalle altre tipologie d'utenza potrebbero essere caratterizzate da un maggior grado di complessità.

In aggregato, inoltre, è possibile notare come il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2018 sia principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2017, in relazione alle quali diversi gestori avevano segnalato difficoltà legate all'aggiornamento dei software di gestione utenze, che attualmente risulta in fase di completamento. Il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite nel 2018 (circa ventiquattromila indennizzi erogati, per un totale di oltre un milione di euro rappresentato nella precedente figura 5.65) risulta per contro molto più contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (oltre 280.000 casi). Si evidenzia quindi ancora la presenza di ritardi nell'erogazione degli indennizzi, solo in parte riconducibili alle modalità di accredito dell'indennizzo medesimo (che avviene generalmente con la prima bolletta utile); come già sottolineato, infatti, diversi gestori e enti di governo dell'ambito hanno dichiarato che l'aggiornamento dei gestionali è in corso di ultimazione.

TAV. 5.19 *Indennizzi automatici per tipologia d'utenza nel 2018*

Numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro

TIPOLOGIA D'UTENZA	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO / UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2018	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2017	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2016	TOTALE INDENNIZZATO NEL 2018 (€)	TOTALE INDENNIZZATO/ UTENZA (€)
Uso Civile Domestico	226.000	0,017	17.914	135.172	16.917	7.194.030	0,532
Uso Civile Non Domestico	17.115	0,041	964	16.648	2.509	918.090	2,220
Altri Usi	42.145	0,027	5.066	23.607	2.012	1.208.290	0,766
Usi industriali	2.495	0,068	300	1.812	71	101.130	2,754
TOTALE COMPLESSIVO	**287.755**	**0,018**	**24.244**	**177.239**	**21.509**	**9.421.540**	**0,606**

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII e della determina 5/2016.

CAPITOLO 5

Livelli generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli *standard* generali fissati dal RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi – fa registrare livelli meno soddisfacenti rispetto a quelli degli *standard* specifici sopra analizzati. Tuttavia, come risulta dalla tavola 5.20, nella quale viene fornito un dettaglio sulle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del panel, nel 2018 si evidenzia un generale miglioramento rispetto all'anno precedente.

Più della metà degli indicatori analizzati presenta infatti un

TAV. 5.20 *Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali*

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DAL RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2018	% ENTRO LO STANDARD 2018	% FUORI STANDARD 2018	% FUORI STANDARD 2017	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2018	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2017
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	3.800	87,3%	12,7%	11,2%	90,0%	35,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	11.780	86,9%	13,1%	12,0%	83,1%	86,1%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	14.062	86,5%	13,5%	9,4%	37,4%	64,7%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	44.946	85,7%	14,3%	13,2%	77,3%	84,9%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	262.906	92,8%	7,2%	10,4%	96,8%	84,7%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	368.483	93,2%	6,8%	7,8%	87,4%	85,0%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	3.493.499	98,3%	1,7%	5,1%	96,8%	97,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	59.498	90,8%	9,2%	7,1%	93,9%	90,2%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	62.772	93,6%	6,4%	7,7%	73,3%	99,8%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	4.241.281	92,0%	8,0%	14,7%	99,5%	86,4%
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	968.968	10,19 minuti		12,26 minuti		

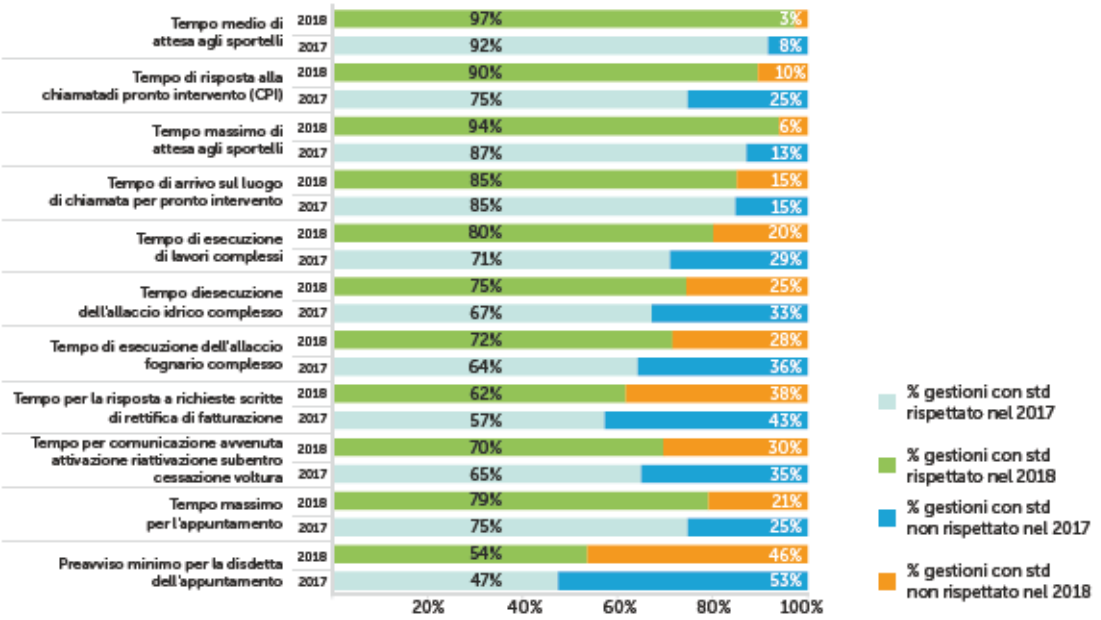
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

livello di rispetto dello *standard* pari ad almeno il 90% e gli indicatori con un più elevato numero totale di prestazioni eseguite fanno registrare un miglioramento della quota di rispetto dello *standard* rispetto all'anno precedente. In particolare si riscontra una maggiore attenzione da parte dei gestori alle attività di pronto intervento, con riferimento alla quale i due *standard* previsti dal RQSII, tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento e tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, fanno registrare una diminuzione dei livelli di fuori *standard*; un evidente incremento del livello garantito all'utenza si registra inoltre con riferimento al tempo massimo di attesa agli sportelli, rispettato nel 2018 nel 98,3% dei casi con un miglioramento in confronto al 2017.

Permangono tuttavia, nel 2018, alcune criticità in relazione agli indicatori relativi ai tempi di esecuzione di lavori e allacci complessi, che mostrano percentuali di fuori *standard* più elevate rispetto al 2017 e comunque superiori al 13%, nonché al preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato, comunicato con meno di 24 ore di anticipo nel 12,7% dei casi. Quest'ultimo *standard*, inoltre, mostra un peggioramento rispetto all'anno precedente sia con riferimento alla percentuale di fuori *standard*, sia con riferimento alla quota di mancato rispetto imputabile al gestore, che è passata dal 35% del 2017 al 90% del 2018.

Nella figura 5.67 sono esposti i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispettano i singoli *standard* generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2017 e 2018.
Suddividendo il panel tra adempienti e inadempienti si rileva che, per il 2018, la quota di gestioni che non raggiungono i livelli garantiti nella Carta dei servizi risulta per quasi tutti gli *standard* pari o superiore al 10%, con picchi del 46% di gestioni inadempienti rispetto ai tempi di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato e del 38% rispetto ai tempi per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione.
Tuttavia, il confronto con i risultati raggiunti nel 2017 permette di evidenziare che per la quasi totalità degli indicatori considerati la quota di gestioni che riesce a rispettare lo *standard* garantito ai propri utenti è aumentata nel 2018, suggerendo un graduale adeguamento degli operatori alla regolazione della qualità contrattuale prevista dall'Autorità. Solo l'indicatore relativo al tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento non ha mostrato un incremento, ma fa registrare una quota comunque pari a quella dell'anno precedente.

FIG. 5.67 *Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

CAPITOLO 5

Un'analisi congiunta dei dati rappresentati nella figura 5.67 e di quelli riportati nella precedente tavola 5.20 consente di evidenziare che le gestioni di maggiori dimensioni fanno registrare livelli di rispetto degli *standard* mediamente più elevati di quelli delle gestioni di minori dimensioni, migliorando la media nazionale.

Nella successiva figura 5.68 sono riportati i livelli di rispetto degli *standard* generali, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi *standard* da parte di tutte le gestioni del panel, ripartiti per area geografica. L'analisi viene inoltre effettuata ponendo a confronto i dati della terza edizione della raccolta con quelli relativi all'anno 2017.

Analogamente a quanto rilevato in relazione agli *standard* specifici, emerge innanzitutto un miglioramento dei livelli effettivi garantiti all'utenza a livello nazionale – in questo caso più marcato - con la quota di prestazioni eseguite entro lo *standard* che, partendo dall'89,5% del 2017, raggiunge nel 2018 il 94,6%. Anche in questo caso il miglior livello del servizio si registra nel Nord-Est, ma i dati rappresentati nella medesima figura rendono evidente che la media nazionale è stata innalzata principalmente dal miglioramento registrato dagli operatori del Centro (che, con un incremento aggregato del 10%, passano dall'83,2% del 2017 al 93,2% del 2018) e del Sud (che, con un incremento dell'8,5%, raggiungono nel 2018 il 94,3%).

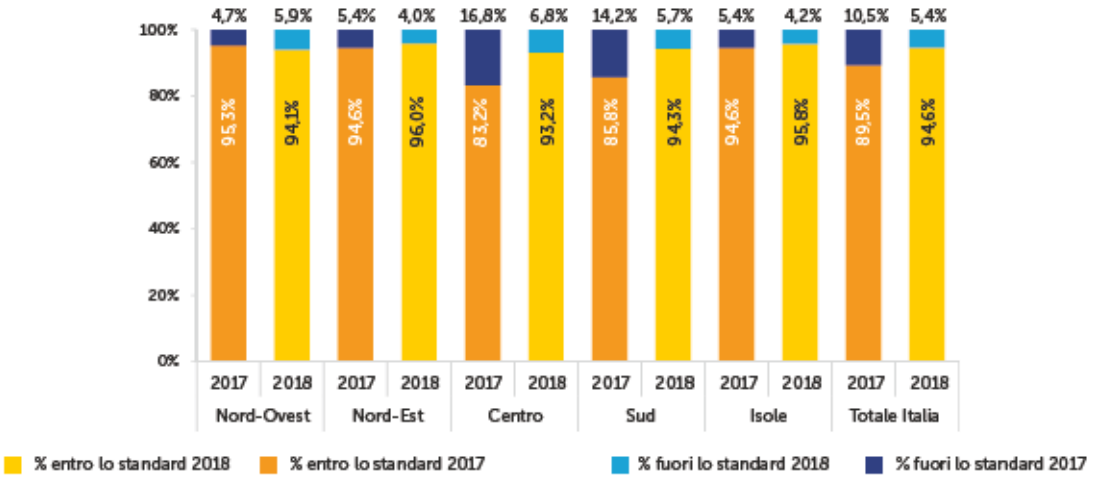
Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito viene fornita una breve analisi dei casi in cui all'utenza viene garantito nella Carta dei servizi uno *standard* migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

Per quanto attiene all'offerta di *standard* migliorativi, dall'analisi dei dati emerge che 29 gestioni hanno offerto all'utenza *standard* specifici e/o generali migliorativi. Nella figura 5.69 si riportano le percentuali, suddivise per area geografica, di popolazione residente italiana cui è offerto almeno uno *standard* migliorativo.

Si rileva che, complessivamente, al 26% della popolazione italiana è stato offerto almeno uno *standard* di qualità migliorativo rispetto a quelli fissati dall'Autorità e che le gestioni che offrono tali incrementi nel livello del servizio sono localizzate prevalentemente nell'area del Centro, dove a poco meno del 74% circa della popolazione residente è garantito almeno uno *standard* migliorativo. Tra i gestori del panel che operano nelle Isole non è stata rilevata la presenza di alcuno *standard* migliorativo mentre nelle aree del Nord a circa un quarto della popolazione è offerto almeno uno *standard* di qualità più elevato rispetto a quelli minimi stabiliti dal RQSII. Rispetto ai risultati della precedente edizione della raccolta dati emerge altresì che anche al Sud sono state attivate misure di tutela ulteriori a favore dell'utenza, con poco più dell'1% della popolazione servita.

FIG. 5.68 *Rispetto degli standard generali per area*



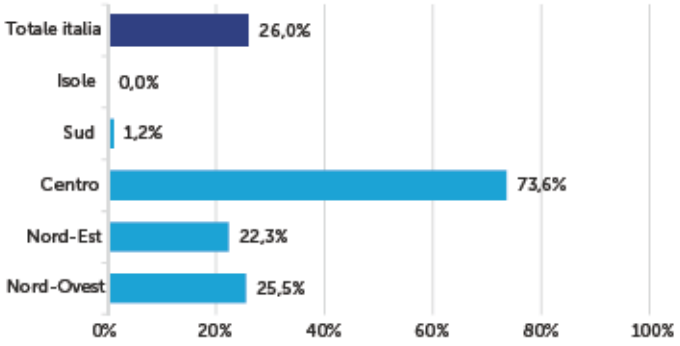
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

In totale sono stati offerti all'utenza 258 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, è stata garantita in 17 casi (circa il 6,6%) una riduzione del tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 15 casi (circa il 5,8%) una riduzione del tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento e in 13 casi (circa il 5%) una riduzione del tempo di preventivazione per allacciamento idrico con sopralluogo. In media le 29 gestioni del panel analizzato hanno garantito all'utenza circa 8 standard migliorativi.

Nella seguente figura 5.70 si riportano le percentuali di popolazione residente italiana, suddivise per area, servita da almeno uno standard aggiuntivo.

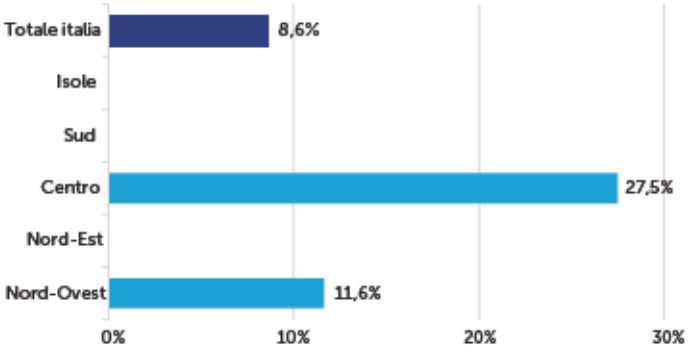
Dall'analisi della popolazione residente italiana, suddivisa per area, servita da almeno uno *standard* aggiuntivo, emerge che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono *standard* aggiuntivi mentre al 27,5% della popolazione del Centro e all'11,6% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno *standard* aggiuntivo. In particolare, sono stati fissati *standard* di qualità per i casi di errata chiusura dell'utenza per morosità, per eventuali mancate letture del misuratore imputabili al gestore e per l'accessibilità allo sportello *online*[63]. Complessivamente, l'8,6% della popolazione italiana beneficia di almeno uno *standard* aggiuntivo di qualità.

FIG. 5.69 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.70 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

63 Dalla presente analisi sono stati esclusi alcuni standard di qualità tecnica già previsti dal DPCM 29 aprile 1999 quali quelli relativi alla durata dell'interruzione programmata, riportati erroneamente dai gestori quali indicatori aggiuntivi.

CAPITOLO 5

Avvio e cessazione del rapporto contrattuale

Nel presente paragrafo vengono descritti i risultati di un'analisi condotta sui livelli di rispetto degli *standard* previsti in tema di avvio e cessazione del rapporto contrattuale, qui suddivisi tra *standard* inerenti la preventivazione di lavori e allacci, *standard* inerenti le tempistiche massime per la loro successiva realizzazione e *standard* più propriamente afferenti al contratto di fornitura. L'analisi è effettuata aggregando i risultati ottenuti complessivamente da tutti i gestori del panel relativamente ai tempi di esecuzione delle prestazioni e offre un raffronto con i livelli raggiunti nell'anno 2017.

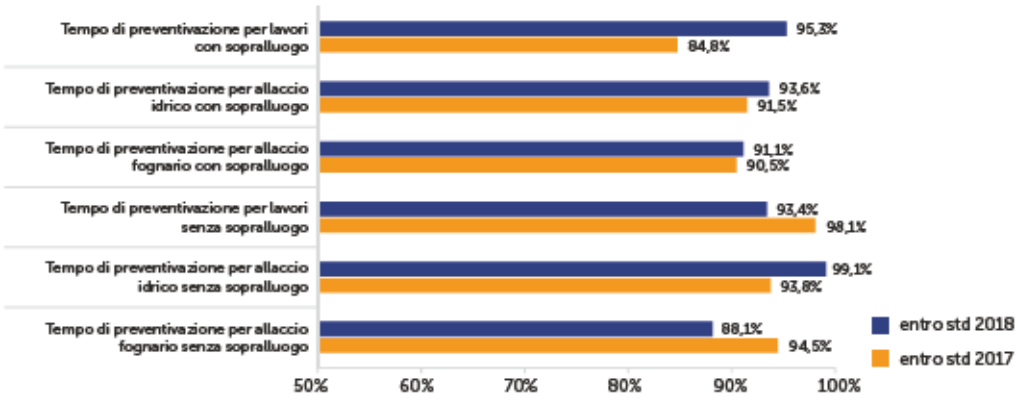
Con riferimento ai tempi di preventivazione, questi ultimi sono stati distinti dal RQSII tra allacciamento idrico e allacciamento fognario e ulteriormente distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Vengono considerati ai fini della presente disamina anche i livelli registrati per i tempi di preventivazione di lavori diversi dagli allacciamenti, parimenti distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Prima di descrivere i risultati dell'analisi, riportati nella figura 5.71, si ricorda che i livelli previsti dal RQSII sono:

- 10 giorni lavorativi per tutti i preventivi senza sopralluogo;
- 20 giorni lavorativi per tutti i preventivi con sopralluogo.

Tra il 2017 e il 2018 si rileva un generalizzato miglioramento dei livelli di rispetto degli *standard* per i preventivi con sopralluogo, in particolare per i preventivi di lavori (con un miglioramento in aggregato superiore al 10%), mentre con riferimento ai preventivi senza sopralluogo solo per gli allacci idrici si registra un miglioramento che permette a tale indicatore di superare il 99% di rispetto dello *standard*. Approfondendo le motivazioni legate al miglioramento dei citati indicatori, emerge che, in particolare, è migliorata la performance di alcune gestioni del Centro, che, avendo fissato uno *standard* migliorativo particolarmente sfidante (15 giorni in luogo di 20), hanno necessitato di un lasso di tempo maggiore per ottimizzare i processi di gestione di questo tipo di pratiche, raggiungendo nel 2018 più elevati livelli di rispetto dello *standard*. Tuttavia, come evidenziato nella tavola 5.18 precedente, per tali indicatori, a fronte di una diminuzione di prestazioni eseguite fuori *standard*, si registra un incremento di casi imputabili al gestore.

La fase di avvio del rapporto contrattuale prosegue con l'esecuzione degli allacci, che l'RQSII ha distinto tra allacciamento idrico e allacciamento fognario in considerazione della sostanziale diversità dell'intervento da effettuare, nonché sulla base della complessità del lavoro, individuandone due tipologie: il lavoro semplice e il lavoro complesso, definiti puntualmente dal medesimo

FIG. 5.71 *Preventivazione di lavori e allacci. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

64 Si ricorda che all'articolo 1 del RQSII il lavoro semplice viene definito come "la prestazione di lavoro che riguarda l'esecuzione a regola d'arte di nuovi allacciamenti idrici o fognari o operazioni di qualsiasi natura su allacciamenti esistenti (ad es. nuovi attacchi) o su misuratori esistenti (spostamento, cambio, etc.) che non implichi specifici interventi per adattare alla nuova situazione i parametri idraulici degli allacciamenti stessi o la realizzazione di lavori per i quali è necessario l'ottenimento di atti autorizzativi da parte di soggetti terzi o la necessità di interrompere la fornitura del servizio ad altri utenti"; il lavoro complesso viene in via residuale definito come "la prestazione di lavori, da eseguire su richiesta dell'utente finale, non riconducibile alla tipologia di lavoro semplice".

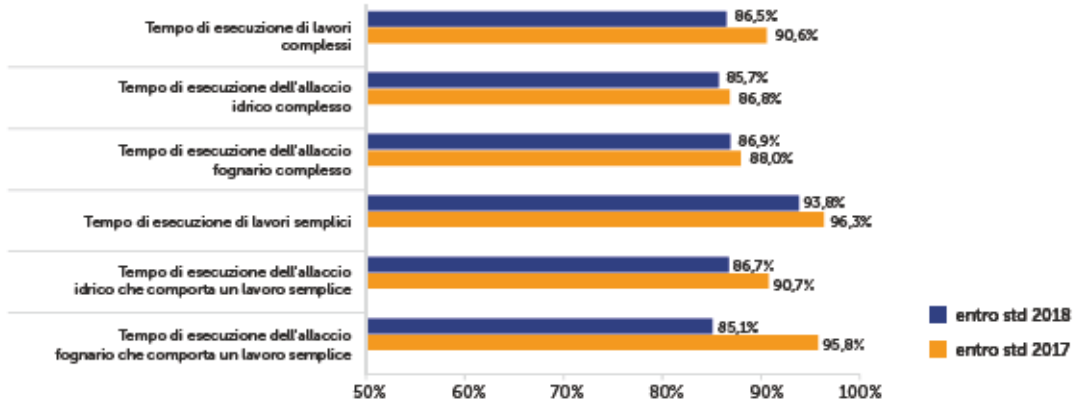
RQSII[64]. Come per la fase di preventivazione, vengono considerati ai fini della presente analisi anche i livelli registrati per i tempi di esecuzione di lavori diversi dagli allacciamenti, sulla base della necessità di effettuare un lavoro semplice o complesso. I livelli previsti dal RQSII per gli *standard* descritti con la figura 5.72, espressi in giorni lavorativi, sono:

- 10 giorni per l'esecuzione di lavori semplici, 15 giorni per gli allacci idrici semplici e 20 giorni per gli allacci fognari semplici (cui sono legati *standard* specifici);
- 30 giorni per tutti gli allacci e lavori complessi (cui sono legati *standard* generali – livello minimo di rispetto delle tempistiche pari al 90%).

In generale per tutti gli indicatori relativi all'esecuzione di lavori e allacci, a eccezione del tempo di esecuzione di lavori semplici, si registra nel 2018 un livello di rispetto dello *standard* di poco superiore all'85% e in diminuzione rispetto all'anno precedente. Dall'analisi dei dati emerge che i minori livelli effettivi garantiti all'utenza nel 2018 a livello aggregato sono dovuti principalmente alle *performance* di alcuni gestori del Sud e, in misura minore, del Nord-Ovest. Riprendendo i dati riportati nelle precedenti tavole 5.18 e 5.20, per tali indicatori si evidenzia tuttavia un decremento dell'incidenza dei casi imputabili al gestore sul totale delle prestazioni eseguite oltre lo *standard* garantito nella Carta dei servizi.

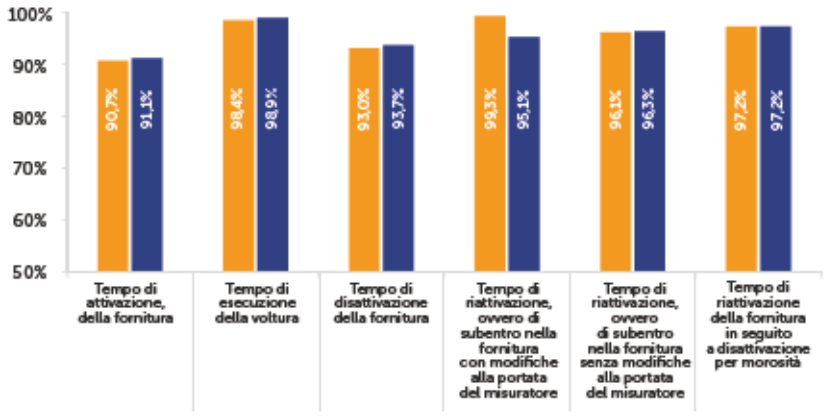
Concentrando ora l'attenzione sulle fasi di avvio effettivo del rapporto contrattuale e della successiva cessazione, nella figura 5.73 vengono descritti, con riferimento agli

FIG. 5.72 *Esecuzione di lavori e allacci. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.73 *Avvio e cessazione del rapporto contattuale. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

anni 2017 e 2018, i livelli di rispetto degli *standard* specifici relativi alle tempistiche massime previste nella Carta dei servizi che, come previsto dal RQSII, non possono essere superiori a:

- 5 giorni lavorativi per il tempo di attivazione della fornitura, per il tempo di esecuzione della voltura e per il tempo di riattivazione o subentro senza modifiche alla portata del misuratore;
- 10 giorni lavorativi per il tempo di riattivazione o subentro con modifiche alla portata del misuratore;
- 2 giorni feriali per il tempo di riattivazione in seguito a disattivazione per morosità;
- 7 giorni lavorativi per il tempo di disattivazione della fornitura.

L'avvio del rapporto contrattuale può perfezionarsi tramite l'attivazione di una nuova fornitura (in seguito all'esecuzione di un nuovo allacciamento), tramite il cambio di intestazione di un punto di consegna attivo (voltura) o mediante la riattivazione o il subentro di un punto di consegna esistente, ma in precedenza disattivato. Come evidenziato dalla figura 5.73, per gli *standard* relativi alla fase di avvio del rapporto contrattuale si registrano nel 2018 livelli di rispetto molto elevati (sempre superiori al 95%), fatta eccezione per il tempo di attivazione della fornitura che nel 2018 è avvenuta fuori *standard* nell'8,9% dei casi.

Il confronto con i livelli registrati nel 2017, già sufficientemente elevati, permette di evidenziare per il 2018 un marginale miglioramento dei livelli di rispetto degli *standard* afferenti all'avvio e alla chiusura del rapporto contrattuale, fatta eccezione per il tempo di riattivazione/subentro con modifiche alla portata del misuratore, che mostra una contrazione di circa il 4%.

Gestione del rapporto contrattuale - Standard relativi alla fatturazione

Con l'RQSII l'Autorità ha introdotto alcuni obblighi di servizio e standard di qualità volti a incrementare la regolarità degli importi mediamente fatturati e conseguentemente la consapevolezza dell'utenza circa gli stessi; in particolare sono stati introdotti i seguenti standard minimi:

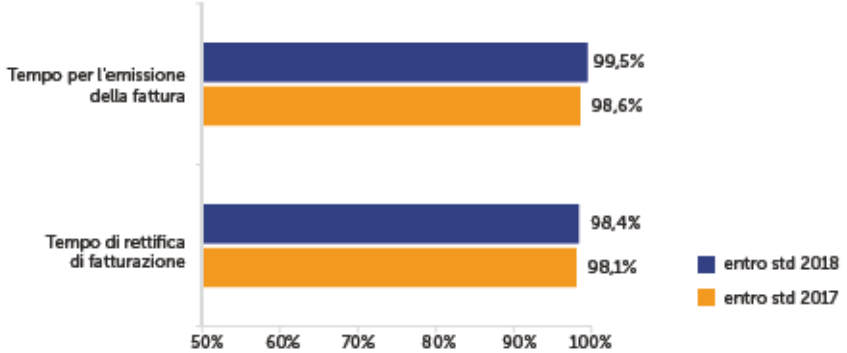
- periodicità minima di fatturazione (numero minimo di bollette nell'anno, proporzionato ai consumi medi);
- periodo di riferimento della fattura (coerente con la periodicità di fatturazione);
- tempo per l'emissione della fattura (tempo intercorrente tra la fine del periodo di riferimento e il giorno di emissione).

Incrementando la frequenza (Periodicità) al crescere dei consumi, infatti, e assicurando la regolarità del periodo di riferimento e la vicinanza dello stesso (Tempo per l'emissione) al momento in cui l'utente riceve la bolletta si favorisce una più agevole gestione delle somme dovute e si contribuisce a contenere il rischio di morosità.

L'Autorità ha inoltre fissato due *standard* relativi alla rettifica di fatturazione, volti a garantire chiarezza e tempestività nei casi in cui l'utente riscontri errori negli importi addebitati: 30 giorni per inviare una comunicazione scritta all'utente nella quale dettagliare gli esiti delle verifiche effettuate e 60 giorni per provvedere al riaccredito delle somme non dovute. In questo paragrafo viene analizzato il tempo per la rettifica, mentre il tempo per l'invio della risposta alla richiesta di rettifica viene trattato nel successivo paragrafo dedicato, per l'appunto, alle risposte scritte alle richieste dell'utente.

Nella figura 5.74 viene descritto il livello di rispetto degli

FIG. 5.74 *Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione, 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

indicatori del tempo per l'emissione della fattura (da emettere entro il quarantacinquesimo giorno successivo al termine del periodo di riferimento della fattura) e del tempo per la rettifica di fatturazione.

Per entrambi gli indicatori si conferma l'elevato livello di rispetto dello *standard* garantito all'utenza già nel 2017, con ulteriori miglioramenti; per il tempo per l'emissione della fattura, in particolare, si registra un miglioramento che permette di raggiungere quasi il 100% di rispetto dello *standard*.

Di particolare interesse risulta l'andamento dell'indicatore della periodicità di fatturazione, che l'Autorità ha differenziato per fasce di consumo medio annuo, prevedendo una periodicità minima:

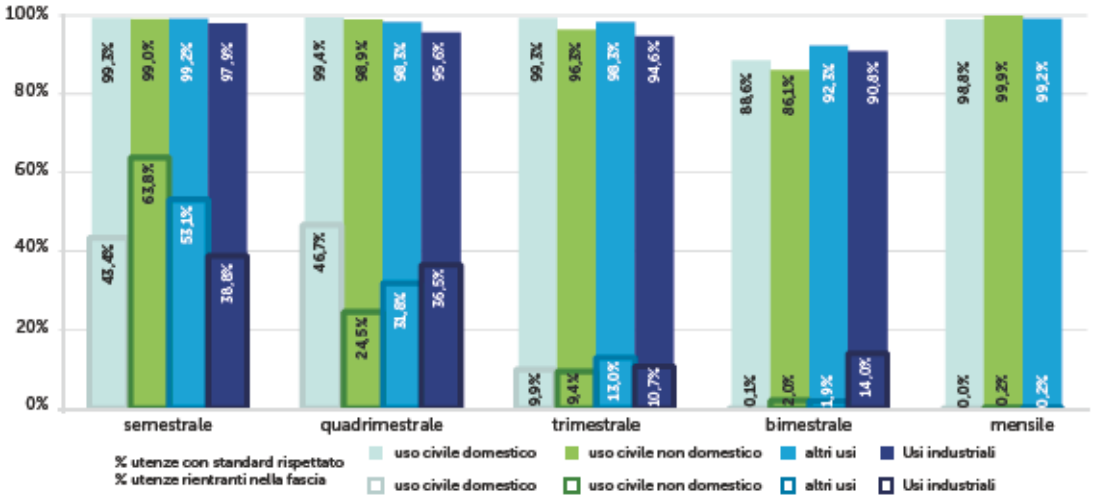
- semestrale per consumi medi fino a 100 m³/anno;
- quadrimestrale per consumi medi compresi tra 101 e 1000 m³/anno;
- trimestrale per consumi medi compresi tra 1001 e 3000 m³/anno;
- bimestrale per consumi medi superiori a 3000 m³/anno.

I livelli di rispetto dello *standard* associato all'indicatore della periodicità di fatturazione sono presentati nella figura 5.75 in modo differenziato per tipologia d'uso. In ciascun istogramma, riferito al livello di rispetto per una data periodicità garantita e una data tipologia d'uso, viene rappresentata anche la quota di utenze che, sulla base dei consumi medi, ha diritto alla medesima periodicità minima di fatturazione. Si precisa, inoltre, che nella medesima figura viene rappresentato anche il livello di rispetto della periodicità mensile, che un gestore del Centro e un gestore delle Isole prevedono quale standard migliorativo per i consumi medi superiori a 3000 m³/anno.

Per tutte le tipologie di utenza si evidenzia un elevato rispetto dello *standard* (in molti casi superiore al 99%) in corrispondenza di tutte le frequenze di fatturazione, a eccezione di quella bimestrale che mostra livelli più contenuti per ciascuna tipologia di utenza. L'analisi dei dati permette inoltre di osservare l'evoluzione dell'andamento dello *standard* rispetto all'anno precedente (per il cui dettaglio si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno) quando si evidenziava un andamento decrescente dei livelli di rispetto dello *standard* al crescere della periodicità di fatturazione garantita.

Gli usi civili domestici fanno registrare i livelli di rispetto dello *standard* più elevati (almeno 99,3%) per le frequenze di fatturazione semestrale, quadrimestrale e trimestrale, ma anche i livelli più contenuti per la fascia bimestrale (circa 88,6%, migliore solo rispetto all'uso civile non domestico), nella quale però rientra solo lo 0,1% di tali utenze; il 90% delle utenze civili domestiche, infatti, ha diritto a una periodicità minima semestrale o quadrimestrale (rispettivamente 43,4% e 46,7%%) che viene rispettata nella quasi totalità dei casi.

FIG. 5.75 *Periodicità di fatturazione. Rispetto degli standard nel 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

CAPITOLO 5

Gestione del rapporto contrattuale: appuntamenti, misuratori e pronto intervento

Nel corso del rapporto contrattuale, l'utente può avere la necessità di fissare un appuntamento con il gestore per effettuare verifiche sugli impianti, per esempio sul misuratore, o ricevere preventivi per eventuali lavori. L'Autorità ha individuato con l'RQSII tre differenti indicatori relativi agli appuntamenti, cui sono legati i seguenti livelli minimi di qualità:

- tempo massimo per l'appuntamento concordato pari a 7 giorni lavorativi (da rispettare in almeno il 90% dei casi);
- preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato non inferiore a 24 ore (da rispettare in almeno il 95% dei casi);
- fascia di puntualità per gli appuntamenti, non superiore a 3 ore.

I livelli di rispetto degli *standard* associati a tali indicatori, registrati nel 2017 e nel 2018, vengono riportati nella figura 5.76, dalla quale emerge che la fascia di puntualità per gli appuntamenti mostra livelli di rispetto dello *standard* elevati, pari a circa il 98%, incrementando tra l'altro il livello registrato nel 2017 (95,7%). Anche per il tempo massimo per l'appuntamento concordato si osserva un incremento, seppur lieve, dei livelli di rispetto (passando dal 92,2% al 93,2%). Per contro, si registrano livelli non soddisfacenti per il preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato: 87,3%, ciò comporta che nell'12,7% dei casi sia stato comunicato nelle ultime 24 ore antecedenti l'appuntamento (contro il 5% massimo previsto dallo *standard* generale, oltre il quale lo stesso è considerato non rispettato). Inoltre, per tale indicatore, si registra un lieve peggioramento rispetto al 2017, quando il preavviso all'utenza era stato comunicato nelle ultime 24 ore nell'11,2% dei casi.

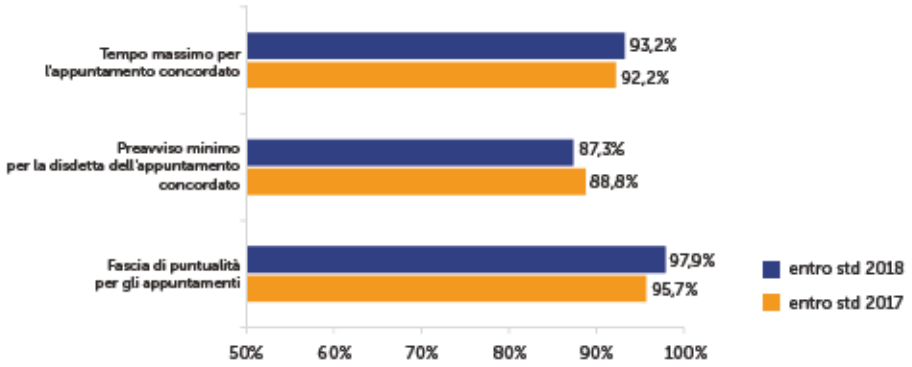
Ponendo l'attenzione sulle problematiche tecniche che possono verificarsi in relazione a livelli di pressione insufficienti o a malfunzionamenti del misuratore, l'RQSII ha previsto livelli minimi che i gestori devono garantire all'utenza sia per le tempistiche di intervento, sia per le tempistiche di comunicazione dell'esito dell'intervento, e precisamente:

- 10 giorni lavorativi per intervenire in caso di richiesta di verifica del misuratore o del livello di pressione;
- 10 giorni lavorativi per comunicare l'esito delle suddette verifiche (30 in caso di verifica del misuratore in laboratorio);
- 10 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore non funzionante.

In relazione a tali indicatori, come evidenziato nella figura 5.77, si registra un incremento della *performance* in termini di rispetto degli *standard* garantiti tra il 2017 e il 2018 per il tempo di intervento per la verifica del misuratore e per il tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco, che nel 2018 raggiungono rispettivamente il 92,5% e il 95,2%. Per contro emerge un marcato peggioramento per la comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio, la cui quota di rispetto dello *standard* passa da un già poco soddisfacente 81,8% del 2017 al 74,2% del 2018 (tornando di fatto al livello osservato nel secondo semestre 2016, per il quale si rimanda alla *Relazione annuale* 2017).

Con riferimento alle verifiche del livello di pressione, invece, si evidenzia una lieve flessione della quota di rispetto degli *standard* previsti, che permette comunque di ritenere

FIG. 5.76 *Appuntamenti. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

soddisfacente il dato medio nazionale.

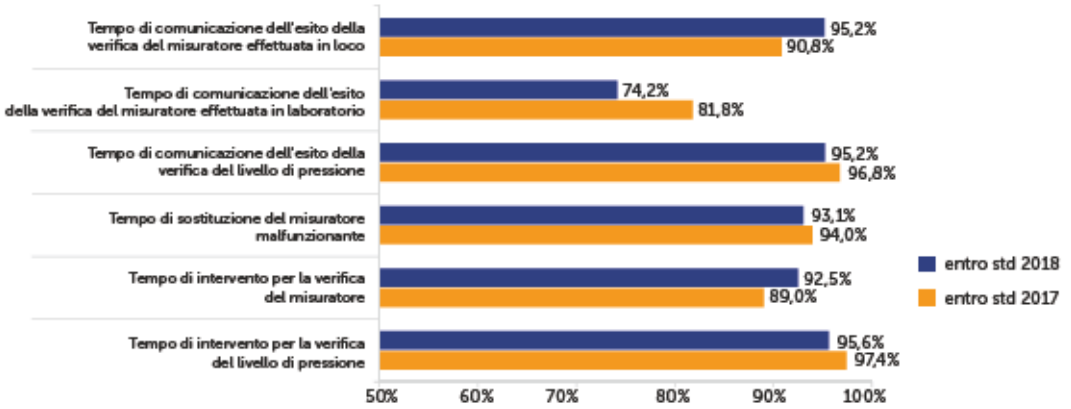
Con l'RQSII sono stati inoltre previsti due standard generali riferiti al servizio di pronto intervento e, in particolare:

- tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento in caso di pericolo[65] (3 ore per almeno il 90% dei casi);
- tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (120 secondi per almeno il 90% delle chiamate).

Nella seguente figura 5.78 vengono descritti i livelli raggiunti nel 2018 dai citati standard, rapportando gli stessi con il dato relativo al 2017.

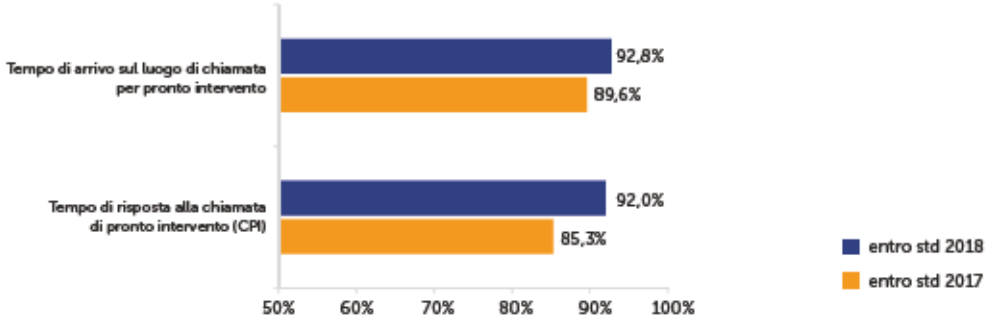
La rappresentazione grafica rende ulteriormente evidente quanto in precedenza riportato alla tavola 5.20, ovvero una maggiore attenzione da parte dei gestori a tale servizio, essenziale per la sicurezza e la continuità della fornitura. In particolare, risulta notevolmente ridotta (da circa il 15% all'8%) la quota di chiamate al pronto intervento che ha ricevuto risposta da parte dell'operatore oltre il centoventesimo secondo previsto dallo *standard* fissato dall'Autorità.

FIG. 5.77 *Misuratori e livello di pressione. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.78 *Pronto intervento. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

65 Come previsto dall'articolo 33 del RQSII, lo standard sul tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento trova applicazione solo per le seguenti casistiche: *a)* fuoriuscita di acqua copiose, ovvero anche lievi con pericolo di gelo; *b)* alterazione delle caratteristiche di potabilità dell'acqua distribuita; *c)* guasto o occlusione di condotta o canalizzazione fognaria; *d)* avvio di interventi di pulizia a spurgo a seguito di esondazioni o rigurgiti. Per gli altri casi non di pericolo, molte Carta dei servizi prevedono tempistiche garantite ma meno stringenti.

CAPITOLO 5

Punti di contatto: Sportello fisico e Sportello telefonico

Un elemento essenziale del buon andamento del rapporto contrattuale è rappresentato dalla facilità con cui l'utente riesce a mettersi il contatto con il gestore. Al fine di favorire la comunicazione tra le parti, l'Autorità ha previsto con l'RQSII precisi obblighi relativamente alla diffusione minima e agli orari di apertura degli sportelli fisici e del *call center* nonché appositi *standard* di qualità per i tempi di attesa. In particolare, con riferimento agli sportelli fisici sono stati previsti i seguenti *standard* di tipo generale i cui livelli raggiunti nel 2017 e nel 2018 vengono riportati nella figura 5.79:

- tempo medio di attesa, pari a 20 minuti;
- tempo massimo di attesa, pari a 60 minuti (nel 95% dei casi).

Per entrambi gli *standard* si osserva un consistente miglioramento nel periodo di tempo considerato dei livelli effettivi, che risultavano comunque elevati anche nel 2017. Il tempo medio di attesa si riduce infatti di circa due minuti (passando dai 12,26 del 2017 ai 10,19 del 2018), mentre si rileva che poco più del 1,5% degli utenti è stato accolto allo sportello dopo aver atteso oltre sessanta minuti. L'analisi dei dati suggerisce che il miglioramento dei livelli di questi due *standard* sia legato principalmente all'ottimizzazione della gestione degli sportelli, dato che il numero di accessi (prestazioni eseguite dichiarate dai gestori medesimi) risulta pressoché stabile tra i due anni.

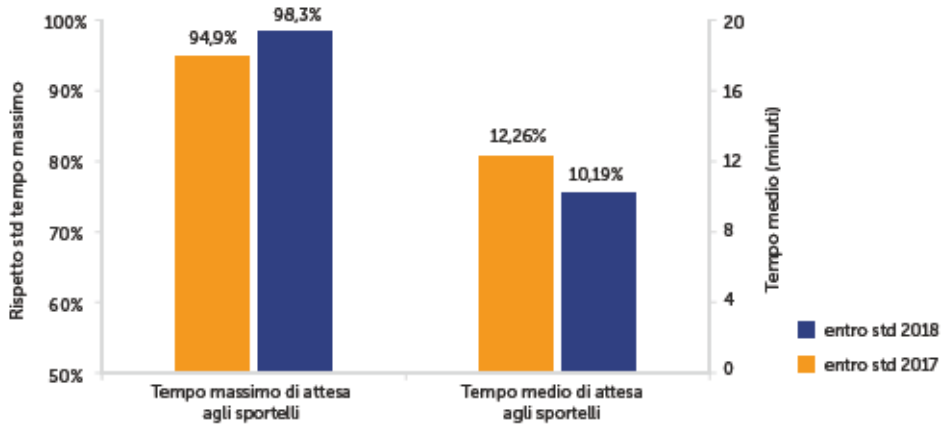
Con l'RQSII sono stati introdotti precisi obblighi riguardanti il servizio telefonico di assistenza all'utenza, prevedendo che questo sia organizzato come *call center* in grado di registrare le *performance* relative ai tre *standard* di qualità contrattuale previsti:

- accessibilità al servizio telefonico (AS), pari al rapporto tra il tempo in cui almeno una linea è libera e il tempo complessivo di apertura del call center con operatore. L'indicatore AS deve essere pari o superiore al 90%;
- tempo medio di attesa (TMA), pari al tempo intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata con risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore. L'indicatore TMA deve essere al massimo pari a 240 secondi;
- livello del servizio telefonico (LS), pari al rapporto tra il numero di chiamate degli utenti che hanno parlato con un operatore e il numero di chiamate degli utenti che hanno richiesto di parlare con operatore o che sono state reindirizzate dai sistemi automatici a un operatore. L'indicatore LS deve essere pari o superiore all'80%.

Ciascuno dei tre *standard* è verificato mensilmente e si considera rispettato se la verifica è superata per almeno 10 mesi su 12.

Nella figura 5.80 vengono riportati gli esiti dell'analisi relativa ai livelli di rispetto degli *standard* dei servizi telefonici nel 2018, effettuata per singola area geografica. In particolare, viene riportata con istogrammi più larghi la percentuale di popolazione servita dai gestori del panel che hanno rispettato lo *standard* e, con istogrammi più sottili, la percentuale di gestioni che hanno rispettato lo *standard*.

FIG. 5.79 *Tempi di attesa agli sportelli. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

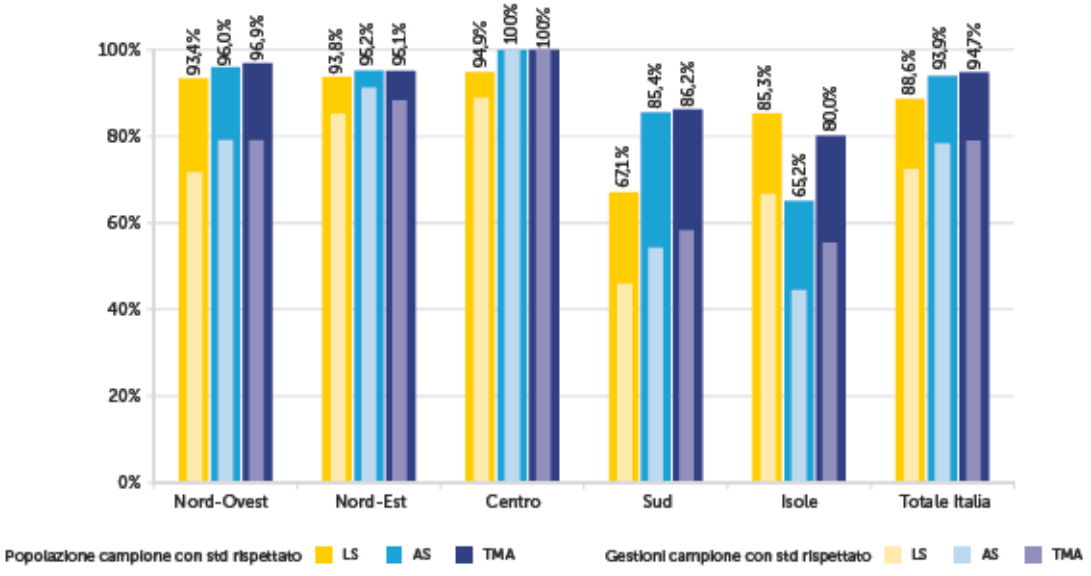
La suddetta analisi permette di evidenziare quanto segue:

- la percentuale di gestioni del campione è stabilmente inferiore rispetto alla quota di popolazione del campione, evidenziando che le gestioni che mostrano *performance* migliori sono quelle di più grandi dimensioni, verosimilmente attrezzate con *call center* migliori; fa eccezione il dato del Centro per gli indicatori relativi all'accessibilità al servizio telefonico e al tempo medio di attesa, in relazione ai quali si ha perfetta coincidenza tra i due dati (tra l'altro pari al 100%);
- lo *standard* più difficile da rispettare risulta essere quello legato al livello del servizio telefonico, dato che in media l'88,5% circa della popolazione del panel è servita da un gestore che riesce a rispettarlo; per contro gli altri due indicatori considerati risultano rispettati per quasi il 95% della popolazione del panel;
- con riferimento alla distribuzione geografica, nelle aree del Nord e soprattutto al Centro si registrano i livelli più elevati, con il 100% delle gestioni del Centro che rispettano lo *standard* previsto per gli indicatori riguardanti l'accessibilità al servizio telefonico e al tempo medio di attesa; per contro i gestori del Sud e in particolare delle Isole, seppur in miglioramento rispetto all'anno 2017, mostrano i livelli di rispetto degli *standard* meno soddisfacenti, facendo registrare i livelli più bassi rispettivamente in relazione al livello del servizio telefonico (67,1% al Sud) e all'accessibilità al servizio (65,2% nelle Isole) e arrivando al massimo a circa l'85% in termini di popolazione del campione;
- il raffronto con i risultati raggiunti nel 2017 – per i quali si rimanda alla *Relazione Annuale* 2018 – mostra un sostanziale incremento dei livelli effettivi erogati all'utenza per tutti gli indicatori considerati, evidenziando un graduale miglioramento del servizio che molti gestori hanno dovuto riorganizzare in seguito agli obblighi introdotti dall'Autorità; in particolare spicca il dato registrato in relazione all'indicatore del livello del servizio telefonico, che in aggregato passa dal 75,6% del 2017 all'88,6% del 2018 in termini di popolazione del campione con *standard* rispettato.

Risposte alle richieste scritte

In relazione alle risposte alle richieste scritte dell'utenza, l'Autorità ha previsto con l'RQSII due *standard* specifici pari a 30 giorni per le risposte ai reclami e alle richieste scritte di informazioni (confermando le tempistiche previste dal DPCM 29 aprile 1999) e ha introdotto uno *standard* generale per il tempo di risposta alla richiesta di rettifica di fatturazione, da inviare all'utenza entro 30 giorni in almeno il 90% dei casi.

FIG. 5.80 *Call center. Rispetto degli standard nel 2018*



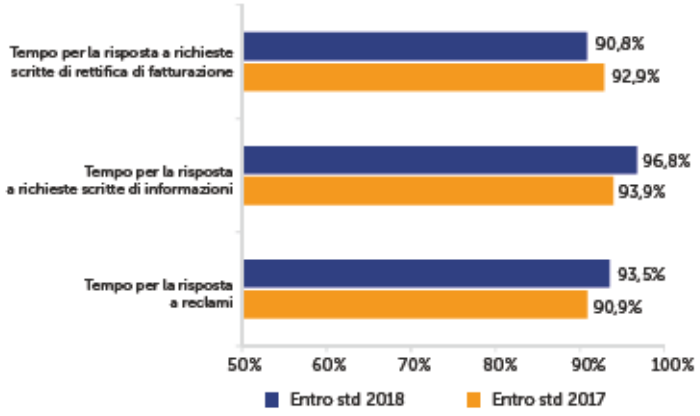
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

Con la successiva figura 5.81, nella quale vengono riportati i dati registrati complessivamente per i tre *standard* considerati nel 2017 e nel 2018, è possibile osservare che sia i tempi di risposta ai reclami che quelli di risposta alle richieste di informazioni sono migliorati di circa il 3% nel periodo considerato, arrivando rispettivamente nel 2018 al 93,5% e al 96,8%. Solo il tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione mostra una contrazione, passando da circa il 93% nel 2017 a circa il 91% nel 2018.

Risulta utile quindi approfondire l'analisi ricercando le motivazioni di tali variazioni nella disaggregazione per area geografica dei livelli di rispetto dei singoli indicatori.

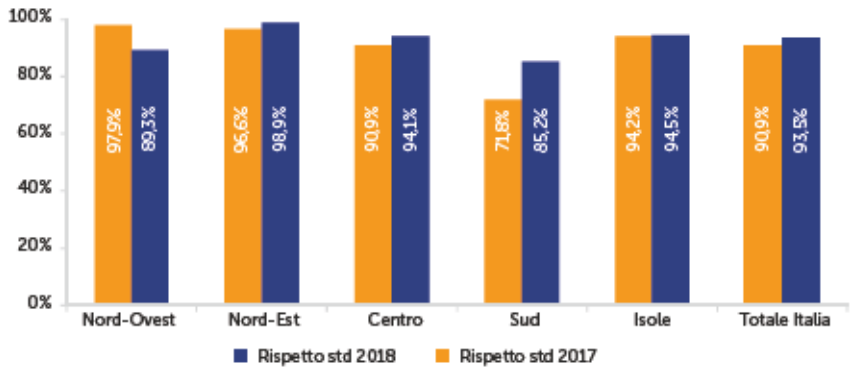
Con riferimento al tempo di risposta ai reclami (figura 5.82) emerge che, in un quadro piuttosto differenziato, il Sud si distingue per un miglioramento della *performance* molto accentuato, passando dal 71,8% del 2017 all'85,2% nel 2018; tale incremento, aggregato a quello del Centro e del Nord-Est (più contenuto e rispettivamente del 3,2% e del 2,3%), permette di controbilanciare la forte contrazione del Nord-Ovest (9% circa) e spingere il dato medio nazionale al livello evidenziato in precedenza.

FIG. 5.81 *Risposte scritte. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.82 *Risposta ai reclami per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*

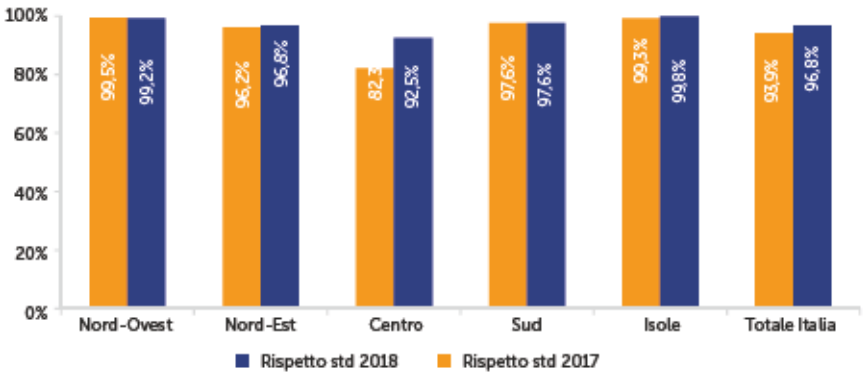


Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

Con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni (figura 5.83), emerge invece un quadro molto omogeneo tra le diverse aree geografiche e stabile nel biennio considerato. Solo il Centro mostra livelli più contenuti, ma in netto miglioramento tra i due anni (+10% circa); a tale miglioramento è dunque dovuto l'incremento medio nazionale[66].

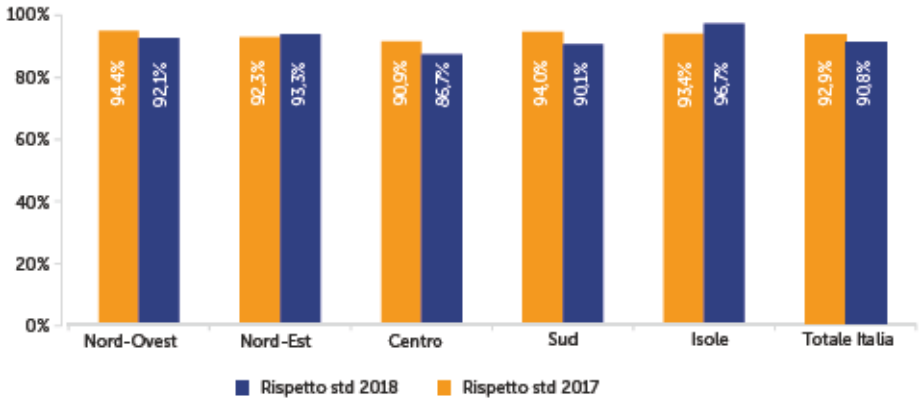
Con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione (figura 5.84), si osservano, come per i reclami, livelli differenziati tra le diverse aree del Paese, con miglioramenti per alcune e decrementi per altre; questi ultimi, più consistenti per le gestioni del Centro e del Sud (circa 4%) non sono adeguatamente compensati dai primi e determinano la contrazione media nazionale evidenziata in precedenza.

FIG. 5.83 *Risposta a richieste scritte di informazioni per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.84 *Risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area. Rispetto degli standard nel 2017 e 2018*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

66 Si rammenta che tale standard è stato migliorato da gran parte delle gestioni del Centro per cui il minor livello di rispetto è legato alla definizione di un livello migliorativo sfidante.

CAPITOLO 5

Infine, risulta utile approfondire ulteriormente l'analisi dei dati con riferimento ai tempi medi di risposta ai reclami, cui i gestori devono porre particolare attenzione al fine di rendersi effettivamente disponibili in una fase in cui l'utente evidenzia un disservizio o comunque un evento che può incidere sul buon andamento del rapporto contrattuale. Nelle successive figure 5.85 e 5.86 vengono quindi riportati i tempi medi rilevati dai gestori del panel, aggregando gli stessi prima per area e poi per tipologia di utenza.

Con riferimento alla differenziazione per area, a fronte di un dato medio nazionale pari a circa 16 giorni, emerge che i gestori del Sud offrono una risposta all'utenza con tempistiche medie di poco inferiori al livello massimo fissato dall'Autorità (circa 28 giorni contro i 30 massimi consentiti) mentre quelle del Nord-Est riescono a rispondere in media in 13 giorni.

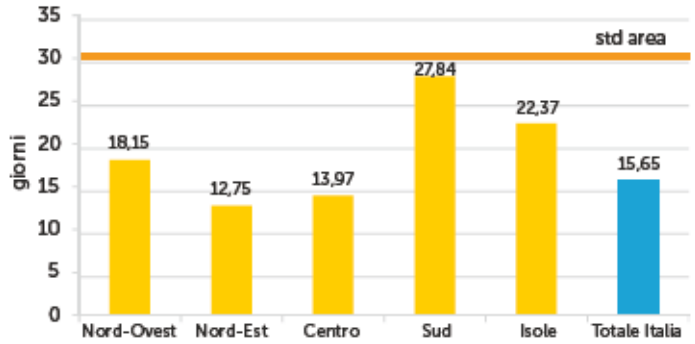
Non si evidenzia, per contro, una marcata differenziazione per tipologia d'uso. A livello medio nazionale, infatti, tutte le tipologie fanno registrare tempistiche molto vicine alla media.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

L'introduzione di *standard* minimi di qualità contrattuale omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza ha comportato rilevanti modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti autonomamente, in coerenza con lo schema previsto dal DPCM 29 aprile 1999.

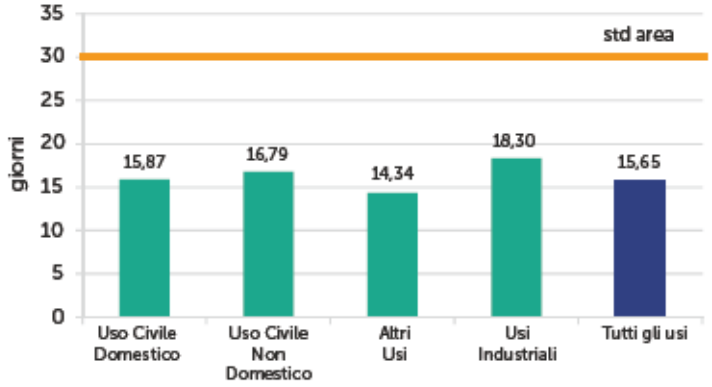
In considerazione dei differenti livelli di partenza degli

FIG. 5.85 *Tempi medi di risposta ai reclami nel 2018 per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

FIG. 5.86 *Tempi medi di risposta ai reclami nel 2018 per tipologia di utenza*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

operatori e delle necessarie modifiche organizzative e gestionali, al fine di garantire l'applicazione del RQSII, l'Autorità ha previsto, con l'MTI–2, il riconoscimento di costi aggiuntivi $Opex_{QC}$[67] - connessi all'adeguamento agli *standard* di qualità del servizio previsti dalla delibera 655/2015/R/idr laddove le previgenti Carte del servizio prevedessero livelli inferiori - e, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, il riconoscimento di premi per il raggiungimento di *standard* ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. Ad oggi l'Autorità ha accolto istanze per il riconoscimento dei menzionati premi per tre gestori.

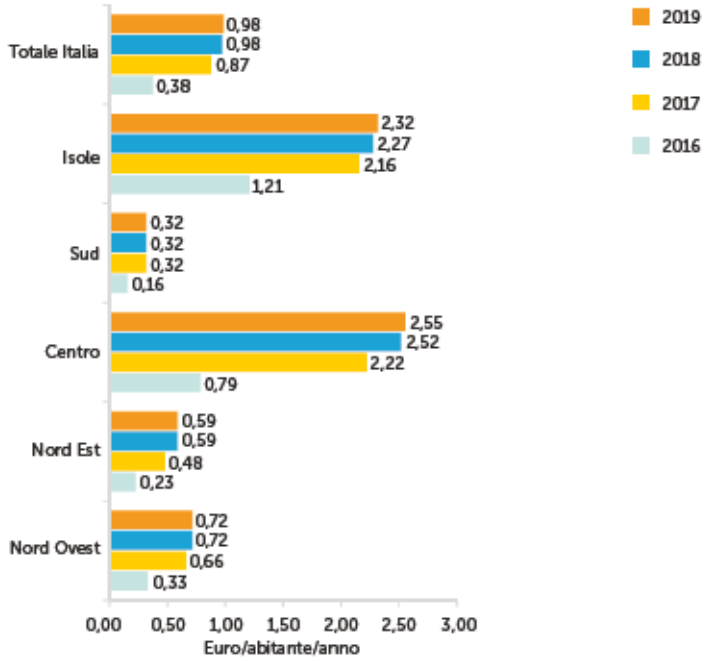
Con l'aggiornamento del MTI-2 per il biennio 2018-2019[68], l'Autorità ha poi previsto che gli enti di governo dell'ambito competenti debbano provvedere al recupero a vantaggio dell'utenza degli $Opex_{QC}$ del biennio 2016-2017 qualora a consuntivo gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori risultino inferiori a quelli individuati in sede di prima determinazione tariffaria.

Nel presente paragrafo viene quindi analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento all'intero periodo regolatorio 2016-2019[68], considerando anche la rideterminazione degli importi di $Opex_{QC}$ intervenuta in occasione dell'aggiornamento tariffario biennale e conseguente alla rettifica, a favore dell'utenza, operata (in sede di determinazione delle componenti a conguaglio) a seguito della rendicontazione a consuntivo prodotta dai soggetti competenti per il biennio 2016-2017, ovvero alla revisione a ribasso delle spese future, elaborata dagli EGA rispetto alla precedente proposta tariffaria.

Come evidenziato nella figura 5.87, che riporta la distribuzione per area geografica dei costi riconosciuti ai gestori per l'adeguamento agli *standard* di qualità, la media nazionale degli stessi è di poco inferiore a 1 euro/anno per abitante, risultando pertanto abbastanza contenuta.

Si evince inoltre che i maggiori oneri vengono sostenuti

FIG. 5.87 *$Opex_{QC}$ approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite per area geografica*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

67 La componente tariffaria $Opex_{QC}$ è stata prevista dalla delibera 664/2015/R/idr a copertura dei costi operativi necessari per l'adeguamento agli standard minimi di qualità previsti dal RQSII e non già ricompresi nella Carta del servizi del singolo gestore.

68 Delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr.

dagli abitanti del Centro (circa 2,5 euro anno per abitante), seguiti da quelli delle Isole (circa 2,2 euro anno per abitante). Risultano invece più contenuti i costi sostenuti dagli abitanti del Nord (pari a circa 0,7 euro/abitante nel Nord-Ovest, e a circa 0,6 euro/abitante per il Nord-Est), dove tra l'altro 15 gestioni hanno offerto *standard* migliorativi all'utenza, e molto contenuti quelli sostenuti dagli abitanti del Sud (circa 0,3 euro/abitante).

Dall'analisi dei dati riportati nella tavola 5.21 emerge che alla data del 30 maggio 2019[69] l'Autorità ha approvato il riconoscimento di $Opex_{QC}$ a 40 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 44,1 milioni di euro per l'intero quadriennio 2016-2019, a fronte di un importo inizialmente quantificato dai soggetti competenti di circa 58,9 milioni di euro. La differenza, pari a circa 14,8 milioni di euro è in parte dovuta alla rideterminazione degli importi operata dall'Autorità in seguito alle risultanze della fase istruttoria di approvazione degli aggiornamenti tariffari (per circa 7,2 milioni di euro) e in parte alle verifiche operate dagli enti d'ambito a consuntivo sugli importi inizialmente ammessi per il biennio 2016-2017 (circa 4,5 milioni relativi a 21 gestioni), sulla base delle quali in alcuni casi gli enti medesimi hanno rivisto al ribasso anche gli importi approvati per il biennio 2018-2019 (circa 3 milioni). La maggior parte delle gestioni è concentrata nelle aree del Nord (28 gestioni con $Opex_{QC}$ approvati a fronte di 30 gestioni richiedenti) per un ammontare complessivo di circa 13 milioni di euro; al Centro, invece, si rileva l'ammontare più elevato di $Opex_{QC}$ approvati, pari a circa 21,5 milioni di euro.

TAV. 5.21 *$Opex_{QC}$ richiesti e OpexQC approvati per il quadriennio 2016-2019*

AREA	GESTIONI CON $Opex_{QC}$ RICHIESTI (N.)	GESTIONI CON $OpeX_{QC}$ APPROVATI (N.)	AMMONTARE $Opex_{QC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO (€)	AMMONTARE $Opex_{QC}$ APPROVATO DA ARERA PER IL QUADRIENNIO (€)	AMMONTARE $OpeX_{QC}$ NON APPROVATO O DETRATTO A CONSUNTIVO PER IL QUADRIENNIO (€)
Nord Ovest	14	13(A)	9.049.997	5.948.235	-3.101.762
Nord Est	16(B)	15	13.098.721	6.875.818	-6.222.902
Centro	11	8	26.957.219	21.450.216	-5.507.002
Sud	2	2	4.776.424	4.776.424	-
Isole	2	2	5.038.557	5.038.557	-
TOTALE ITALIA	45	40	58.920.917	44.089.251	-14.831.666

(A) Rispetto alla *Relazione Annuale* 2018, per una gestione del Nord-Ovest con $Opex_{QC}$ approvati ai sensi del MTI-2, gli importi sono stati successivamente azzerati a consuntivo dall'EGA, risultando di fatto non approvata
(B) Rispetto alla *Relazione Annuale* 2018, vi è stata l'aggregazione di due gestioni del Nord-Est richiedenti $Opex_{QC}$.

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori.

69 Rispetto alle risultanze dell'analisi svolta in occasione della *Relazione Annuale* 2018, sono state approvate ulteriori predisposizioni tariffarie recanti istanze di $Opex_{QC}$ per 2 gestioni localizzate nelle aree del Centro, una delle quali è risultata non ammissibile.

Capitolo 6

STRUTTURA, TARIFFE E QUALITÀ AMBIENTALE NEL CICLO DEI RIFIUTI URBANI E ASSIMILATI

CAPITOLO 6

Modello di governo nel settore dei rifiuti

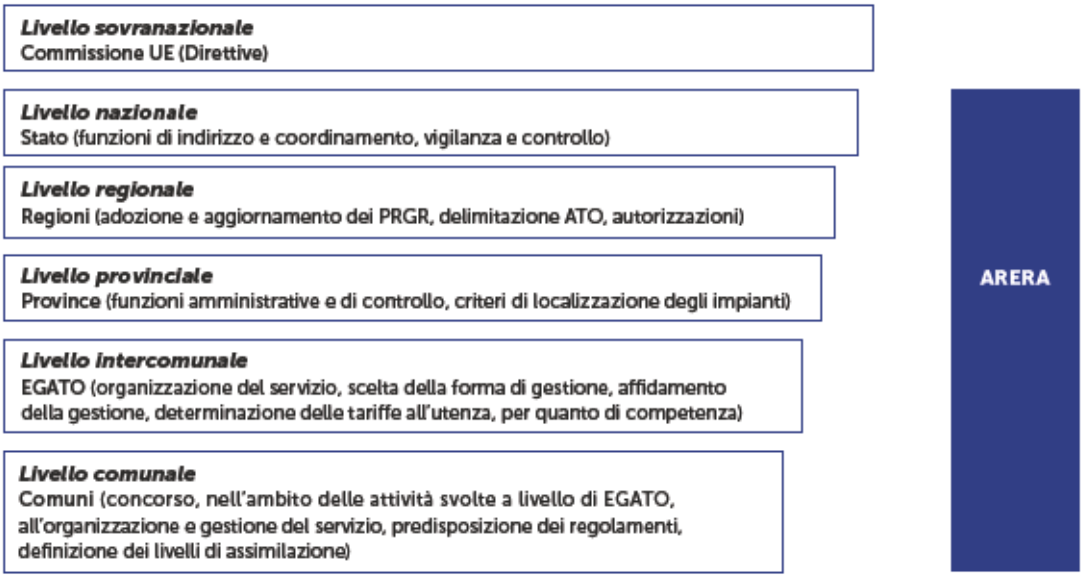
Il modello di governo nel settore dei rifiuti è caratterizzato da un'articolazione su più livelli: *statale*, *regionale* e *locale*, e al di sopra di questi, quello *sovranazionale*. Si tratta di un sistema multilivello che implica frequenti interrelazioni tra i diversi livelli di governo.

Il punto di partenza dell'analisi della *governance* è il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che dedica un intero capo della parte IV alla definizione delle competenze statali, regionali, provinciali e comunali nell'attività di gestione dei rifiuti urbani (figura. 6.1) e, più nello specifico, assegna allo Stato le funzioni di indirizzo e di coordinamento, alle Regioni quelle di pianificazione (Piani regionali di gestione dei Rifiuti – PRGR) e di controllo, alle Province il controllo di esercizio, ai Comuni la regolamentazione operativa attraverso l'approvazione del regolamento comunale per la gestione dei rifiuti. Il citato decreto legislativo prevede altresì un livello intercomunale, in cui operano gli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGATO), che provvedono all'organizzazione dei servizi, alla scelta della modalità di gestione, alla determinazione delle tariffe, all'affidamento della gestione, alla stipula del Contratto di servizio e alla relativa gestione e controllo.

L'attribuzione dei poteri di regolazione ed *enforcement* all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) da parte del Legislatore nazionale con la legge 27 dicembre 2017, n. 205, si inserisce in tale assetto composito di *governance*, con l'obiettivo primario di *"migliorare il sistema di regolazione del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati"*.

Si riporta nel seguito (tavola 6.1) la sintesi di alcune delle principali funzioni e attribuzioni assegnate dalla normativa nazionale alle istituzioni competenti nel settore dei rifiuti urbani, cui andrebbero aggiunti i compiti e le funzioni previsti da ulteriori leggi dello Stato e quelli (di complessa individuazione e classificazione) previsti, a titolo esemplificativo e non esaustivo, nelle leggi regionali, negli atti approvati dai competenti organi degli enti locali, nelle delibere emanate dagli EGATO. Da tale pur sintetica ricostruzione emerge chiaramente l'esigenza di un riordino organico della legislazione in materia previgente la legge n. 205/17, al fine di tener conto adeguatamente ed esplicitamente delle funzioni regolatorie attribuite all'Autorità dalla medesima legge.

FIG. 6.1 *La governance del settore*



Fonte: ARERA.

TAV. 6.1 *Ripartizione delle competenze ai sensi della normativa vigente*

SOGGETTO COMPETENTE	NORMA DI RIFERIMENTO	FUNZIONI
Stato	Art. 195 del decreto legislativo n. 152/06	- Definizione dei criteri generali e delle metodologie per la gestione integrata dei rifiuti, per la redazione dei piani di settore e per l'organizzazione e attuazione della raccolta differenziata dei rifiuti urbani. - Determinazione delle linee guida sui contenuti minimi delle autorizzazioni e per le attività di recupero energetico. - Adozione di un piano nazionale di comunicazione e conoscenza ambientale. - Individuazione, nel rispetto delle attribuzioni costituzionali delle Regioni, degli impianti di recupero e di smaltimento di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese. - Individuazione di obiettivi di qualità dei servizi di gestione dei rifiuti. - Determinazione di criteri generali, differenziati per i rifiuti urbani e per i rifiuti speciali, ai fini dell'elaborazione dei Piani regionali, con particolare riferimento alla determinazione, d'intesa con la Conferenza Unificata, delle linee guida degli Ambiti territoriali ottimali e per il coordinamento dei piani regionali stessi. - Indicazione dei criteri e delle modalità di adozione, secondo principi di unitarietà, compiutezza e coordinamento, delle norme tecniche per la gestione dei rifiuti. - Determinazione dei criteri qualitativi e quali-quantitativi per l'assimilazione, ai fini della raccolta e dello smaltimento dei rifiuti speciali e dei rifiuti urbani. - Determinazione dei requisiti e delle capacità tecniche e finanziarie per l'esercizio delle attività di gestione dei rifiuti, ivi compresi i criteri generali per la determinazione delle garanzie finanziarie in favore delle Regioni.
Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)	Art.1, comma 527, lett. *a)-n)* della legge n. 205/17.	- Emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, la valutazione dei costi delle singole prestazioni, anche ai fini della corretta disaggregazione per funzioni, area geografica e categorie di utenze, e definizione di indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi. - Definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori e le associazioni dei consumatori, nonché vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi. - Diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza. - Tutela dei diritti degli utenti, anche tramite la valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dagli utenti e dai consumatori, singoli o associati. - Definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'articolo 203 del decreto legislativo n. 152/06. - Predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio "chi inquina paga". - Fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento. - Approvazione delle tariffe definite dall'Ente di governo dell'ambito territoriale ottimale o dall'Autorità competente a ciò preposta per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento. - Verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi. - Formulazione di proposte relativamente alle attività comprese nel sistema integrato di gestione dei rifiuti da assoggettare a regime di concessione o autorizzazione in relazione alle condizioni di concorrenza dei mercati. - Formulazione di proposte di revisione della disciplina vigente, segnalandone altresì i casi di gravi inadempienze e di non corretta applicazione. - Predisposizione di una relazione annuale alle Camere sull'attività svolta.

CAPITOLO 6

SOGGETTO COMPETENTE	NORMA DI RIFERIMENTO	FUNZIONI
Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (MATTM)	Art. 206-bis del decreto legislativo n. 152/06. Art. 238, comma 6, del decreto legislativo n. 152/06 .	- Vigilanza sulla gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggio. - Elaborazione e aggiornamento permanente di criteri e specifici obiettivi di azione, nonché definizione e aggiornamento permanente di un quadro di riferimento sulla prevenzione e sulla gestione dei rifiuti per migliorarne efficacia, efficienza e qualità, per promuovere la diffusione delle buone pratiche e delle migliori tecniche disponibili per la prevenzione, le raccolte differenziate, il riciclo e lo smaltimento dei rifiuti. - Verifica dei livelli di qualità dei servizi erogati. - Elaborazione di parametri per l'individuazione dei costi standard e la definizione di un sistema tariffario equo e trasparente basato sul principio dell'ordinamento europeo "chi inquina paga" e sulla copertura integrale dei costi efficienti di servizio e investimento. - Elaborazione di uno o più schemi di Contratto di servizio. - Verifica del raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'Unione europea in materia di rifiuti e accertamento del rispetto della responsabilità estesa del produttore da parte dei produttori e degli importatori di beni. - Disciplina, con apposito regolamento[1], dei criteri generali sulla cui base vengono definite le componenti dei costi e viene determinata la tariffa, anche con riferimento alle agevolazioni per le utenze domestiche e per quelle adibite a uso stagionale e non continuativo.
Regioni	Art. 196 del decreto legislativo n. 152/06	- Predisposizione, adozione e aggiornamento, sentiti le province, i comuni e le autorità d'ambito, dei piani regionali di gestione dei rifiuti. - Delimitazione degli ambiti territoriali ottimali per la gestione dei rifiuti urbani e assimilati. - Regolamentazione delle attività di gestione dei rifiuti, ivi compresa la raccolta differenziata dei rifiuti urbani, anche pericolosi. - Incentivazione alla riduzione della produzione dei rifiuti e al recupero degli stessi. - Promozione della gestione integrata dei rifiuti. - Autorizzazione all'esercizio delle operazioni di recupero e smaltimento di rifiuti. - Approvazione di progetti di nuovi impianti per la gestione dei rifiuti e autorizzazione alle modifiche degli impianti esistenti.
Province	Art. 197 del decreto legislativo n. 152/06	- Controllo e verifica degli interventi di bonifica e sulle attività di gestione, di intermediazione e di commercio dei rifiuti. - Controllo e verifica dei requisiti previsti per l'applicazione delle procedure semplificate. - Individuazione delle zone idonee alla localizzazione degli impianti di smaltimento dei rifiuti e di quelle non idonee alla localizzazione degli impianti di recupero e di smaltimento dei rifiuti, sentiti l'Autorità d'ambito e i Comuni.
Comuni	Art. 198 del decreto legislativo n. 152/06	I Comuni stabiliscono: - le misure per assicurare la tutela igienico-sanitaria in tutte le fasi della gestione dei rifiuti urbani; - le modalità del servizio di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani; - le modalità del conferimento, della raccolta differenziata e del trasporto di rifiuti urbani, al fine di garantire una distinta gestione delle diverse frazioni di rifiuti e promuovere al recupero degli stessi; - le norme peratte a garantire una distinta e adeguata gestione dei rifiuti urbani pericolosi e dei rifiuti da esumazione ed esturnulazione; - le misure necessarie a ottimizzare le forme di conferimento, raccolta e trasporto dei rifiuti primari di imballaggio in sinergia con altre frazioni merceologiche, fissando standard minimi da rispettare; - l'assimilazione, per quantità e qualità, dei rifiuti speciali non pericolosi ai rifiuti urbani.
EGATO	Art. 3-bis del decreto legge n. 138/11	- Organizzazione del servizio di gestione dei rifiuti. - Scelta della forma di gestione. - Determinazione delle tariffe all'utenza, per quanto di competenza. - Affidamento della gestione e relativo controllo. - Approvazione dei Piani d'ambito.

Fonte: ARERA.

1 Ai sensi dell'articolo 238, comma 6, del decreto legislativo n. 152/06, il regolamento è predisposto dal MATTM, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico, sentiti la Conferenza Stato regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, le rappresentanze qualificate degli interessi economici e sociali presenti nel Consiglio economico e sociale per le politiche ambientali (CESPA) e i soggetti interessati.

Assetti istituzionali territoriali e locali

Lo stretto rapporto con il territorio insito nella natura del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati implica, come emerge dalla sintesi delle principali competenze nell'ottica multilivello appena richiamata, un ruolo chiave degli enti locali, di primo e secondo grado, nella *governance* del settore.

In questo contesto, assume peculiare rilievo quanto dettato dall'articolo 200 del decreto legislativo n. 152/06, dove si prevede che i Comuni esercitino le loro funzioni in forma collettiva, al fine di implementare una gestione efficiente quanto a economicità e tutela ambientale, sulla base di Ambiti territoriali ottimali (ATO), rispetto ai quali è pertanto organizzata la gestione dei rifiuti urbani e assimilati. Alla luce del quadro normativo, spetta dunque ai Comuni l'adesione all'organizzazione sovracomunale di gestione e organizzazione del servizio, la quale è a sua volta responsabile della soluzione, con metodo maggioritario, di eventuali conflitti intercomunali.

In particolare, nell'impianto originariamente previsto dal decreto legislativo n. 152/06 erano affidate alle Autorità d'ambito le attività di realizzazione, gestione ed erogazione dell'intero servizio, comprensivo delle attività di gestione e realizzazione degli impianti e quelle di raccolta, raccolta differenziata, commercializzazione e smaltimento completo di tutti i rifiuti urbani e assimilati prodotti all'interno dell'ambito. Successivi interventi normativi sono intervenuti sul punto (legge 23 dicembre 2009, n. 191, come modificata dalla legge 24 febbraio 2012, n. 14), sopprimendo le Autorità d'ambito territoriale e conferendo alle Regioni il compito di attribuire con legge le funzioni già esercitate dalle Autorità d'ambito, nel rispetto dei princìpi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.

Gli ATO sono attualmente disciplinati dall'articolo 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, che sancisce che *"le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei"*, in modo tale da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l'efficienza del servizio. Dalla lettura della disposizione si evince dunque che – sebbene ai sensi dell'articolo 200, comma 7, decreto legislativo n. 152/06, *"le Regioni possono adottare modelli alternativi o in deroga al modello degli ambiti territoriali ottimali laddove predispongano un piano regionale dei rifiuti che dimostri la propria adeguatezza"* – il principio dell'unicità della gestione (orizzontalmente) integrata dei rifiuti, a prescindere dalla scelta organizzativa in favore degli ATO o di un modello aggregativo alternativo, è inderogabile.

La determinazione dell'ampiezza degli ATO spetta alla Regione. Detta ampiezza, in linea con il già richiamato decreto legge i n. 138/11, deve essere tendenzialmente non inferiore a quella provinciale, sebbene le Regioni possano in ogni caso individuare specifici bacini territoriali di dimensione diversa, motivando la scelta in base a criteri di differenziazione territoriale e socioeconomica e secondo principi di proporzionalità, adeguatezza ed efficienza rispetto alle caratteristiche del servizio.

La medesima norma prevede inoltre che Regioni e Province autonome provvedano all'istituzione degli Enti di governo degli ambiti territoriali (EGATO), entro il termine del 30 giugno 2012. Gli EGATO sono enti locali di secondo grado, cui spetta l'esercizio esclusivo delle competenze locali in tema di gestione integrata, in linea con l'obbligatorietà dell'adesione comunale cui si è fatto riferimento poc'anzi.

La natura giuridica degli EGATO emerge anche dalla netta divisione, prevista nel quadro normativo, tra funzioni di governo e funzioni di gestione del servizio: compongono l'ente tante componenti politiche quanti sono i Comuni aderenti, mentre è fatto divieto al soggetto affidatario del servizio di parteciparvi e/o includere esponenti politici all'interno della propria compagine sociale. Come già evidenziato, spettano agli EGATO competenze in merito all' organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, ivi comprese quelle appartenenti al settore dei rifiuti urbani, alla scelta della forma di gestione, alla determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, all'affidamento della gestione e relativo controllo e all'approvazione dei Piani d'ambito.

CAPITOLO 6

Caratteristiche strutturali degli Ambiti territoriali ottimali

Alla luce della concisa ricostruzione sin qui fornita, è opportuno proporre una schematica disamina delle principali caratteristiche strutturali degli Ambiti territoriali ottimali nel panorama nazionale. In particolare, si propone di seguito una descrizione sintetica dello stato di attuazione dei processi di riordino degli assetti organizzativi del servizio, con riferimento alle caratteristiche strutturali degli ATO, all'interno dei quali vengono organizzati i servizi, e agli EGATO, laddove individuati.

In primo luogo, si evidenzia come il modello di aggregazione intercomunale tramite ATO sia stato prescelto dalle Province autonome di Trento e Bolzano e da tutte le Regioni italiane, a eccezione della Lombardia, che si avvale della facoltà di adottare il modello in deroga di cui all'articolo 200, comma 7, decreto legislativo 152/06, cui si è fatto cenno poc'anzi.

Con riferimento alla perimetrazione degli ATO, è peraltro utile sottolineare come un fondamentale elemento di forte eterogeneità, a livello nazionale, della *governance* territoriale emerga dalla diversificata ampiezza degli ambiti. Infatti, sebbene la maggior parte degli ATO coincida con il territorio provinciale, sono riscontrabili esempi di ATO infra-provinciali, super-provinciali e regionali.

Il processo di individuazione degli EGATO risulta compiuto per tutti gli assetti territoriali definiti, fatta eccezione per la Provincia autonoma di Bolzano e gli ATO di Lazio, Molise e Sardegna. Peraltro, il quadro nazionale risulta piuttosto variegato sia con riferimento all'adesione degli enti locali agli EGATO, non completa nella totalità delle Regioni, sia alla luce dell'attribuzione delle funzioni di organizzazione del servizio, in alcuni contesti (Liguria, Valle d'Aosta, Provincia autonoma di Trento), a enti locali già esistenti. Preme sottolineare, inoltre, come in questo quadro composito le competenze precipue attribuite agli EGATO nei diversi ordinamenti regionali possano essere anche sensibilmente eterogenee, alla luce della possibile individuazione di bacini di dimensione inferiore (sub-ATO), cui competono specifiche funzioni di organizzazione e gestione (per esempio in tema di raccolta e trasporto, come nel caso della regione Puglia e del Piemonte, o di impiantistica).

La tavola 6.2 fornisce una ricostruzione schematica delle considerazioni sin qui succintamente proposte, in linea con una sistematica ricognizione dei testi normativi regionali vigenti. L'Autorità ha avviato ulteriori approfondimenti sulla *governance* di settore attraverso l'interlocuzione con gli enti locali coinvolti.

2 Le funzioni di EGATO sono esercitate in forma associata dai consorzi di area vasta, dalla Città di Torino, dalla Città Metropolitana di Torino e dalle Province attraverso una apposita Conferenza d'Ambito che opera in nome e per conto degli enti associati, secondo modalità definite dall'apposita convenzione che la istituisce, ed ha autonomia funzionale, organizzativa, patrimoniale, finanziaria e contabile per le attività connesse alle proprie funzioni (cfr. art. 10, legge regionale n. 1/18).

3 Ai sensi dell'art. 13-bis della legge provinciale n. 3/06, aggiunto dalla legge provinciale n. 17/12, l'ambito territoriale ottimale coincide con l'intero territorio provinciale per il trasporto, trattamento o smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati, sebbene si precisi che per la fase del ciclo dei rifiuti corrispondente alla raccolta, l'ambito territoriale ottimale non possa avere dimensioni inferiori rispetto all'area servita da un unico gestore alla data di entrata in vigore dello stesso articolo. In questo contesto è fatta salva la possibilità di individuare un ambito territoriale ottimale di dimensioni inferiori, purché coincidente con tutti i territori compresi nell'area servita da un unico gestore, previa intesa definita con il Consiglio delle autonomie locali. Sono ancora in corso le procedure di delimitazione di ATO di dimensioni inferiori poiché non è stata ancora definita l'intesa in parola.

4 Ai sensi degli artt. 2 e 3 della legge regionale n. 52/12, il Comitato di Bacino istituito presso la Regione Veneto ha funzioni di monitoraggio e coordinamento dei bacini territoriali, presso i quali ricoprono funzione di EGATO i Consigli di Bacino (istituiti presso il Comune di Verona per il relativo bacino).

TAV. 6.2 *Caratteristiche strutturali degli Ambiti territoriali ottimali*

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO ATO	PERIMETRAZIONE	EGATO
Piemonte	Legge regionale n. 7/12 e legge regionale n. 1/18	1	Regionale	[Conferenza d'ambito][2]
Valle d'Aosta	Legge regionale 31/07	1	Regionale	Regione
Lombardia	Legge regionale n. 26/03	Modello in deroga *ex* art. 200, comma 7, D.Lgs. 152/06		
Liguria	Legge regionale n. 1/14, legge regionale n. 12/15 e legge regionale n. 20/15	1	Regionale	Comitato d'Ambito istituito presso la Regione
Provincia Autonoma di Bolzano	Legge provinciale n. 4/06 e Deliberazione della Giunta Provinciale n. 1431/16 (Aggiornamento del Piano provinciale di gestione dei rifiuti)	1	Provinciale	[non individuato]
Provincia Autonoma di Trento	Legge provinciale n. 3/06 e Deliberazione della Giunta Provinciale n. 2175/14 (Aggiornamento del Piano provinciale di gestione dei rifiuti)	[1]	[Provinciale][3]	[Provincia autonoma]
Veneto	Legge regionale n. 3/00 e legge regionale n. 52/12	1	Regionale	[Comitato di bacino regionale][4]
Friuli Venezia Giulia	Legge regionale n. 5/16 e legge regionale n. 34/17	1	Regionale	Autorità Unica per i Servizi idrici e i rifiuti (AUSIR)
Emilia Romagna	Legge regionale n. 23/11	1	Regionale (ricomprende anche tre Comuni toscani)	Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti (ATERSIR)
Toscana	Legge regionale n. 69/11	3	Super-provinciali	Autorità per il Servizio di Gestione Integrata dei Rifiuti Urbani
Umbria	Legge regionale n. 11/13 e Deliberazione della Giunta Regionale n. 121/15 (Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti)	1	Regionale	Autorità Umbra per Rifiuti e Idrico (AURI)

CAPITOLO 6

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	NUMERO ATO	PERIMETRAZIONE	EGATO
Marche	Legge regionale n. 24/09 e legge regionale n. 18/11	5	Provinciali	Assemblee Territoriali d'Ambito (ATA)
Lazio	Legge regionale n. 27/98 e Deliberazione del Consiglio Regionale n. 14/12 (Piano regionale di gestione dei rifiuti)	5	Provinciali	[Conferenze dei sindaci][5]
Abruzzo	Legge regionale n. 36/13	1	Regionale	Autorità per la Gestione Integrata dei Rifiuti Urbani (AGIR)
Molise	Legge regionale n. 25/03, legge regionale n. 1/16, Deliberazione del Consiglio regionale n. 100/16 (Piano regionale di gestione dei rifiuti)	1	Regionale[6]	[non individuato]
Campania	Legge regionale n. 14/16, Deliberazione di Giunta Regionale 311/16 (Adempimenti Attuativi) e legge regionale n. 29/18	7	Provinciali e infraprovinciali	Enti d'Ambito territoriali (EdA)
Puglia	Legge regionale n. 24/12 e legge regionale n. 20/16	1	Regionale	Agenzia territoriale della Regione Puglia per il servizio di gestione dei rifiuti (AGER)
Basilicata	Legge regionale n. 1/16 e legge regionale n. 48/18	1	Regionale	Ente di Governo per i Rifiuti e le Risorse Idriche (EGRIB)
Calabria	Legge regionale n. 14/14	5	Provinciali	Comunità d'Ambito Territoriale Ottimale
Sicilia	Legge regionale n. 9/10, legge regionale n. 3/13 e Deliberazione del Presidente di Giunta Regionale n. 531/12	18	Provinciali e infraprovinciali	Società della Regolamentazione del Servizio di gestione dei rifiuti (SRR)
Sardegna	Legge regionale n. 2/16 e Deliberazione di Giunta Regionale 69-15/16 (Aggiornamento del Piano regionale di gestione dei rifiuti)	1	Regionale	[non individuato]

Fonte: ARERA

5 La legge della Regione Lazio n. 27/98 si pone in attuazione del decreto legislativo 22/97, in seguito abrogato dal decreto legislativo n. 152/06, nell'ambito del quale non veniva posto in capo alla Regione l'obbligo di istituire l'EGATO. Pertanto, le Conferenze dei sindaci non sono espressamente individuate come tali.

6 Vi è anche qui una incongruenza: la legge regionale (1/16) di riordino della materia individua 8 ambiti territoriali omogenei nel territorio regionale, mentre il PRGR (ancora del 2016) prevede che "in coerenza con l'attuale assetto normativo, fermo restando i criteri e i principi di cui agli artt. 147 e 200 del D.Lgs. 152/2006, è individuato prioritariamente l'intero territorio regionale quale unico Ambito Territoriale Ottimale ai fini dell'attribuzione delle funzioni in materia di rifiuti".

Struttura del settore

Il settore dei rifiuti presenta importanti differenze rispetto agli altri settori regolati dall'Autorità e si caratterizza, in particolare, per un elevato livello di complessità e di disomogeneità gestionale, oltre che di *governance*. Nel corso del tempo, il settore si è trasformato da un sistema a filiera semplice, in cui l'interesse tutelato era limitato a quello dell'igiene urbana, a un sistema a filiera complessa, nel quale all'obiettivo di igiene urbana si è aggiunta l'esigenza di ridurre l'impatto ambientale e di sostituire lo smaltimento in discarica con il recupero di materia ed energia. All'interno della configurazione produttiva del ciclo dei rifiuti urbani si possono individuare le seguenti fasi principali:

- la raccolta e trasporto;
- il recupero della frazione organica (FORSU) della raccolta differenziata (RD);
- il recupero delle frazioni "secche" della RD (e, in particolare, plastica, carta, vetro, legno, alluminio e acciaio) e le relative operazioni di trattamento;
- il recupero di energia e le eventuali operazioni di trattamento finalizzate al recupero di materia;
- lo smaltimento e le relative operazioni di trattamento.

Ciascuna delle fasi sopra indicate si differenzia dalle altre sotto diversi profili e, nello specifico:

- per una differente composizione e prevalenza dei fattori produttivi, laddove la fase di raccolta e trasporto si caratterizza per essere un'attività tipicamente *labour intensive*, connotata da modesti investimenti di capitale, con brevi tempi di ammortamento e modeste economie di scala, mentre le fasi a valle del recupero e dello smaltimento sono caratterizzate dall'essere, con gradi diversi, maggiormente *capital intensive* e con tempi di ammortamento elevati, nonché, soprattutto nel caso del recupero di energia, da elevate economie di scala;
- per un differente tipo e grado di rischio degli investimenti. In particolare, in ciascuna fase del ciclo sono diversi i rischi di natura ambientale, sociale, tecnologica e operativa, nonché quelli amministrativi/autorizzativi associati alla realizzazione degli impianti;
- per una differente dimensione industriale. Il servizio di raccolta e trasporto[7] è caratterizzato da un'elevata frammentazione gestionale e da una conseguente ridotta dimensione industriale; il 53% dei Comuni italiani è attualmente gestito da società partecipate dagli enti locali, e di queste il 40% gestisce un solo Comune e il 50% gestisce meno di quattro Comuni, mentre nel restante 47% sono ancora numerose le gestioni dirette da parte dei Comuni[8].
- per un differente regime giuridico. La fase di raccolta e trasporto è nella maggioranza dei casi gestita degli enti locali in regime di privativa mentre le attività di recupero e smaltimento sono generalmente sottoposte a una regolamentazione meno invasiva mediante un regime di autorizzazioni, basato sulla programmazione regionale provinciale in materia di localizzazione e caratterizzazione degli impianti, nonché (almeno in linea teorica e con riferimento al solo segmento dei rifiuti urbani), di tariffe "amministrate" praticate dal gestore dell'impianto;
- per un differente assetto di mercato. La fase di raccolta e trasporto, per i motivi sopra esposti, può essere definita un monopolio legale con le tipiche caratteristiche del bene pubblico, ovvero non rivalità nel consumo e non escludibilità dai benefici, mentre le fasi a valle si connotano in modo diversificato sul territorio, assumendo assetti differenti anche in relazione alla stessa fase, da monopoli di fatto a oligopoli, fino ad assetti più aperti alla concorrenza;
- per il diverso grado di commistione di ciascuna fase con il settore contiguo dei rifiuti speciali. Infatti, mentre il gestore della raccolta e trasporto opera esclusivamente nel settore dei rifiuti urbani e assimilati in relazione a un dato ambito territoriale, i gestori degli impianti di trattamento possono operare in entrambi i settori, eventualmente applicando condizioni di accesso e di prezzo differenziate tra settori.

Il settore dei rifiuti urbani presenta inoltre un disomogeneo grado di integrazione a monte e a valle della filiera.
Dall'analisi condotta da Utilitatis[9] sulle aziende che erogano i servizi di raccolta, spazzamento e trasporto dei rifiuti

7 L'affidamento dei servizi di raccolta e trasporto comprende generalmente anche i servizi di spazzamento e altri servizi di igiene urbana.
8 Green Book 2018, Fondazione Utilitatis.
9 Green Book 2018, Fondazione Utilitatis.

urbani e sugli operatori che gestiscono gli impianti di trattamento del rifiuto urbano residuo e del rifiuto organico, emerge che circa il 73% degli operatori individuati rientra nella categoria "raccolta e ciclo integrato", ovvero opera esclusivamente nel segmento della raccolta o ha ricevuto l'affidamento per l'intero ciclo integrato. Il restante 27% è rappresentato da società che gestiscono esclusivamente impianti di recupero e smaltimento del rifiuto urbano residuo e/o della frazione organica.

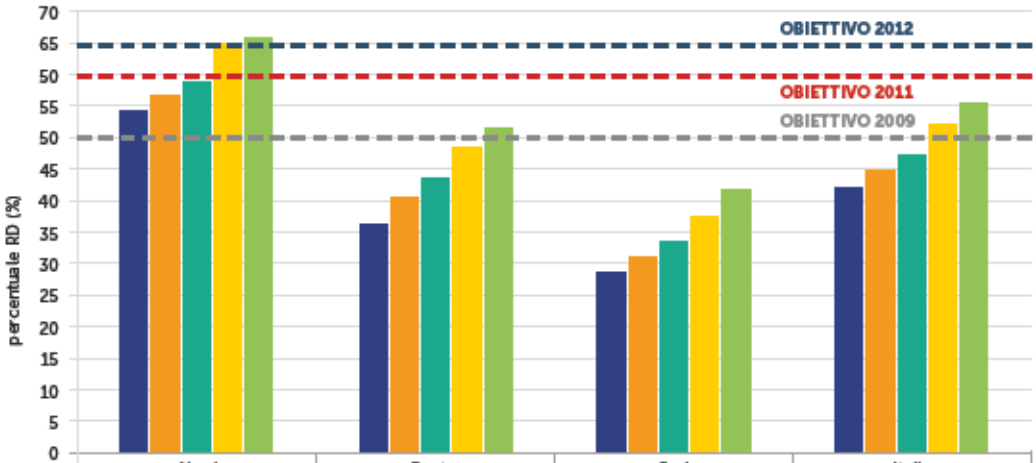
Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2017 la produzione nazionale di rifiuti urbani è stata pari a 29,6 milioni di tonnellate, con una produzione *pro capite* che si è attestata a circa 489 chilogrammi per abitante anno, in diminuzione rispetto al 2016.

La percentuale di raccolta differenziata, sebbene abbia registrato negli ultimi anni una significativa crescita (figura. 6.2), è stata nel 2017 pari al 55,5% della produzione nazionale (16,4 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), ben al di sotto dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/06.

Il *gap* registrato rispetto all'obiettivo fissato dalla normativa risulta ancora più marcato nell'analisi per macroaree. Se da un lato il Nord, con una raccolta differenziata di circa 9,2 milioni di tonnellate (pari al 66,2%) ha conseguito l'obiettivo imposto dalla normativa, risultano invece ben lontani il Centro, che si attesta al 51,8% (3,4 milioni di tonnellate) e, soprattutto, il Sud, con il 41,9% di raccolta differenziata (3,8 milioni di tonnellate).

FIG. 6.2 *Andamento della raccolta differenziata per macroarea e confronto con gli obiettivi.*
Periodo: 2013-2017



	Nord	Centro	Sud	Italia
2013	54,4	36,4	28,8	42,3
2014	56,7	40,8	31,3	45,2
2015	58,6	43,8	33,6	47,5
2016	64,2	48,6	37,6	52,6
2017	66,2	51,8	41,9	55,5

Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2018.

Questi dati evidenziano l'elevata eterogeneità del servizio a livello territoriale, che vede coesistere realtà virtuose (a livello regionale: Veneto 73,6%, Trentino-Alto Adige 72%, Lombardia 69,6%, Friuli-Venezia Giulia 65,5%) con realtà in cui la raccolta differenziata è da considerarsi ancora marginale (Sicilia 21,7 %, Molise 30,7%, Calabria 39,7%, Puglia 40,4%)[10].

I gravi ritardi registrati nella raccolta differenziata sono da attribuirsi a una sostanziale inefficienza gestionale, la cui origine ha diverse cause, fortemente connesse, tra le quali la limitata capacità di investimento, il debole assetto istituzionale e di *governance*, oltre che una generale ridotta dimensione imprenditoriale.

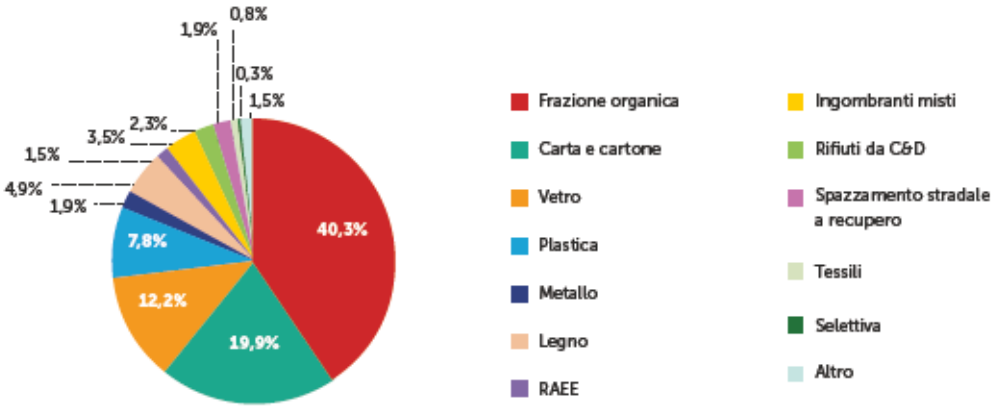
Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (figura. 6.3), le principali frazioni risultano essere: quella organica 40,3% (6,6 milioni di tonnellate), la carta 19,9% (3,3 milioni), il vetro 12,2% (2 milioni), la plastica 7,8% (1,3 milioni), il legno 4,9% (0,8 milioni) e il metallo 1,9% (0,3 milioni)). Riguardo alla composizione delle singole frazioni, si valuta che per la plastica e il vetro si tratti principalmente di imballaggi (rispettivamente il 93% della plastica e l'87% del vetro), mentre la quota di imballaggi scende significativamente per il metallo (43%), e la carta e il cartone (28%).

La Direttiva 2008/98/CE (c.d. "direttiva quadro sui rifiuti"), recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, prevede che entro il 2020 la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio di rifiuti – come minimo, carta, metalli, plastica e vetro provenienti dai nuclei domestici e possibilmente di altra origine, nella misura in cui tali flussi di rifiuti sono simili a quelli domestici – sia aumentata complessivamente almeno al 50% in termini di peso. La direttiva 2018/851/UE, che ha modificato la citata direttiva quadro sui rifiuti, ha innalzato i *target* percentuali di preparazione al riutilizzo e al riciclo dei rifiuti urbani, prolungandone l'orizzonte di riferimento al 2035. Più nel dettaglio, si prevede che entro il 2025 il *target* sarà aumentato al 55% in peso, al 2030 al 60% in peso, e al 2035 al 65% in peso.

Sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, con riferimento all'anno 2017, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio si attesta al 49,4% (o al 43,9% in base alla metodologia di calcolo adottata sulla base della decisione 2011/753/UE). La ripartizione del quantitativo avviato a riciclaggio per frazione merceologica mostra che il 41,3% è costituito dalla frazione organica e il 26% da carta e cartone, mentre il vetro rappresenta il 16,2% del totale riciclato, la plastica il 5% e il legno il 6,2% (figura. 6.4).

FIG. 6.3 *Ripartizione percentuale della raccolta differenziata*

Periodo: 2017

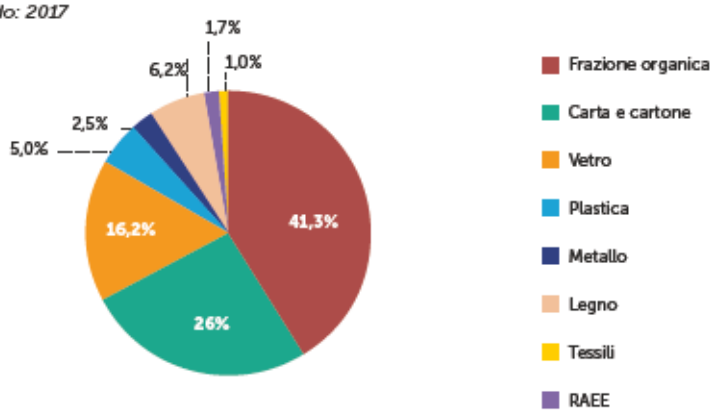


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2018.

10 Rapporto Rifiuti Urbani 2018, ISPRA.

FIG. 6.4 *Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclaggio*

Periodo: 2017



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2018.

Gli ottimi risultati raggiunti in termini di recupero delle frazioni differenziate evidenziano l'esistenza di un sistema di gestione maturo, anche grazie allo strutturato sistema di raccolta consortile nazionale (CONAI e Consorzi di filiera). Tale filiera non è tuttavia priva di criticità, come emerso nell'ambito degli incontri tecnici organizzati dagli uffici dell'Autorità con alcuni dei principali stakeholder del settore. Tra gli elementi di maggiore criticità, si possono elencare:

- l'assenza di criteri uniformi per la differenziazione dei rifiuti a livello nazionale e la carente qualità del rifiuto differenziato raccolto;
- le carenze normative relative all'*end of waste*;
- l'assenza di un adeguato mercato di sbocco per frazioni riciclate;
- la chiusura dei mercati esteri per frazioni differenziate di bassa qualità[11];
- la difficoltà di gestione degli scarti da operazioni di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, con mancanza di sbocchi per gli scarti di alcune frazioni merceologiche.

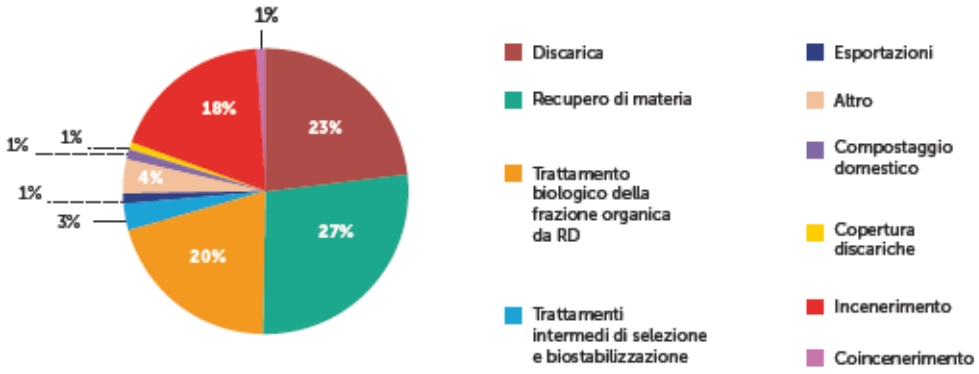
Impianti di trattamento dei rifiuti urbani

Secondo il censimento effettuato da ISPRA, nel 2017 risultavano operativi sul territorio nazionale 644 impianti per il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti urbani. Di questi, 340 erano dedicati al trattamento della frazione organica della raccolta differenziata, 130 erano impianti per il trattamento intermedio di tipo meccanico o meccanico biologico dei rifiuti, 123 erano impianti di discarica a cui si aggiungono 39 impianti di incenerimento e 12 impianti industriali che effettuano il coincenerimento dei rifiuti urbani. I gestori di tali impianti in alcuni casi sono gestori affidatari anche del servizio di raccolta e trasporto.
Lo smaltimento in discarica interessa ancora una quota significativa dei rifiuti urbani prodotti, pari al 23% (figura 6.5), ben oltre l'obiettivo del 10% al 2035 introdotto dalla recente direttiva 850/2018/UE.

Impianti per la gestione dei rifiuti urbani residui e dei rifiuti urbani organici

Come noto, le forme di gestione più comuni dei rifiuti urbani residui sono l'incenerimento o il co-incenerimento e lo smaltimento in discarica. La normativa vieta la collocazione in discarica di rifiuti tal quali, imponendo che i rifiuti possano essere collocati in discarica solo dopo trattamento.

FIG. 6.5 *Ripartizione della gestione dei rifiuti urbani.*
Periodo: 2017



Fonte: ISPRA. Rapporto Rifiuti Urbani 2018.

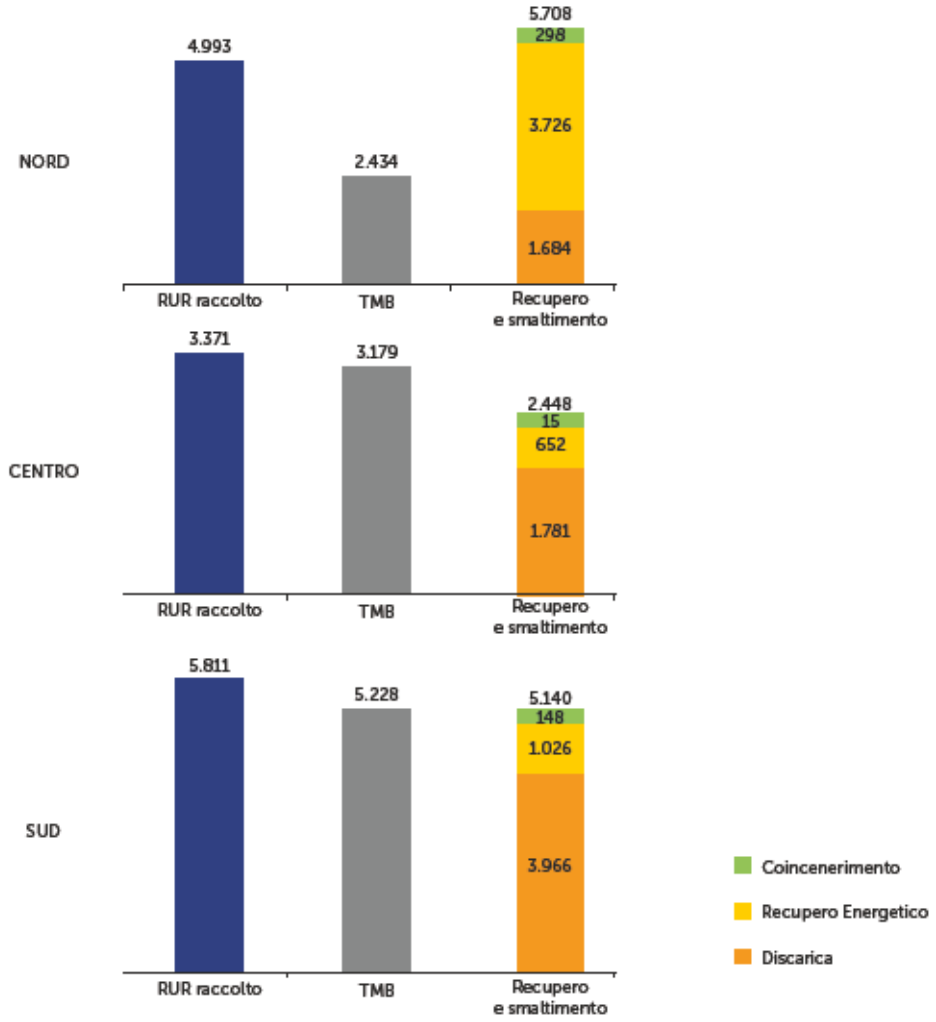
Nel 2017, la percentuale di rifiuti sottoposti a trattamento prima dello smaltimento in discarica è pari al 93%[12], un dato che, sebbene in crescita rispetto agli anni precedenti, indica che una percentuale significativa di rifiuti viene ancora smaltita in discarica senza i preventivi trattamenti previsti dalla normativa.

Il trattamento meccanico biologico (TMB), migliorando la stabilità biologica dei rifiuti, riducendone l'umidità e il volume, rappresenta la forma di gestione sempre più utilizzata per trattare i rifiuti prima dello smaltimento in discarica, ma viene utilizzata frequentemente anche a monte dell'incenerimento, con lo scopo di incrementare il potere calorifico del rifiuto, rendendo più efficiente il processo di combustione, o, di pretrattare i rifiuti indifferenziati per renderli idonei alla combustione in alcune tipologie di impianti (ad es. termovalorizzatori a letto fluido).
Tale tipologia di trattamento risulta, pertanto, estremamente diffusa specialmente nel Mezzogiorno e nel Centro, dove il ricorso alle discariche è ancora la forma principale di smaltimento, mentre il Nord presenta una capacità di trattamento nettamente inferiore, sebbene sia opportuno evidenziare come le elevate percentuali di raccolta differenziata raggiunte in questa macroarea contribuiscano a rendere il rifiuto residuo qualitativamente migliore ai fini del conferimento in discarica.
Il confronto tra i quantitativi raccolti di rifiuto indifferenziato e quelli avviati agli impianti di trattamento meccanico biologico, discarica, incenerimento e co-incenerimento in ciascuna area geografica evidenzia il *gap* impiantistico che caratterizza, in particolare, le aree del Centro e del Sud che non riescono a trattare tutto il rifiuto urbano residuo raccolto, che viene quindi destinato agli impianti localizzati al Nord o all'estero (figura. 6.6). Il Nord invece risulta autosufficiente, con quantitativi di rifiuti urbani trattati superiori a quelli raccolti. Si evidenzia inoltre che il 28,9% della capacità complessiva di trattamento termico dei rifiuti urbani risulta concentrata in 3 impianti di taglia superiore alle 60 t/h (impianti di Brescia, Milano e Acerra)[13].

Relativamente al ricorso alla discarica come modalità di smaltimento finale del rifiuto, si rileva una significativa differenza tra le diverse aree del Paese.

11 Per esempio, il blocco dell'importazione della plastica da parte della Cina.
12 Rapporto Rifiuti Urbani 2018, ISPRA.
13 Rapporto sul recupero energetico da rifiuti in Italia 2019, Utilitalia, in collaborazione con ISPRA.

FIG. 6.6 *Confronto tra RUR raccolto e trattato, e dettaglio per tipologia di trattamento (1000t)*



Fonte: Greenbook 2018. Elaborazioni su dati ISPRA - Rapporto Rifiuti Urbani 2017.

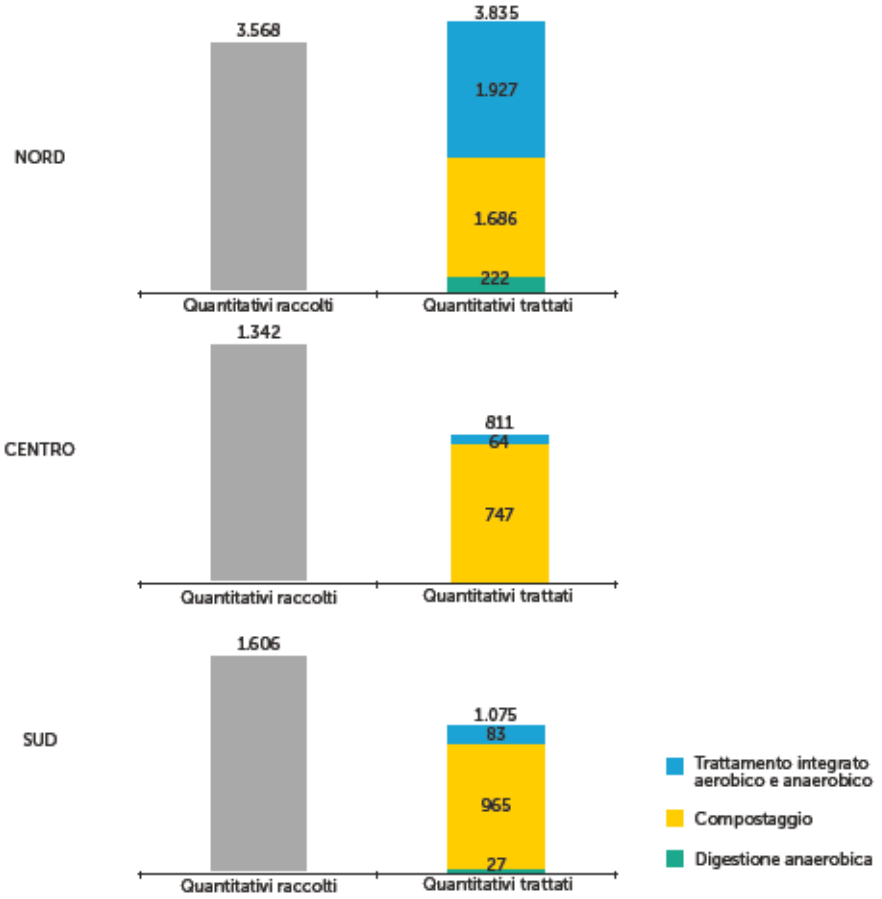
Nello specifico, con riferimento all'anno 2017, il Sud utilizza questa tipologia di smaltimento per il 40% dei rifiuti prodotti, con percentuali a livello regionale che arrivano fino al 73% (Sicilia), il Centro per il 24% dei rifiuti prodotti, mentre il Nord conferisce in discarica il 12% dei propri rifiuti[14].

Il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani, che rappresenta, tra l'altro, la frazione più importante dei rifiuti differenziati in termini quantitativi, è stato caratterizzato negli ultimi anni da una sostanziale crescita. Gli impianti presenti sul territorio nazionale sono 340 e sono così suddivisi per tipologia:

- 285 impianti di compostaggio (ovvero dedicati al solo trattamento aerobico) che trattano circa 3,3 milioni di tonnellate della frazione organica da raccolta

14 L'analisi condotta da ISPRA, a partire dalla banca dati MUD 2018, ha riguardato le discariche operative nell'anno 2017, nelle quali sono stati smaltiti i rifiuti urbani tal quali e i rifiuti provenienti dal trattamento dei rifiuti urbani, identificati con i codici EER 190501 (parte di rifiuti urbani e simili non compostata), 190604 (digestato prodotto dal trattamento anaerobico dei rifiuti urbani), 190503 (compost fuori specifica), 190599 (rifiuti non specificati altrimenti, rappresentati per lo più da scarti del trattamento), 191210 (rifiuti combustibili prodotti dal trattamento dei RU) e 191212 (materiali misti prodotti dal trattamento meccanico dei RU).

FIG. 6.7 *Confronto tra frazione organica raccolta e trattata e dettaglio per tipologia di trattamento [1000 t]*



Fonte: Greenbook 2018. Elaborazioni su dati ISPRA - Rapporto Rifiuti Urbani 2017.

differenziata (55,2 % del totale trattato);

- 31 impianti di trattamento integrato (anaerobico/aerobico), con circa 2,4 milioni di tonnellate (39,9% del totale trattato);
- 24 impianti di digestione anaerobica che trattano 288 mila tonnellate (4,9% del totale trattato).

Anche per il trattamento della frazione organica, il Centro e il Sud (figura. 6.7) presentano una capacità impiantistica inferiore alle necessità; inoltre, la tipologia di trattamento più diffusa in queste macroaree risulta essere il compostaggio, mentre il trattamento integrato aerobico e anaerobico, che costituisce una tecnologia di trattamento più evoluta, è ad oggi ancora marginale. Il Nord ha, al contrario, una capacità impiantistica superiore alla quantità di rifiuto organico raccolto, di cui oltre il 50% è rappresentata dal trattamento integrato aerobico e anaerobico. Nello specifico, con riferimento alla distribuzione territoriale degli impianti di trattamento integrato anaerobico/aerobico e di digestione anaerobica operativi nel 2017, la Lombardia è la regione con maggiore numero di impianti (14, pari al 25,6% del totale nazionale) dotati di una capacità di trattamento pari a oltre 1,1 milioni di tonnellate, che costituisce il 28,9% di quella nazionale (circa 4 milioni di tonnellate). Segue il Veneto con 10 impianti (18,3% del totale nazionale), con una capacità di trattamento di 1 milione di tonnellate, pari al 25,2% del totale nazionale[15].

15 Rapporto sul recupero energetico da rifiuti in Italia 2019, Utilitalia, in collaborazione con ISPRA.

Per il dimensionamento dei fabbisogni impiantistici nazionali per il trattamento della frazione organica e per il trattamento del rifiuto residuo con recupero energetico i riferimenti oggi disponibili sono rispettivamente il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 7 marzo 2016 e il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 agosto 2016, emanati in attuazione del comma 2 dell'articolo 35 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133. Secondo le ricognizioni dei suddetti decreti, il fabbisogno impiantistico da realizzare è pari a 1,8 milioni di tonnellate per anno per l'incenerimento e varia da un minimo di 1,4 a un massimo di 2,6 milioni di tonnellate l'anno per il recupero della frazione organica.

Benché non puntualmente quantificate, alcune stime più recenti[16] valutano in circa 4 miliardi di euro le necessità di investimento nazionali, di cui circa 1 milione di euro per nuovi impianti di trattamento dell'organico, 1,8 milioni di euro per nuovi impianti di recupero energetico[17], 800 mila euro per il potenziamento della raccolta differenziata e 300 mila euro per l'attuazione della misura puntuale.

Per quanto riguarda gli investimenti in nuovi impianti, che rappresentano la parte preponderante degli investimenti necessari, gli ostacoli principali alla realizzazione sono rappresentati dal complesso iter autorizzativo a cui sono sottoposti e dalla ostilità spesso mostrata dalla popolazione e da alcuni enti locali nei confronti di alcune tipologie di opere. Secondo una recente analisi condotta da Utilitalia in collaborazione con ISPRA relativamente al trattamento della frazione organica, risultano in previsione 21 impianti di trattamento integrato anaerobico/aerobico e 10 di sola digestione anaerobica, distribuiti, prevalentemente, nel Nord del Paese[18].

In generale, dal quadro sopra sintetizzato e tenuto conto dei nuovi obiettivi ambientali che il settore dovrà perseguire alla luce del nuovo pacchetto di direttive sull'economia circolare, emerge l'esigenza di una valutazione aggiornata e dettagliata del fabbisogno di investimento nelle diverse fasi che compongono il ciclo dei rifiuti urbani (servizi infrastrutturali e servizi a monte, con dettaglio anche geografico), come importante elemento di riferimento anche per il disegno della nuova regolazione del settore.

Costi del servizio di gestione dei rifiuti

Ogni analisi e confronto in materia di costi del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati nel Paese sconta la presenza di forti disomogeneità sul territorio nazionale a livello, per esempio, di perimetro di attività incluse nel servizio, di criteri di assimilazione dei rifiuti speciali a quelli urbani, di criteri di individuazione, classificazione, contabilizzazione e ripartizione dei costi afferenti alle diverse attività che compongono il ciclo di gestione. Come illustrato nel Volume II, sull'Attività svolta, di questa stessa *Relazione Annuale*, nell'ambito del mandato ricevuto l'Autorità ha avviato interventi istruttori e regolatori volti, tra l'altro, a ridurre tali forti eterogeneità a livello geografico e di gestione, a beneficio anche di una maggiore significatività delle analisi e dei confronti sui costi del servizio nelle diverse realtà geografiche e gestionali del Paese. Nelle more del completamento di tali interventi e del dispiegarsi dei loro effetti nel settore, i dati e le informazioni illustrati nel seguito sono tratti dal Rapporto Rifiuti Urbani 2018 redatto dall'ISPRA.

Osservando il *trend* del costo totale per kg di rifiuto relativo alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti urbani e assimilati, dal 2006 si è assistito a un sensibile incremento. Il costo totale per kg di rifiuto urbano è passato infatti dai 22,82 centesimi di euro del 2006 ai 34,41 centesimi del 2017, con un aumento del 51%. L'incremento è, tra l'altro, imputabile alla maggiore penetrazione della raccolta porta a porta rispetto alla raccolta stradale che, sebbene registri costi superiori rispetto a quest'ultima (lo *spread* tra raccolta porta a porta e raccolta stradale è pari al 58%)[19] permette di ottenere *performance* migliori in termini di percentuale di raccolta differenziata e di qualità dei materiali avviati a riciclo. Il costo medio di gestione dei rifiuti, come sopra riportato, può essere ulteriormente declinato per macroaree regionali: mentre il Nord presenta un costo totale di 30,06 centesimi di euro/kg, il Centro e il Sud presentano un costo rispettivamente di 37,56 centesimi/kg e 40,40 centesimi/kg, imputabile, tra l'altro, a un maggior costo della raccolta differenziata rispetto al Nord. In particolare, si evidenzia che

16 Greenbook 2018, Fondazione Utilitatis.

17 Tali valutazioni fanno riferimento solo alle nuove opere ed escludono le manutenzioni straordinarie sull'esistente. Inoltre, vengono considerate sottostimate da alcuni *stakeholder*.

18 Rapporto sul recupero energetico da rifiuti in Italia 2019, Utilitalia, in collaborazione con ISPRA.

19 Analisi dei costi della raccolta differenziata in Italia 2018, Utilitalia, Bain&Company.

il costo medio nazionale di gestione dei rifiuti indifferenziati per il 2017 è di 26,6 centesimi/kg, mentre il costo medio nazionale di gestione delle raccolte differenziate è di 17,9 centesimi/kg.

Per quanto riguarda i costi delle diverse fasi del servizio di gestione dei rifiuti, per la frazione differenziata il servizio di raccolta presenta, in media, un costo più che triplo rispetto al servizio di trattamento (tenuto conto della quota di ricavi di vendita dei materiali): nel 2017 il costo del servizio di raccolta differenziata è pari, in media, a 13,8 centesimi di euro/kg, contro i 4,1 centesimi/kg del servizio di trattamento; viceversa, per i rifiuti indifferenziati i costi della raccolta e del trattamento sono rispettivamente 10,8 e 13,7 centesimi/kg. Sebbene i costi della raccolta differenziata siano superiori rispetto a quelli della raccolta indifferenziata, la gestione complessiva della raccolta differenziata presenta costi più bassi rispetto al rifiuto urbano residuo (17,88 centesimi/kg a fronte di 26,6 centesimi/kg).

L'analisi dei costi di gestione dei rifiuti urbani, con riferimento all'anno 2017, condotta da ISPRA su un campione di oltre 6.000 comuni evidenzia che su un costo medio nazionale annuo *pro capite* di 171,19 euro/anno, il 33,1% è imputabile alla gestione dei rifiuti indifferenziati, il 29,7% alla gestione delle raccolte differenziate, il 12,4% allo spazzamento e lavaggio delle strade e la rimanente percentuale ai costi comuni e di remunerazione del capitale. Il costo totale annuo *pro capite* aumenta inoltre da 135,10 euro/abitante per anno a 193,23 euro/abitante per anno, passando dai Comuni con popolazione inferiore a 5 mila abitanti a quelli con popolazione superiore a 50 mila abitanti.
Infine, il costo complessivo di gestione dei servizi di igiene urbana a livello nazionale ammonterebbe, nel 2017, a circa 10.419 milioni di euro all'anno (10.209 milioni di euro nel 2016), di cui 3.518 milioni per la gestione dei rifiuti indifferenziati, 3.060 milioni per le raccolte differenziate, 1.302 milioni per lo spazzamento e lavaggio delle strade e la quota rimanente per i costi comuni e d'uso del capitale.

Metodologie tariffarie attualmente applicate

Come meglio dettagliato nel Volume II, sull'Attività svolta (Capitolo 7) di questa stessa *Relazione Annuale*, con il documento per la consultazione 27 dicembre 2018, 713/2018/R/RIF, l'Autorità ha presentato i primi orientamenti in materia tariffaria, individuando quali obiettivi prioritari:

- la promozione della massima trasparenza nel settore (in particolare, nella definizione dei costi riconosciuti per l'erogazione dei servizi che costituiscono attività di gestione del ciclo integrato e nella definizione delle condizioni di accesso praticate dai titolari degli impianti di trattamento agli utenti del servizio);
- l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea, attraverso l'introduzione di opportuni meccanismi tariffari per contribuire a sostenere lo sviluppo delle capacità di trattamento necessarie;
- la coerenza con gli obiettivi ambientali previsti dalla disciplina europea e nazionale, in particolare incentivando la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti e riducendo, al contempo, i conferimenti in discarica;
- la promozione della concorrenza, al fine di limitare il rischio di posizioni dominanti in alcune fasi del ciclo e di favorire l'ingresso di nuovi operatori con conseguenti benefici in termini di minor costo del servizio in favore degli utenti finali;
- la tutela degli utenti del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, attraverso un sistema tariffario che fornisca adeguati segnali di prezzo, anche in ossequio al principio comunitario *pay as you throw*, che sia trasparente e non discriminatorio e che, al contempo, persegua obiettivi di riequilibrio economico-sociale.

Le opzioni attualmente applicabili per la determinazione della tariffa all'utenza sono contenute nella legge 27 dicembre 2013, n. 147, istitutiva della TARI, la quale ha previsto che il Comune possa scegliere tra diverse possibilità per la determinazione della tariffa all'utenza. In particolare, il Comune può optare sia per l'applicazione di una tariffa avente natura di tributo oppure, qualora sia stato adottato un sistema di misurazione puntuale delle quantità di rifiuti e lo preveda il regolamento comunale, per l'applicazione di una tariffa avente natura corrispettiva in luogo del tributo (articolo 1, comma 668). In quest'ultimo caso, la tariffa è applicata e riscossa dal soggetto affidatario del servizio di gestione dei rifiuti urbani. In aggiunta, mentre nella commisurazione della tariffa il Comune deve tenere conto dei criteri previsti dal decreto del Presidente della

Repubblica 27 aprile 1999 n. 158), il metodo di calcolo della tariffa corrispettiva è definito dal Comune nel regolamento comunale (anche ispirandosi allo stesso DPR n. 158/99) sulla base dei propri obiettivi specifici.

Inoltre, nel caso in cui si opti per una tariffa in regime tributario (per scelta o in assenza di sistemi di misurazione puntuale), il Comune può adottare una tariffa determinata in base al metodo tariffario normalizzato di cui al succitato DPR n. 158/99, che è ad oggi l'opzione più diffusa, oppure può ricorrere a criteri alternativi al metodo normalizzato, in base ai quali il Comune, nel rispetto del principio "chi inquina paga", può commisurare la tariffa alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie in relazione agli usi e alla tipologia delle attività svolte, nonché al costo del servizio sui rifiuti (legge n. 147/13, art. 1, comma 652). Laddove i Comuni abbiano adottato sistemi di misurazione puntuale delle quantità di rifiuti, essi non sono tuttavia obbligati ad adottare il modello di tariffa corrispettiva, potendo comunque optare per il prelievo tributario. Gli enti locali che hanno adottato una tariffa avente natura di corrispettivo devono, invece, rispettare i requisiti minimi per la misurazione della parte variabile della tariffa previsti dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 20 aprile 2017. In base a tale decreto, ai fini della realizzazione di un sistema di misurazione puntuale, tutte le utenze dovranno essere identificate mediante l'assegnazione di un codice personale e univoco che permetta di identificare l'utenza che conferisce i rifiuti, registrare il numero di conferimenti e misurare la quantità di rifiuti conferiti. La misurazione puntuale della quantità di rifiuti conferiti si ottiene determinando, come requisito minimo, il peso o il volume della quantità di rifiuto urbano residuo (RUR), ovvero il rifiuto residuale della raccolta differenziata dei rifiuti urbani e assimilati, conferito da ciascuna utenza al servizio pubblico di gestione dei rifiuti anche se i Comuni possono misurare, oltre al RUR, le frazioni differenziate, per la cui misurazione sono ammessi, tuttavia, sistemi semplificati di determinazione delle quantità.

Metodo tariffario normalizzato ex-DPR n. 158/99

Il metodo normalizzato disciplinato dal DPR n. 158/99 è utilizzato per il calcolo della tariffa all'utenza relativa al ciclo integrato dei rifiuti urbani e assimilati ed è basato su quattro fondamentali principi:

- equivalenza del metodo tariffario normalizzato. Le entrate tariffarie devono garantire la copertura delle componenti di costo e, nello specifico:
  a) i costi operativi (sia costi di gestione, sia costi comuni) relativi all'anno *n–1*, aggiornati secondo il metodo del *price-cap*, ossia, in base al tasso di inflazione programmata per l'anno di riferimento n diminuito di un coefficiente di recupero di produttività *(X)*, la cui determinazione è lasciata alla discrezionalità dell'ente locale, con l'unica condizione che deve essere maggiore di zero;
  b) i costi d'uso del capitale, comprensivi di ammortamenti, accantonamenti e remunerazione del capitale investito;
- copertura integrale dei costi. La tariffa di riferimento rappresenta l'insieme dei criteri e delle condizioni che devono essere rispettati per la determinazione della tariffa da parte degli enti locali in modo da coprire tutti i costi afferenti al servizio di gestione dei rifiuti urbani;
- distinzione tra parte fissa e parte variabile della tariffa. La parte fissa è determinata in relazione alle componenti essenziali del costo del servizio, riferite in particolare agli investimenti per le opere e ai relativi ammortamenti, mentre la parte variabile è rapportata alle quantità di rifiuti conferiti, al servizio fornito e all'entità dei costi di gestione;
- articolazione della tariffa nelle fasce di utenza domestica e non domestica.

Il metodo normalizzato si articola in pratica di due macro fasi:

- stesura di un Piano economico finanziario (PEF) redatto dal gestore del servizio di igiene urbana ed eventualmente integrato dall'EGATO o da altra autorità competente (in genere Comune) che individua e classifica i costi del servizio e li suddivide tra costi fissi (CF) e costi variabili (CV); tale fase permette di definire il costo totale del servizio del ciclo integrato dei rifiuti urbani e assimilati relativo a un dato affidamento;
- definizione dell'articolazione tariffaria applicata all'utenza finale, ossia ripartizione dei CF e CV in quote imputabili alle utenze domestiche e non domestiche secondo criteri "razionali" e, infine, determinazione delle quote fisse e variabili da attribuire alle utenze domestiche e non domestiche ricorrendo a presunzioni sulla produzione di rifiuti, ossia applicando specifici

coefficienti teorici di produzione dei rifiuti (per esempio, superficie abitativa, numero di componenti, tipo di attività produttive).

In caso di tariffa corrispettivo, anche questa seconda macrofase è competenza del gestore, in caso di tributo, invece, tale fase è competenza dell'EGATO o del Comune, che approva l'articolazione tariffaria mediante delibera.

Il metodo tariffario presenta alcuni profili di criticità, primo fra tutti l'incentivazione assai debole al perseguimento di obiettivi di efficienza. Più nello specifico:

- il recupero di produttività per l'anno di riferimento *(Xn)* viene definito in maniera totalmente discrezionale dagli enti locali, data l'assenza di una metodologia per la determinazione degli obiettivi di recupero di produttività;
- l'assenza di criteri univoci di individuazione e di classificazione dei costi (contabilità regolatoria) determina incertezze sia sull'entità complessiva dei costi da riconoscere agli esercenti, sia sulla ripartizione dei costi tra fissi e variabili; attualmente, a differenza di quanto prescritto nel DPR n. 158/99, vengono utilizzati nella stesura del PEF costi di preconsuntivo o programmati o provenienti da tariffari o prezziari;
- non sono indicati criteri certi e univoci per la fissazione della remunerazione del capitale;
- le immobilizzazioni da includere negli investimenti nell'esercizio di riferimento per il calcolo della remunerazione del capitale sono definite secondo un criterio presuntivo, sulla base degli investimenti programmati;
- è consentito, da un anno al seguente, il riconoscimento di scostamenti nei costi di gestione e nei costi comuni a condizione che detti scostamenti siano "giustificati" nella relazione di accompagnamento al piano finanziario, senza tuttavia l'indicazione di alcun criterio per la loro inclusione e quantificazione né di eventuali successive verifiche volte ad accertarne l'effettiva sussistenza e/o la loro pertinenza al ciclo dei rifiuti;
- l'ampia discrezionalità applicativa nelle diverse fasi di determinazione delle tariffe (recupero di produttività, riduzioni, agevolazioni, criteri di assimilazione dei rifiuti speciali agli urbani, ecc.), genera una notevole variabilità territoriale e locale in termini sia di definizione del livello di costo riconosciuto sia di incidenza del costo fisso rispetto al costo complessivo.

Tariffa puntuale

Con il termine "tariffazione puntuale" si fa riferimento a una pluralità di casistiche, sebbene nella maggior parte dei casi la tariffazione puntuale applicata alla parte variabile della tariffa faccia riferimento alla sola misurazione della quantità del rifiuto urbano residuo prodotto (RUR), in modo tale da incentivare l'utente a differenziare quanto più possibile la raccolta per contenere la spesa sostenuta. La misurazione del RUR, come sopra ricordato, rappresenta il requisito minimo richiesto dal decreto ministeriale 20 aprile 2017 per un sistema di misurazione puntuale dei rifiuti.

In molti casi analizzati una quota della tariffa si computa fissando un numero di svuotamenti minimi obbligatori, mentre la quota effettivamente variabile riguarda i soli svuotamenti aggiuntivi rispetto a quelli obbligatori. Ciò consente, tra l'altro, di ottenere una garanzia di copertura di una parte dei costi variabili del servizio ed evitare il rischio che la riduzione progressiva della base imponibile (kg o litri di RUR) su cui vengono riversati tutti i costi variabili del servizio, porti a un inevitabile aumento delle tariffe unitarie a svuotamento.

Le casistiche di tariffazione puntuale riscontrabili nella pratica sono, dunque, assai diversificate e si differenziano in funzione:

- della differente natura, e cioè come prestazione patrimoniale o tributo;
- della frazione misurata, più frequentemente il RUR oppure, oltre al RUR, una o più frazioni della raccolta differenziata;
- dell'oggetto o della tecnica della misurazione. La casistica va dalla misurazione diretta del peso, alla misurazione indiretta tramite volume, al sistema *flat*, ossia in base all'attivazione o meno di un servizio (ad esempio: l'utente che effettua autocompostaggio, non attiva il servizio di compostaggio); oppure ancora la presa in conto della numerosità delle richieste di intervento (es: numero di ritiri di ingombranti oltre un certo numero soglia) o della frequenza di ritiro prescelto per una data frazione, oppure ancora del numero di pezzi consegnati/ritirati;
- dell'approccio alla misurazione: progressiva, ossia, quanto maggiore è la quantità di RUR prodotta o il numero di servizi richiesti, tanto più si paga; oppure premiale, con l'applicazione di sconti in tariffa, in genere inversamente proporzionali alla quantità di RUR prodotta.

Sulla base di un'analisi condotta da ISPRA[20] su un campione di circa 2500 Comuni (32,5% del numero complessivo dei Comuni italiani), la tariffa puntuale è applicata ancora oggi in misura minoritaria rispetto all'applicazione della TARI tributo e riguarderebbe non più del 13,2% dei Comuni oggetto di indagine. Si evidenzia inoltre che le esperienze attuali di tariffazione puntuale fanno riferimento soprattutto a realtà locali del Nord e in misura minore del Centro e del Sud e, in particolare, a contesti comunali piccoli e medio-piccoli, (generalmente fino a 10-20 mila abitanti). Da una recente analisi condotta da Utilitatis[21] emerge che nella maggioranza dei contesti in cui è applicata la tariffazione puntuale viene rilevata un'incidenza della raccolta differenziata superiore, anche significativamente, rispetto alla media nazionale. Tuttavia, anche tra i Comuni che non applicano la tariffa puntuale esistono numerose realtà che presentano percentuali di raccolta differenziata paragonabili a quelle di Comuni a tariffa puntuale. Ne consegue che, benché l'introduzione della tariffa puntuale risulti essere direttamente correlata a *performance* positive, essa non pare essere una condizione necessaria al raggiungimento di elevate percentuali di raccolta differenziata; altri presupposti sembrerebbero incidere in modo più determinante nel raggiungimento di elevate percentuali, come l'introduzione della modalità di raccolta porta a porta in luogo della raccolta stradale.

I dati e le informazioni che saranno acquisiti nell'ambito dei procedimenti in materia tariffaria avviati dall'Autorità nel corso del 2018 consentiranno di disporre di elementi informativi ulteriori e di maggior dettaglio sui profili di cui sopra (cfr. Volume sull'Attività Svolta della presente *Relazione Annuale*).

Tariffe di accesso agli impianti di trattamento

Con il termine impianti di trattamento si fa riferimento agli impianti che effettuano:

- le operazioni di recupero e i trattamenti preliminari al recupero
- le operazioni di smaltimento e i trattamenti preliminari allo smaltimento.

L'elenco completo delle operazioni di recupero e smaltimento è contenuto, rispettivamente negli Allegati B e C del decreto legislativo n. 152/06.

In relazione alle tariffe d'accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti, in particolare per quanto riguarda la filiera dell'indifferenziato, si registra, nei casi sino ad oggi analizzati nell'ambito di una prima ricognizione a campione, l'applicazione sia di tariffe regolate o amministrate, sia di prezzi lasciati al mercato. La tariffa regolata è definita dall'EGATO (es: Emilia-Romagna), dalla Regione o dalla Provincia (es: Veneto).

Il riferimento normativo alla base della fissazione della tariffa al cancello da parte dell'EGATO o dell'ente territoriale competente è costituito dall'articolo 25 del decreto legge 24 gennaio 2012, n.1, in base al quale *"[...] all'affidatario del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani devono essere garantiti l'accesso agli impianti a tariffe regolate e predeterminate e la disponibilità delle potenzialità e capacità necessarie [...]"*.

È importante sottolineare, anche ai fini tariffari, che alcune fattispecie impiantistiche, come i termovalorizzatori e le discariche, trattano spesso sia rifiuti urbani sia speciali.

Le tariffe praticate dal gestore dell'impianto, inoltre, possono essere comprensive di oneri aggiuntivi come la componente di ecotassa; tale tributo, istituito dalla legge 28 dicembre 1995, n.549, si applica ai rifiuti conferiti in discarica nonché ai rifiuti conferiti in impianti di incenerimento senza recupero energetico: l'obiettivo è quello di ottenere la riduzione dei quantitativi di rifiuti avviati allo smaltimento, incentivando le attività di recupero degli stessi.

Occorre evidenziare che ad oggi non sono disponibili *database* nazionali che consentano di appurare in modo completo quanti e quali impianti di trattamento siano soggetti a una tariffa in qualche misura amministrata e quanti applichino, invece, prezzi di libero mercato. In tale contesto non è possibile monitorare in modo esaustivo le tariffe o i prezzi applicati dagli impianti di trattamento dei rifiuti urbani

20 Rapporto Rifiuti Urbani 2018, ISPRA.
21 Analisi presentata da Utilitalia nell'ambito di Ecomondo 2018.

e assimilati sul territorio nazionale e, ancor meno, quindi, effettuare *benchmarking* di efficienza tra gestori. Per tale ragione, come meglio dettagliato nel Volume II di questa stessa *Relazione Annuale* (Capitolo 7), con la delibera 27 dicembre 2018, 714/2018/R/RIF, l'Autorità ha avviato una prima raccolta di dati e informazioni in materia di servizi di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati, funzionale alla definizione della regolazione in tema di tariffe e di condizioni contrattuali di accesso agli impianti di trattamento, dando priorità agli impianti di trattamento meccanico biologico, agli impianti di incenerimento e alle discariche. In particolare, nella successiva determina 28 febbraio 2019, 1/2019- DRIF, sono stati individuati i dati, le informazioni e i documenti da trasmettere all'Autorità. Le informazioni richieste includono: quelle relative all'esercente e al titolo giuridico a fondamento della gestione, i dati tecnici sulla gestione degli impianti, i dati economici e patrimoniali sulla gestione.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

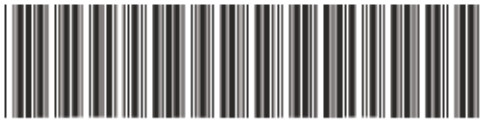
AB Comunicazioni

Stampa

AGF S.p.a. unipersonale

www.agfsolutions.it

PAGINA BIANCA



181410074240