

SENATO DELLA REPUBBLICA

XVII LEGISLATURA

Doc. CXLI
n. 3

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA, IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

(Aggiornata al 31 marzo 2015)

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

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico

(BORTONI)

—————
Comunicata alla Presidenza il 24 giugno 2015
—————

VOLUME I

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Guido Bortoni, Presidente
Alberto Biancardi, Componente
Luigi Carbone, Componente
Rocco Colicchio, Componente
Valeria Termini, Componente



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

Presentazione del Presidente
Guido Bortoni

Roma, 24 giugno 2015

PAGINA BIANCA

« ...*QUO EIUS CAPAX EST, EIUSQUE ESSE PARTICEPS POTEST*»

[Aurelius Augustinus, De Trinitate XIV, 8,11]

« ...*IN QUANTO È CAPACE/CAPIENTE DI LUI, E PUÒ ESSERE PARTECIPE DI LUI*»

[S. Agostino, De Trinitate 14, 8, 11]

Autorità, Signore e Signori,

a nome del Collegio e della Struttura di questa Autorità, saluto e ringrazio ognuno dei convenuti e tutti coloro interessati alla nostra *Relazione Annuale* con i suoi volumi sullo stato dei servizi e sull'attività svolta.

Vogliamo aprire la *Relazione Annuale* 2015 ricordando, dallo scorso anno, la **questione europea dell'energia-ambiente**. *Heri dicebamus*, dunque: eravamo critici e perplessi perché le Istituzioni europee sembravano aver perso il senso e lo slancio delle politiche sull'energia, essendosi profuse nei cinque anni di legislatura con molti testi e parole, ma con pochi fatti incisivi. Allora chiedevamo una "nuova Europa dell'energia", nel momento in cui l'Italia inaugurava il semestre di Presidenza europea, all'indomani delle elezioni che avrebbero originato un nuovo Parlamento ed una nuova Commissione. Proponevamo una vera e propria assicurazione sul futuro continentale per l'energia e l'ambiente, attraverso la costruzione di rapporti di **solidarietà e coesione** tra le politiche nazionali, convogliandole all'interno di un mercato unico; nonché una gestione europea dell'energia non più caratterizzata da burocrazie e tecnocrazie, ma da concrete ed effettive scelte politiche. All'inizio dell'anno, la neo insediata Commissione ha aperto il suo mandato con la pubblicazione delle Comunicazioni sul Pacchetto Unione dell'Energia allo scopo di sottoporre ai cittadini europei la propria rinnovata visione. La cornice strategica ivi delineata, che in gran parte declina aspetti centrali *idem-sentiti* nel 2014 da questa Autorità, punta ad un'Europa resiliente, che garantisca un'energia sicura, competitiva, sostenibile e disponibile, richiamando più volte il concetto di *solidarity and trust* tra Paesi. Delineata la cornice, la nostra speranza è che la Commissione tenga il passo con pragmatismo e determinazione nella direzione di marcia impostata.

Nel contesto europeo, l'Italia - pur con un quadro strategico nazionale da aggiornare a differenza dei tedeschi con la loro *Energiewende*, del Regno Unito con l'*Energy Transition* e di Parigi con la propria *Transition Énergétique* - si connota per aver

implementato o avviato, sicuramente sul piano regolatorio, **numerose e profonde riforme** che ne assecondano la metamorfosi energetico-ambientale *in fieri*. Mentre i quadri strategici dei Paesi citati, pur tra grandi incertezze, promettono passaggi epocali dalla situazione presente ad un preciso stato futuro, la transizione italiana più pragmaticamente riforma e trasforma il contesto, consapevole di trovarsi piuttosto in una sorta di passaggio che va decisamente oltre all'oggi, ma con esiti e percorsi ancora flessibili. Flessibilità governata anche dagli strumenti regolatori. La transizione italiana, inoltre, non si limita ad affrontare il **nuovo mix delle fonti** verso la **decarbonizzazione**, ma opera meritoriamente scelte anche sui diversi vettori energetici, come dirò nelle conclusioni.

Mille giorni ci separano dal termine di questa Consiliatura: un periodo ancora proficuo per la progettualità che ci ha da sempre contraddistinti. Perciò anche questa *Relazione Annuale* è rivolta agli aspetti programmatici nei settori dell'energia (elettricità, gas e teleriscaldamento) e dell'ambiente (acqua), illustrando solo quelle attività prospettiche che, nell'attuale contesto, risultano essere più significative.

Con il compimento del terzo anno della regolazione idrica di questa Autorità finisce anche il ciclo delle Conferenze nazionali della regolazione dell'acqua, tenutesi per tre anni a Milano, essendo ormai entrato il servizio idrico nelle regolazioni mature dell'Autorità. L'acqua lascia così il posto nell'incubatore delle **nuove regolazioni al teleriscaldamento**, parte della cui regolazione ci è stata assegnata nello scorso anno, e per cui vogliamo annunciare qui un analogo evento che si terrà, sempre a Milano, nel prossimo inverno.

Milano con la sua Città metropolitana, oltre ad avere stabilmente la nostra sede, ospita nel 2015 una serie di eventi e ricorrenze nel campo dell'energia. Gran parte degli eventi hanno luogo nel periodo dell'Esposizione Universale - Milano 2015, che col suo *leitmotiv* "Nutrire il Pianeta, energia per la vita" sottende in maniera straordinaria anche i nostri due temi di regolazione - **energia e ambiente**, su cui articoliamo pure questa *Relazione Annuale* - dando loro una proiezione planetaria ed offrendo l'impegno collettivo ad affrontare le molte criticità ancora presenti. Ad Expo 2015 vanno i nostri ringraziamenti per la concessione del patronato gratuito per la *Relazione Annuale* 2015, a testimonianza della sinergia tra le istanze internazionali mostrate in Expo e il binomio energia-ambiente trattato da questa Autorità.

Un'importante ricorrenza, che vorremmo fissare con una conferenza internazionale a Milano, è quella del ventennale dell'istituzione legislativa della regolazione

indipendente per i servizi di pubblica utilità nel nostro Paese (la legge 14 novembre 1995, n. 481 - conosciuta in Europa come *The Italian Regulatory Act* - che ha svolto una funzione antesignana di analoghe istituzioni nell'Unione europea).

Entrando nel merito dell'azione dell'Autorità, è opportuno qui ricordare il nuovo conio linguistico che si aggira dal 2011 dalle parti della regolazione energetica italiana: la "capacitazione", principio che modella dall'inizio l'azione di questa Consiliatura. Quel principio, a noi tanto caro, non si applica solo alla regolazione pro-consumatore, ma anche a quella di moltissimi segmenti della filiera energetica e idrica.

Mutuo il *capax est* in epigrafe, riducendolo - non senza timore - dal riferimento Assoluto 2 al nostro piccolo campo frattale. È la conseguenza dell'essere a suo modo "capace" che fa divenire un soggetto nel mercato "partecipe" del mercato stesso - sia esso consumatore o operatore - e lo rende parte responsabile nella ricerca di risposte ai propri bisogni. Salvo il caso originario cui si riferisce S. Agostino, non siamo però capaci per natura; dunque nel mercato dell'energia e nel settore idrico la capacità di gestirsi con responsabilità, orientando i propri comportamenti nel mercato, va dinamicamente costruita per ciascuno. Da qui la necessità di elevare il livello di capacità del singolo soggetto mediante iniziative di "capacit-azione". E la regolazione è lo strumento capacitante, non già abilitante, perché non occorre omologare tutti a comportamenti standard, bensì aiutare ciascuno a far proprio, a contenere in sé - primo etimo di *capax* - il *background* necessario e sufficiente ad operare le proprie libere azioni nel mercato, secondo la propria sensibilità.

Il lavoro affidato alla regolazione capacitante i diversi attori nel mercato è vasto ed impegnativo: immane sui consumatori, in particolare su quelli di piccole dimensioni; sofisticato e specialistico sugli operatori.

Invero, la capacitazione riguarda anche il Regolatore che non è, per investitura, capace del proprio ruolo, ma "sente" la responsabilità nel fare scelte per l'interesse generale del mercato e per il benessere della collettività, in particolare in quelle aree in cui il mercato fatica ad affermare e a (far) raggiungere obiettivi di carattere generale, quali, ad esempio, le protezioni sociali e le infrastrutture.

Il ricorso alla regolazione capacitante è da più parti evocato. Prendiamo, ad esempio, un settore quale quello degli appalti pubblici. Recenti valutazioni espresse anche dal Presidente dell'Autorità nazionale anticorruzione indicano come sia insufficiente affidarsi alla sola azione repressiva o sanzionatoria - essenziale ma per sua natura

destruens - per risanare la condotta di quel settore. Anche l'altro estremo, quello della iper-regolazione *ex ante* di tutti i casi ed i comportamenti possibili, virtuosi e non, dei soggetti coinvolti, è parimenti esercizio assai vacuo. La ricetta migliore sta nell'aggiungervi il cosiddetto "controllo collaborativo" che, per quel settore, assomiglia molto alla nostra regolazione capacitante.

La capacitazione è ancor più di valore nell'attuale contesto macroeconomico del Paese, dopo sei anni di grave crisi dell'economia, forse temperata da qualche recente indicazione finalmente positiva riguardo alla produzione industriale ed alle esportazioni. I consumi di energia dell'anno 2014 non hanno risentito dell'inversione di tendenza. La domanda di elettricità non si è ancora ripresa dopo i cali registrati negli ultimi anni: -3% nel 2014, dopo il -3,9% nel 2013 e il -3% nel 2012, con una riduzione dei consumi in tutti i settori. Il consumo interno lordo di gas è diminuito di altri 8 miliardi di metri cubi, scendendo a 62 miliardi anno e facendo tornare i valori del 1997.

ENERGIA: elettricità, gas e teleriscaldamento

Considerando il settore dell'energia, elettricità e gas, quest'anno partiamo dai mercati *retail*. Insistiamo a cominciare dal segmento in cui si trova il consumatore finale, non soltanto perché il Regolatore ne è paladino, ma anche per il suo ruolo cruciale nella metamorfosi energetica in atto. Nella prima parte di questa Consiliatura, in accordo con il Piano strategico trascorso (2012-2014), si è scelto di monitorare, ad assetto stabile, i meccanismi di tutela di prezzo in presenza del mercato libero per poter misurare la capacità del cliente finale medio. Con l'adozione del Quadro strategico 2015-2018 si è ritenuto importante rivedere i meccanismi di tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese, anche per imprimere un'accelerazione alla capacitazione di quei clienti e per consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa su un orizzonte triennale.

Dopo otto anni di buon funzionamento, le attuali forme di tutela di prezzo nei mercati *retail* continuano, grazie all'ancoraggio dei prezzi ai corsi dei mercati all'ingrosso, a rappresentare un importante riferimento ed a funzionare contestualmente da paracadute (servizio universale) anche per quei clienti che scelgono il mercato libero. L'attuale tutela, che ha superato diversi esami di conformità ai principi della liberalizzazione europea, può essere gradualmente assorbita. In questa fase va fatta evolvere verso un'importante tappa di riforma (tutela 2.0), che dovrà comunque essere applicata ad iniziare dalle fasce di clienti tutelati maggiormente capacitati: dal 2016 i non-domestici elettrici, poi verrà il segmento dei domestici. Il segmento di mercato non domestico - soprattutto

per i clienti in bassa tensione con i maggiori consumi - presenta, secondo il monitoraggio dell'Autorità, alcune similitudini con quello dei clienti in media tensione, il cui assetto competitivo, già da alcuni anni, è assai avanzato. Gli orientamenti dell'Autorità per la riforma, che porremo presto in consultazione, vedono, in luogo di una rottamazione a data fissa della tutela di prezzo, una evoluzione per gradi delle protezioni nel senso di un loro alleggerimento, in modo tale da non favorire processi affrettati che spostino inopinatamente ricchezza dai consumatori agli operatori dei servizi.

Rispetto ai meccanismi attuali di tutela, contraddistinti da una certa rigidità e da una alternanza strutturale col mercato libero, si prospetta una fase nuova in cui promuoveremo un assetto di tutela 2.0, "liquida" sotto diversi profili.

Liquida nel prendere maggiormente le forme simili ad una fornitura sul mercato libero, pur non entrando in diretta competizione con esso. Liquida nel favorire l'esodo volontario dei clienti tutelati dall'attuale servizio universale, pur rispettando quei consumatori meno pronti a scegliere il mercato libero. Liquida nel prevedere una pluralità di operatori che, in concorrenza tra loro per il mercato, potranno erogare la tutela 2.0, sebbene a termine poiché destinata a riassorbirsi nel mercato libero. Liquida, in ultimo, quanto ad aggancio definitivo a parametri di mercato e senza gli aggiornamenti trimestrali dell'Autorità, pur preservando una stretta vigilanza della stessa Autorità sui contratti 2.0.

In parallelo al percorso di riforma della tutela, l'Autorità segue l'attuale processo legislativo del "Disegno di legge concorrenza" per una possibile futura scomparsa del controllo di prezzo, qualora nella fase 3.0 anche i piccoli consumatori possano contare solo sulle ordinarie tutele *non-di-prezzo* garantite dal Regolatore, come oggi è già sul mercato libero.

Nell'ottica di una futura piena affermazione del *mass market* nei settori dell'energia, prosegue l'azione regolatoria volta ad assicurare la **neutralità del soggetto distributore** nei processi del mercato *retail* dell'energia. Già da diversi anni la regolazione ha previsto che l'unica interfaccia con il cliente finale nel mercato al dettaglio sia il venditore, che riceve mandato in nome e per conto del cliente finale per gestire i rapporti contrattuali con gli altri operatori della filiera necessari per la fornitura di energia al cliente, disintermediando il distributore, quasi sempre parte di un gruppo integrato con un proprio venditore.

Le frontiere sensibili per una piena imparzialità del distributore rispetto al mercato *retail* sono almeno quattro; su ciascuna di esse l'Autorità sta implementando misure regolatorie, o attuando disposizioni legislative, sempre più incisive.

La prima riguarda il cosiddetto *debranding*, ossia la separazione delle politiche di comunicazione e di marchio tra l'attività di distribuzione e le attività di vendita dell'impresa verticalmente integrata. Per impulso europeo, già recepito nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, la cui attuazione è stata recentemente di nuovo sollecitata dalla Commissione europea, si sta realizzando anche in Italia un ulteriore passo, tramite la regolazione, per rimuovere ogni rischio di confusione di *brand* nella percezione del cliente finale rispetto ai soggetti che operano nell'ultimo miglio; ciò con l'obiettivo di limitare il vantaggio di posizione del fornitore storico integrato, o storico territoriale, nel disporre del distributore. Il provvedimento che l'Autorità ha recentemente assunto, a valle di una consultazione contrastata da parte degli operatori integrati verticalmente, consentirà di rimuovere i rischi di confusione del cliente finale tra le varie società del gruppo integrato, prevedendo l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle società di vendita e tra queste ultime, in linea con il disegno comunitario e con le precise funzioni attribuite all'Autorità dal decreto legislativo di recepimento. L'obbligo non inciderà in alcun modo sul vantaggio reputazionale del fornitore storico nei confronti del cliente finale, in quanto il valore da esso portato resterà, con tutta probabilità, insito nella livrea del solo venditore nel mercato libero del gruppo integrato.

La seconda consiste nel prevedere un'esclusione progressiva, ma definitiva, delle imprese di distribuzione dai processi commerciali ed amministrativi, *in primis* da quelli relativi allo *switching* ed alle volture di contratto. Tale esclusione sarà possibile, tra poco, con il completo avvio operativo del Sistema informativo integrato in materia di *switching* massivo dei clienti elettrici che garantirà terzietà nell'esecuzione di tali processi. Il Sistema informativo integrato, nei prossimi sviluppi, ospiterà la rilevazione e la validazione dei consumi dei clienti, sia per il settore elettrico, sia per quello del gas, per un maggiore ricorso ai dati effettivi di consumo nel processo di fatturazione.

La terza frontiera insiste sul rapporto venditore-distributore nel mercato *retail* elettrico. Già dal 2013, la regolazione sta investendo intensamente nello sviluppo del contratto tipo di distribuzione, che dovrà sancire nel dettaglio i diritti e le obbligazioni reciproci del venditore e del distributore. Sono state recentemente approvate le prime parti relative alla disciplina quanto alle garanzie contrattuali e alle disposizioni in tema di fatturazione del servizio di distribuzione e trasporto. Questo contratto consentirà di regolare compiutamente i processi di interfaccia del distributore con il mercato *retail*, evitando discriminazioni tra operatori e pratiche

distorsive o lesive per la concorrenza in tale mercato, anche con riferimento alle funzioni di esazione delle prestazioni patrimoniali imposte, tra cui, in particolare, gli oneri generali di sistema. La maggiore responsabilizzazione dei distributori rispetto alle *performance* contrattuali permetterà, inoltre, di introdurre indennizzi automatici per difetti di prestazioni del distributore, a tutela del cliente finale attraverso il suo venditore. A complemento, sarebbe parimenti opportuno prevedere specifiche autorizzazioni alla attività di vendita da rilasciare in modo adeguato, in linea con le *best practice* dei Paesi europei, per prevenire eventuali inadempimenti o comportamenti non corretti da parte dei venditori, accrescendo così la fiducia nel mercato da parte dei clienti finali.

La quarta frontiera che concerne la caratterizzazione energetica del cliente finale, l'*Energy Footprint*, è orientata alla sua capacitazione, così come le prime tre sono volte a quella degli operatori della filiera energetica ed a rispondere a esigenze di effettiva separazione del distributore dai processi di mercato.

Con l'*Energy Footprint* o impronta energetica, in attuazione del decreto legislativo di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (4 luglio 2014, n.102), cerchiamo di portare, anche alla grande famiglia dei clienti finali elettrici, la conoscenza, con modi semplici ed efficaci, delle loro caratteristiche di prelievo, di consumo o di autoconsumo, ossia dei loro comportamenti "a consuntivo" nella propria casa o nel luogo di lavoro. È ormai non rinviabile il progetto di dare maggiore consapevolezza ad oltre 30 milioni di clienti, affinché si sviluppino liberamente singole sensibilità al modo di produrre/consumare energia, anche grazie alla predisposizione di semplici *audit* energetici con suggerimenti pratici.

L'Autorità sta lavorando perché possano essere forniti, a breve, ai clienti finali in bassa tensione sia i dati storici di consumo corrispondenti alla fatturazione, sia i dati relativi alla potenza massima effettivamente utilizzata da ciascun cliente, in modo da consentire loro una scelta consapevole del tipo di contratto.

In merito alla gestione dei dati corrispondenti ai profili temporali di consumo per fascia oraria, l'Autorità intende garantire un approccio neutrale tra le soluzioni tecnologiche innovative sui dispositivi che dovranno prelevare tali informazioni dai contatori. Tale iniziativa promuove un'ampia diffusione dei dispositivi, con un approccio di mercato, coerente anche con l'entrata di nuovi soggetti nell'offerta dei servizi tecnologici: nel mondo post-contatore, operatori di telecomunicazione, produttori di applicazioni software, venditori di elettrodomestici, fornitori di soluzioni di arredo o di domotica, fornitori di servizi energetici ed *Energy service companies* potranno fornire dispositivi e proporre soluzioni integrate ai clienti.

Coerentemente con tale approccio, anche i prossimi investimenti connessi al rinnovo del parco di misuratori elettrici dovranno essere effettuati secondo logiche di selettività e dovranno fondarsi su attente analisi del rapporto costi-benefici. A questo proposito, rileveranno diverse funzionalità: dalla messa a disposizione di dati, alla promozione della *customer awarness*, fino al contrasto alla morosità.

In un futuro ormai vicino, le sperimentazioni promosse dall'Autorità mostrano che sarà possibile progettare e realizzare dispositivi in grado di dialogare direttamente con i contatori, non solo di energia elettrica, ma anche di gas e di acqua.

Tra le nuove potenzialità del settore elettrico, vi è pure la partecipazione attiva della domanda (*demand response*), in grado di fornire quei servizi di flessibilità richiesti da un sistema caratterizzato da un'ampia produzione da fonti rinnovabili, con elevata intermittenza nella generazione. A partire dalle risultanze dei progetti pilota *smart distribution grid*, l'orientamento dell'Autorità è per un'evoluzione dei sistemi di distribuzione in *smart distribution system*, ossia in infrastrutture che consentano l'effettiva partecipazione delle risorse diffuse (ad esempio, la generazione distribuita) ai servizi di dispacciamento, realizzando l'integrazione delle fonti rinnovabili.

Il progetto *Energy Footprint* è, in tal senso, un primo passo di un percorso innovativo che punta, in futuro, a nuove funzionalità, come quelle offerte dal *dynamic pricing*, cioè la possibilità di applicare prezzi dinamici, in modo da favorire l'emergere di nuovi soggetti in grado di aggregare la capacità di clienti, anche di piccole dimensioni, e favorire la loro partecipazione attiva al mercato. Per questa ragione, l'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre per tutti i clienti la facoltà di richiedere l'acquisizione di misure orarie.

La capacitazione del cliente finale si raggiunge anche inviando corretti segnali di prezzo per le conseguenti scelte energetiche. A tal fine, questa Autorità è oggi impegnata nell'attuazione della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Si tratta di una riforma epocale, volta ad efficientare il sistema elettrico, incentivando il comportamento virtuoso dei consumatori, e ad aumentare l'equità del sistema tariffario.

Il legislatore italiano, l'anno scorso, ha impresso una svolta importante nella storia delle tariffe elettriche domestiche. Con la legge delega di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica, ha indicato l'obiettivo di superare la progressività delle tariffe di rete domestiche, introdotta all'indomani dello *shock* petrolifero del

'73 con le finalità, allora meritorie, di scoraggiare elevati consumi per l'utenza domestica residenziale e di alleviare la spesa per le famiglie con bassi consumi, immaginate più bisognose. Eravamo in un mondo completamente diverso. Più di recente è stato introdotto il bonus sociale, uno strumento in grado di distinguere le famiglie in stato di difficoltà (economiche o per ragioni di salute). Inoltre, e soprattutto oggi, sono disponibili utilizzi nuovi di energia elettrica non pensabili pochi anni fa – ad esempio, le pompe di calore che sfruttano in modo efficiente fonti termiche rinnovabili per il riscaldamento e la climatizzazione degli ambienti o i veicoli elettrici su larga scala – che sono fortemente scoraggiati dall'attuale tariffa progressiva, specie se con le limitazioni di potenza impegnata a 3 kW. Nuovi utilizzi che, invece, forniscono un importante contributo per la sostenibilità ambientale e la riduzione dell'energia primaria complessivamente impiegata.

A seguito della riforma, per la prima volta il cliente finale potrà disporre anche del parametro potenza impegnata per ottimizzare le proprie forniture.

Peraltro, la funzione di efficientamento dei consumi elettrici attribuita con l'andare del tempo alla struttura progressiva della tariffa domestica non è mai stata supportata da evidenza empirica. Anzi, sarebbe vero il contrario. A fronte di una struttura tariffaria complessa come quella progressiva per scaglioni di consumo, il consumatore domestico normalmente non prende le proprie decisioni di consumo e investimento rispondendo in base al prezzo dell'ultimo scaglione (quello più costoso), bensì sulla base del costo medio pagato in bolletta. Viene così edulcorato il presunto segnale economico al contenimento dei consumi, che dovrebbe derivare da un prezzo marginale crescente all'aumentare dell'energia consumata. Il risultato finale è che con il sistema attuale, che dal 2000 si tenta di superare, si fa pagare di più l'energia elettrica alle famiglie numerose e a quelle che privilegiano il vettore elettrico efficiente e sostenibile! Non solo. La tariffa progressiva rallenta il concretizzarsi e la diffusione delle innovazioni nelle tecnologie elettriche, allontanando gli scenari di *smart energy*, *smart cities* e domotica diffusa; infine, non incoraggia l'espansione di soluzioni energetiche diffuse, che sfruttano le fonti rinnovabili decentrate sul territorio, da sempre maggiormente integrabili con il vettore elettrico anziché con altri vettori di energia.

Con il decreto legislativo, è stato rafforzato il principio, già contenuto nella legge n. 481/95, che le componenti della nuova struttura tariffaria non progressiva devono essere aderenti ai costi. Tale approccio non è trasferibile alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, non potendo fare riferimento ad una sottostante struttura di costo. Tuttavia, la scelta dei criteri di attribuzione degli oneri ai clienti in funzione dei loro parametri di utilizzo del sistema elettrico ha

importanti conseguenze, non solo in termini di distribuzione dei redditi, ma anche di efficienza del sistema energetico nazionale. A tale proposito, è discutibile affermare che l'aumento artificioso dei corrispettivi – inclusi gli oneri generali – a carico dalle famiglie con alti consumi svilupperebbe assetti di consumo ambientalmente sostenibili. Ad esempio, i sistemi efficienti dell'utenza diffusa devono trovare strumenti espliciti di sostegno, trasparenti e commisurati ai loro costi incrementali e ai benefici che possono portare nella transizione verso il sistema energetico del futuro. La struttura tariffaria riformata non va utilizzata come incentivo implicito.

In un contesto di ampie e incisive, se pur graduali, riforme in atto nel mercato *retail* dell'energia, lo strumento dei **bonus** elettrico e gas va assumendo un ruolo sempre più fondamentale di ammortizzatore sociale per i clienti caratterizzati da disagio economico o utilizzatori di apparecchiature elettromedicali. Da un lato, infatti, è in fase di definizione un processo di alleggerimento delle tutele di prezzo che, al suo completamento, potrebbe vedere tutti i consumatori, anche quelli svantaggiati economicamente e in possesso di bonus, obbligati a scegliere fra diverse offerte nel mercato libero. D'altro lato, il contestuale avvio della riforma della tariffa di rete domestica, con l'eliminazione della progressività e dei sussidi incrociati verso le categorie di utenti basso consumanti, potrà avere l'effetto di aumentare la spesa di energia anche per una parte dei possessori di bonus, in particolare per le famiglie monocomponente, mentre ridurrà la spesa per le famiglie numerose o residenti in zone del Paese non servite dalla rete del gas.

Per questi motivi, unitamente al perdurare degli effetti della profonda crisi economica che ha inciso fortemente sul fenomeno della povertà energetica, l'Autorità, sulla scia delle proposte già formulate lo scorso anno in tema di rafforzamento del bonus, sta mettendo in campo ulteriori azioni di revisione della disciplina che ne regola l'erogazione, attraverso molteplici interventi segnalati al Governo e al Parlamento. A questo proposito si prevedono interventi di tutela ulteriore verso i possessori di bonus, quali strumenti per favorire la scelta dell'offerta che presenta una minor spesa annua o la possibilità di ricorrere a rateizzazioni dei corrispettivi dovuti per energia elettrica e gas in modo agevolato rispetto alle condizioni attuali.

Nell'ambito della riforma delle tariffe di rete, inoltre, vengono proposte ipotesi alternative di incremento del bonus finalizzate, come previsto a livello di norma primaria, a neutralizzare gli effetti in termini di aumento di spesa per i clienti beneficiari.

La tutela verso i consumatori non si limita alle condizioni economiche di fornitura. In questa prestigiosa Sede, preme ricordare le azioni che vengono attuate grazie ad

una attiva collaborazione tra questa Autorità di regolazione e quelle di garanzia.

In tale ambito ha preso un ulteriore e significativo slancio l'azione combinata da parte di questa Autorità e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) in materia di tutela del consumatore, ai sensi del nuovo Codice del consumo nei settori da noi regolati; ciò in particolare nella lotta alle **pratiche commerciali scorrette**. L'impostazione seguita è basata su un Protocollo di intesa giunto già alla sua seconda versione ed è conformata, appunto, ad una azione complementare delle due Autorità.

L'assetto tipico di un settore regolato, ove la regolazione sia effettiva anche nel mercato *retail* a protezione del consumatore/utente, come è il caso da anni dell'energia e di recente anche del settore idrico integrato, prevede un *set* di regole a presidio ed a tutela preventiva del consumatore per colmarne in parte il *gap* informativo e di potere contrattuale nei confronti degli operatori. Chiaramente le maglie di questa rete regolatoria non sono – e non è opportuno che lo siano – fittissime, in modo da lasciare flessibilità al mercato, né immutabili, perché è impensabile scoraggiare *ex ante* tutti i possibili comportamenti commercialmente scorretti.

La forza della regolazione *ex ante* ed *erga omnes*, assistita dal suo *enforcement* e dall'azione repressiva dispiegata necessariamente sul singolo caso dall'AGCM, è uno dei risultati principali dell'azione combinata della collaborazione delle due Autorità, nell'interesse dei mercati regolati e soprattutto a tutela del consumatore.

Tra le numerose e continue attività di *enforcement* adottate dall'Autorità, ne richiamiamo in particolare due: lo sviluppo del Servizio di conciliazione e i primi esiti dell'indagine sulla fatturazione per i clienti con bassi consumi.

Il Servizio conciliazione, definito dall'Autorità e gestito dall'Acquirente unico, parallelamente al sostegno del Regolatore alle procedure di conciliazione paritetica promosse dalle associazioni e dalle imprese, contribuisce alla capacitazione dei consumatori, quale tappa fondamentale del percorso di *empowerment* del cliente.

Il Servizio conciliazione, pienamente coerente fin dall'origine con la direttiva UE in tema di risoluzione alternativa delle controversie (ADR), si avvia a grandi passi verso l'operatività a regime. I dati relativi ai primi due anni di sperimentazione dimostrano, infatti, la maturità dello strumento: da un lato, oltre 2.500 richieste di attivazione pervenute da clienti finali domestici o piccole imprese, con un incremento annuo del 50%; dall'altro, un tasso di successo (su procedure concluse) dell'88% e un tempo medio di 62-giorni per raggiungere l'accordo.

Un consolidamento del servizio per effetto dei suoi punti forza che ha portato questa Autorità a prevederne, dal prossimo luglio, il rafforzamento con l'ampliamento

dell'ambito di applicazione (estensione anche ai *prosumer*, ossia ai produttori-consumatori) e della partecipazione degli operatori alle procedure (obbligatorietà per gli operatori regolati esercenti la maggior tutela e i distributori). Al fine dell'evoluzione del servizio, ci si attende, per effetto del decreto di recepimento della citata direttiva, che sta vedendo la luce in questi giorni, un segnale importante in tale direzione anche nei settori dell'energia e dell'idrico. Ciò in un'ottica di armonizzazione con quanto previsto per altri settori in cui, accanto ad un Regolatore indipendente, vige l'obbligatorietà delle procedure conciliative.

Nel medio periodo l'evoluzione riguarderà anche la simmetrica disponibilità del Servizio per gli operatori nei confronti dei clienti. Inoltre, l'evoluzione interessa pure il settore idrico: da una recente indagine conoscitiva è emersa, infatti, la necessità di strumenti ADR anche per questo settore.

In merito all'*enforcement* va menzionata l'**indagine conoscitiva in tema di fatturazione** dei clienti di piccole dimensioni, avviata da questa Autorità, le cui risultanze saranno a breve pubblicate. Tale indagine ha evidenziato la presenza di criticità, a livello sia settoriale sia di specifiche realtà locali, che rischiano di pregiudicare l'atteggiamento di fiducia nei confronti del mercato libero.

L'Autorità ritiene sia quindi strategico effettuare ulteriori specifici interventi sul tema della fatturazione, tesi ad aumentare l'utilizzo dei dati di consumo effettivo anche attraverso l'impiego consapevole dell'autolettura. Nell'ambito delle informazioni raccolte nel corso dell'indagine è emerso, infatti, che spesso, in particolare nel settore del gas, le autoletture rilevate grazie a comportamenti attivi dei clienti sopperiscono in parte alla sostanziale assenza di misuratori elettronici telegestiti in detto settore, nonché alla forte presenza di misuratori non accessibili direttamente. Tuttavia, anche in questo caso, la manifesta cooperazione dei consumatori non appare sempre adeguatamente valorizzata dai venditori nel processo di fatturazione. L'incentivazione della fatturazione basata sui consumi effettivi o sulle autoletture rappresenta uno strumento ulteriore, oltre a quelli già attuati come la Bolletta 2.0, volta a fornire con trasparenza adeguate informazioni sui consumi e sui costi energetici, per il crescente rafforzamento della capacitazione del cliente.

Come rilevavo in apertura di questa *Relazione Annuale*, la capacitazione permea tutta la filiera dei settori regolati: anche gli operatori delle infrastrutture ne sono quindi interessati.

Con l'anno in corso si completa il quarto periodo regolatorio per i servizi infrastrutturali del settore elettrico (trasmissione, distribuzione, misura). Sono già stati pubblicati documenti che illustrano le linee generali di intervento e gli

investimenti necessari per innovare i sistemi di distribuzione, adeguandoli alle mutate esigenze di flessibilità indotte dalla rivoluzione delle rinnovabili, nonché gli ulteriori miglioramenti della qualità del servizio, con una speciale attenzione alla vulnerabilità del sistema elettrico a eventi eccezionali.

Come tratto caratterizzante, la nuova regolazione dell'Autorità dovrà risultare, appunto, capace di indurre comportamenti efficienti tanto negli operatori quanto negli utilizzatori del servizio. La regolazione, oltre a ciò, dovrà garantire non solo una spinta adeguata all'efficienza, ma anche condizioni particolarmente favorevoli agli investimenti capaci di creare "valore utile" per il sistema elettrico, nell'interesse ultimo dei clienti finali del servizio. Questi sono i motivi che ci hanno indotto a proporre, in coerenza con l'evoluzione della *best practice* regolatoria internazionale, la progressiva introduzione di schemi in grado di coniugare le recenti logiche dell'*incentive regulation* con le esigenze di sviluppo infrastrutturale, fondati su logiche di riconoscimento dei costi che guardano al servizio e basati sulla spesa totale (costi operativi più investimenti, ossia *totex*).

Un progetto ambizioso che comporta un cambiamento profondo della regolazione infrastrutturale che questo Collegio è determinato a introdurre, seppure con la necessaria gradualità.

Devono cambiare anche i meccanismi di incentivazione allo sviluppo infrastrutturale. Su questo fronte abbiamo già presentato le nostre riflessioni a partire dai buoni risultati dei progetti pilota avviati nel 2011 per la sperimentazione di reti attive di distribuzione (le cosiddette *smart grid*). Il meccanismo regolatorio di sostegno a questo percorso di *smartizzazione* delle reti cambierà rispetto al passato, evolvendo da un sistema basato su maggiorazioni della remunerazione del capitale, che ha mostrato diverse criticità, a meccanismi di tipo selettivo, basati sul raggiungimento di obiettivi identificati per favorire la creazione di valore per gli utenti del servizio.

Il settore della distribuzione elettrica in Italia è caratterizzato ancora dalla presenza di un elevato numero di imprese di media e piccola dimensione, operanti su micro territori che non consentono di raggiungere una dimensione minima ottimale e che si traducono in uno sproporzionato onere amministrativo anche per il Regolatore. Su questo versante l'Autorità ritiene che i costi riconosciuti alle imprese debbano essere fondati solo su costi efficienti e che, conseguentemente, l'insorgere di extra costi per inefficienze dimensionali non possano essere riconoscibili ai fini tariffari.

Per la distribuzione e per la trasmissione abbiamo già formulato ipotesi di evoluzione della regolazione della **qualità del servizio**, e abbiamo aperto una discussione

sul tema - che ci preoccupa molto - della vulnerabilità del sistema elettrico a eventi eccezionali, quali le recenti nevicate in Emilia, Lombardia, Abruzzo. La regolazione ha fornito, in questi anni, efficaci stimoli al miglioramento del servizio; secondo un nostro studio in chiave costi/benefici, a fronte di un miliardo di euro di incentivi netti (decurtando le penalità erogate) distribuiti in 12 anni alle imprese distributrici, il vantaggio dei consumatori, in termini di minori costi sostenuti per le interruzioni, è stato di circa 5 miliardi nello stesso periodo. Si tratta di trovare soluzioni efficaci in termini di benefici rapportati ai costi, con cui irrobustire le reti laddove sono più fragili.

In parallelo, l'Autorità sta conducendo l'importante riforma delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione delle infrastrutture, sia per il settore elettrico, sia per il settore del gas. Su questo fronte, l'Autorità è impegnata a delineare un nuovo quadro di regolazione capace di rispondere in maniera efficiente e coerente alle turbolenze che continuano a caratterizzare i mercati finanziari, garantendo condizioni di prevedibile certezza, favorevoli allo sviluppo degli investimenti - e quindi delle infrastrutture - e, allo stesso tempo, capaci di contenere il rischio, nonché, dunque, il costo del capitale investito, sempre nell'interesse ultimo dei clienti finali.

La capacitazione dei soggetti operanti sui mercati si fonda su presupposti necessari di tipo oggettivo; questi sono, da un lato, la sussistenza di infrastrutture adeguate e, dall'altro, la condivisione di un quadro di regole idonee a supportare il funzionamento efficiente dei mercati. Entrambi non possono essere affidati esclusivamente alle valutazioni di mercato, ma devono piuttosto essere sviluppati in ottica coordinata, tenendo conto anche delle esternalità che le valutazioni individuali, basate solo su segnali di prezzo, non consentirebbero di valorizzare adeguatamente. In entrambi i casi il ruolo del Regolatore è centrale.

In particolare, per quanto riguarda le grandi infrastrutture nazionali e transfrontaliere si stanno facendo, in coordinamento con ACER e con gli altri regolatori europei in CEER - approfittiamo per ricordare il lavoro proattivo svolto dall'Autorità nei gruppi di lavoro dell'ACER e in CEER, associazione di cui l'Autorità detiene la Vice-presidenza, per la definizione del nuovo assetto regolatorio eurounitario - e insieme ai gestori di rete, importanti sforzi per mettere a punto metodologie condivise e trasparenti per la valutazione degli investimenti. Si tratta ancora di metodologie acerbe, che devono essere testate, e con ampi margini di miglioramento, in particolare nel settore del gas.

Tuttavia, il percorso verso una selettività fondata sui fatti e sulle analisi quantitative

è ormai segnato e ciò andrà a vantaggio di tutti i consumatori. Si sta lavorando ora alla seconda lista di progetti di interesse comune (PCI), nell'ambito dell'*Infrastructure Package*, la cui finalizzazione è prevista per l'autunno 2015. Affinché questo processo possa sfociare in un reale coordinamento virtuoso degli sviluppi infrastrutturali nell'Unione europea, è però necessario superare la complessità e la non linearità del processo decisionale, assicurando che le determinazioni sull'opportunità di realizzare certi sviluppi infrastrutturali siano assunte da chi poi si fa carico di garantirne la copertura dei costi, imponendo in ultima istanza oneri sui consumatori. Questo soggetto è il Regolatore nazionale in coordinamento con quelli degli altri Paesi.

Per quanto riguarda il settore del gas, ed in particolare della **distribuzione**, è ormai prossimo l'avvio delle gare per l'affidamento del servizio per ambito. La riforma del servizio e le connesse attese di recupero di efficienza del settore stanno, tuttavia, riscontrando gli ennesimi ritardi. Tali ritardi paiono riconducibili, da un lato, al permanere di elementi di incertezza correlati a ricorsi pendenti e, dall'altro, alle dichiarate difficoltà degli Enti locali nell'organizzare le attività propedeutiche allo svolgimento delle stesse gare, stanti la complessità delle attività ricognitive di loro responsabilità e un atteggiamento non sempre proattivo dei distributori.

L'avvio di un nuovo assetto della distribuzione gas, con una riduzione del numero degli operatori, è, infatti, quanto mai necessario anche in questo settore, alla luce della diffusione delle fonti rinnovabili gas a livello locale. L'attenzione è rivolta innanzitutto alla immissione nelle reti del **biometano**, per cui, nonostante il permanere di una situazione di *standstill* europeo che impedisce la pubblicazione di norme e regole tecniche nazionali in materia di specifiche di qualità, è stato delineato un primo inquadramento organico della materia volto a favorirne ed agevolarne lo sviluppo. È opinione di questa Autorità che, anche nel settore del gas, solo operatori con dimensioni adeguate possano affrontare in maniera efficace ed efficiente le sfide dell'innovazione, non più prorogabile, indotta dallo sviluppo delle fonti rinnovabili, che potrebbe, come nel settore elettrico, portare negli anni futuri ad una revisione del ruolo stesso dei distributori.

Già nella *Relazione Annuale* dello scorso anno si è dato conto del lavoro in corso, sia a livello europeo sia in Italia, per procedere speditamente all'integrazione dei mercati all'ingrosso e al completamento di un quadro di regole armonizzato. Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso del gas, sono in fase di definizione le modalità di attuazione del Regolamento europeo in tema di **bilanciamento gas**. Si tratta di una importante riforma, i cui principali punti di forza sono l'attivazione di ulteriori

risorse per la flessibilità del sistema e la maturazione del ruolo dei soggetti coinvolti nell'attività di bilanciamento, intendendo non solo gli utenti, ma anche il gestore della rete di trasporto, che dovrà modificare il proprio modo di operare. Nel dare attuazione a questa riforma, che dovrà prevedere un congruo periodo di test, sarà necessario garantire che essa porti ad un effettivo miglioramento dell'efficienza complessiva del sistema a beneficio dei clienti finali. Ciò richiede che il nuovo sistema amplii effettivamente le risorse disponibili per il bilanciamento e per la liquidità del mercato. A tal fine, è necessario mantenere efficaci i meccanismi di risoluzione delle congestioni dello stoccaggio e la disponibilità di risorse aggiuntive (*line-pack*, stoccaggio vincolato a reintegro) che già l'attuale sistema di bilanciamento, introdotto alla fine del 2011 e successivamente evoluto, consente di utilizzare.

Al fine di promuovere una più ampia e stabile competizione sia nel mercato all'ingrosso sia in quello al dettaglio, una delle sfide che questa Autorità ha di fronte è quella di ridisegnare le regole che disciplinano le modalità di allocazione dei diritti di utilizzazione delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, mutuando esperienze di successo maturate nel settore elettrico. Si tratta di capacitare il mercato all'ingrosso del gas, prevedendo il superamento di un assetto ormai obsoleto.

Per promuovere la sicurezza del sistema, la concorrenza e la liquidità del mercato all'ingrosso sarebbe necessario – superando le criticità che a livello europeo si stanno manifestando con riferimento al modello *entry-exit* – valutare di introdurre ulteriori metodologie che consentano l'allocazione della capacità *hub to hub*. Ciò per premiare l'attrattività del mercato italiano ed europeo, evitando in tal modo che potenziali forniture di gas siano dirottate verso altri mercati.

Sempre sulle prospettive di sviluppo del mercato all'ingrosso del gas naturale, l'Autorità ha recentemente integrato la disciplina relativa alla gestione dei mercati fisici, in considerazione degli accordi di cooperazione con le principali Borse energetiche europee, finalizzati a consentire la consegna fisica del gas naturale nel sistema italiano in esecuzione di contratti, anche a termine, negoziati presso le medesime Borse.

Questi accordi, in coerenza con il quadro normativo e regolatorio nazionale, consentono di impiegare le vaste competenze sviluppate dal Gestore dei mercati energetici nel mercato del gas italiano e di contenere i costi di negoziazione di prodotti finanziari che prevedono la consegna fisica del gas naturale sull'*hub* italiano, contribuendo in questo modo all'incremento delle negoziazioni anche in Italia e, in ultima analisi, alla riduzione dei costi per i consumatori.

Relativamente all'integrazione del mercato elettrico italiano con quello degli altri Paesi europei, il 2015 ha segnato per l'Italia un passo importante in questa direzione. Il nostro Paese, ottemperando pienamente agli impegni assunti con l'Europa, da febbraio ha integrato il proprio mercato all'ingrosso dell'energia elettrica con quello degli altri Paesi europei, attraverso il cosiddetto *market coupling*. L'accoppiamento del nostro mercato, che per ora riguarda le frontiere elettriche con Francia, Austria e Slovenia e che si estenderà alla frontiera greca non appena questa sarà tecnicamente pronta, ha consentito di migliorare l'efficienza degli scambi e già se ne vedono gli effetti. Il percorso di integrazione non è tuttavia completato. Si dovrà, infatti, procedere con l'adeguamento agli standard europei dei limiti di prezzo attuali e con la piena armonizzazione delle tempistiche di pagamento. La soluzione transitoria, adottata per consentire un avvio tempestivo, dovrà essere superata nel corso del 2016. Il *market coupling* ha rappresentato una vera sfida nel processo di armonizzazione, richiedendo il coordinamento stretto di un numero molto elevato di soggetti. Il passo successivo, assai impegnativo, è l'integrazione dei Mercati infragiornalieri e di quelli del bilanciamento.

Il Codice di rete per il **bilanciamento elettrico** è in fase di finalizzazione e sarà presentato per approvazione dalla Commissione europea agli Stati membri nell'ambito della Comitologia nel corso del 2016. Dal dibattito in corso appare evidente come tale tematica sia ancora relativamente poco matura e lontana da una visione pienamente condivisa a livello europeo. La stessa definizione di una tassonomia armonizzata si è rivelata un esercizio non banale. Lo sforzo compiuto dall'Autorità in tale contesto è volto a tenere viva, nel dibattito europeo, la visione strategica dell'Autorità circa il funzionamento rinnovato dei Mercati del dispacciamento, per cui l'Italia, a fronte di un'elevata produzione caratterizzata da aleatorietà, rappresenta un Paese avanzato. Semplificare oltremodo l'organizzazione del mercato fisico, soprassedere sui vincoli dinamici del sistema, aggregare in maniera ingiustificata la domanda o la generazione, come intendono altri Paesi, porterebbe ad un utilizzo inefficiente delle risorse, con conseguente incremento dei costi per il sistema.

Relativamente all'integrazione dei mercati, continua l'impegno dell'Autorità da un lato a collaborare con l'associazione dei Paesi balcanici dell'*Energy Community* (ECRB), dall'altro a rafforzare la cooperazione con gli altri Paesi del Mediterraneo, attraverso l'associazione dell'area MEDREG.

Nell'ambito dell'integrazione dei mercati energetici all'ingrosso, preme ricordare che il 2015 è anche l'anno dell'avvio operativo del sistema di monitoraggio e

di vigilanza dei mercati ai sensi del regolamento REMIT, per cui l'Autorità ha – conformemente agli altri regolatori europei – predisposto apposito registro, disponibile agli operatori dallo scorso mese di marzo.

La vera sfida ora riguarda i compiti di *enforcement* che il regolamento REMIT affida alle Autorità di regolazione nazionali, le quali, dotate di specifici poteri di indagine e di sanzione, sono chiamate a svolgere controlli sulle operazioni sospette rilevate da ACER o dai regolatori stessi nella fase di monitoraggio.

Considerando il disegno dei mercati, correlata alla tematica della flessibilità del mercato elettrico vi è quella del *capacity market* o mercato della capacità.

Vorrei qui ricordare tre ragioni di base, tra le tante di interesse generale, che imporrebbero l'esecutività immediata del modello di *capacity market* italiano, definito, dopo nostri documenti di consultazione e provvedimenti, con decreto ministeriale del giugno dello scorso anno.

La prima ragione è di stampo europeo. Anche la Commissione europea intende intervenire sul disegno dei Mercati della capacità, paventando il rischio che i diversi Stati membri introducano mercati non compatibili tra loro, vero ostacolo al raggiungimento del mercato unico. Come abbiamo già avuto modo di evidenziare, riteniamo che il nostro modello, aperto e flessibile, con la partecipazione dei produttori degli altri Paesi dell'Unione, così come delle fonti rinnovabili e della domanda, collochi l'Italia all'avanguardia in Europa nell'attuazione di strumenti non distortivi della concorrenza. Pertanto, l'Autorità auspica che l'azione normativa della Commissione possa fare del modello italiano, neutrale rispetto alle diverse tecnologie di produzione e basato su procedure di mercato, un *target* di riferimento per i sistemi elettrici continentali.

La seconda ragione attiene proprio la capacitazione dei mercati. I mercati *energy-only* - quelli che conosciamo bene perché operano da oltre dieci anni in Italia - ormai sono carenti quanto a capacità di formare prezzi rappresentativi dei fondamentali economici delle fonti produttive che vi partecipano. Fonti rinnovabili a costo variabile nullo sono ormai prevalenti nel mercato all'ingrosso (oltre il 40% della produzione nazionale nel 2014) e ne minano la significatività di prezzo. Un mercato siffatto, solo *energy-only*, comporta un sistema ad altissima volatilità di prezzo, con pesanti incertezze sia per la remuneratività degli impianti nel mercato, sia per la prevedibilità e la ragionevolezza di prezzo per la domanda. Il *capacity market* rappresenta, quindi, una soluzione "assicurativa" soprattutto per il consumatore e non consente facili speculazioni di mercato sull'alta volatilità che, inevitabilmente, scaricherebbero un maggiore onere sul consumatore finale.

La terza ragione risiede nel fatto che oggi (e non domani) dobbiamo affrontare il problema dell'*overcapacity* che, anche nel campo dei grandi impianti a fonti

rinnovabili, tenderà ben presto ad assorbirsi. L'avvio del *capacity market* aiuterebbe il mercato a dare visibilità e trasparenza al valore della capacità di generazione richiesta dal sistema su un orizzonte temporale più lungo, evitando, in tal modo, dinamiche inefficienti di "uscita e reingresso" di capacità di produzione. In particolare, non si vorrebbe che alcuni impianti più efficienti di altri rientrassero in perimetri societari di operatori concentrati, che tenderanno ad utilizzarli in maniera meno concorrenziale a detrimento dei prezzi per i clienti finali.

Senza *capacity market* si ipotizza il futuro mercato elettrico italiano con maggiori costi, più incertezze e accresciute speculazioni.

Per concludere la parte energia, alcune considerazioni sul settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, dopo che il Legislatore ha affidato all'Autorità compiti di regolazione *ad hoc* nel settore, con i poteri di *enforcement* previsti dalla nostra legge istitutiva.

L'Autorità, sul fronte della potenziale concorrenza *ex ante*, definirà una regolazione per assicurare la trasparenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio praticate dagli operatori, tali da garantire al consumatore finale una informazione completa e chiara sulle condizioni di erogazione del servizio di teleriscaldamento, che consenta un confronto reale ed efficace con le alternative, laddove presenti e praticabili. Nei casi in cui il consumatore è di fatto privato della possibilità di scelta tra sistemi di riscaldamento alternativi ed è obbligato ad allacciarsi alla rete di teleriscaldamento, l'azione dell'Autorità sarà volta a definire direttamente le tariffe di fornitura del calore, in coerenza con i principi che ne hanno già ispirato l'azione negli altri servizi regolati.

Sul fronte della tutela del consumatore, nella fase sia *pre* sia *post* contrattuale, saremo impegnati anche nella definizione del quadro regolatorio relativo alla qualità del servizio; un profilo in relazione al quale la situazione del settore risulta alquanto eterogenea e, in generale, inadeguata. Sul versante della promozione dello sviluppo del teleriscaldamento efficiente, la nostra azione sarà inizialmente volta alla definizione di un quadro di regole per la connessione alle reti di teleriscaldamento di unità di generazione del calore di soggetti terzi, al fine di favorire in via prioritaria il recupero del calore di scarto e l'impiego delle fonti rinnovabili disponibili localmente, come parte di un sistema energetico integrato.

AMBIENTE: servizio idrico integrato

L'anno in corso si configura come uno dei più consistenti e rilevanti per la regolazione del settore idrico in Italia. Nel corso del 2015, infatti, giungeranno a definizione provvedimenti di particolare importanza per il comparto: basti pensare al nuovo

metodo tariffario per il prossimo periodo regolatorio e alla convenzione tipo per l'affidamento e la gestione del servizio idrico integrato.

A questi si aggiunga l'introduzione, per la prima volta nel nostro Paese, di sistemi di perequazione tariffaria su scala nazionale (con il coinvolgimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico), cui si è già fatto ricorso in un primo caso specifico caratterizzato da urgenti necessità, senza pregiudicare la sostenibilità sociale delle tariffe.

Di particolare importanza appaiono poi i procedimenti in corso in materia di regolazione della qualità contrattuale, di definizione del costo ambientale e della risorsa, di revisione della struttura dei corrispettivi applicati agli utenti - ferma e non aggiornata da molti anni - nonché di definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali.

Nell'ambito delle competenze che le sono state attribuite, l'Autorità ha proceduto sinora ad impostare un **quadro regolatorio innovativo**, per tener conto della molteplicità e della specificità di aspetti che caratterizzano il comparto, definendo al contempo una regolazione volta ad apportare la certezza e la stabilità regolatorie necessarie per lo sviluppo del settore idrico, caratterizzato ancora, in molte zone del Paese, da una significativa carenza infrastrutturale.

Alla fine dello scorso mese di maggio, le approvazioni tariffarie per gli anni 2014-2015, deliberate dall'Autorità, riguardano oltre 1.700 gestioni, interessando circa 49 milioni di italiani. È da questo importante risultato - aggiornamento delle tariffe con un unico metodo omogeneo per tutto il Paese, con approvazione finale da parte dell'Autorità per l'83% della popolazione - che occorre prendere le mosse per alcune considerazioni sulla progettualità nel settore idrico.

Pur partendo da un contesto caratterizzato da numerosi elementi di criticità, non ancora del tutto superati, il settore idrico ha, dunque, ripreso un percorso di sviluppo, anche grazie all'impulso impresso dalla regolazione messa in campo da questa Autorità nei tre anni di operato nel settore. A fronte, quindi, di un contesto normativo e regolatorio certo e di un contesto macroeconomico che mostra i primi timidi segnali di ripresa, sembrano essersi create le condizioni favorevoli per una **rinnovata stagione di investimenti** nel settore; opportunità che il Paese deve cogliere e sfruttare proseguendo nel percorso intrapreso.

Come più volte abbiamo rilevato, le tariffe per il servizio idrico sostenute dagli utenti finali non possono essere l'unico strumento per lo sviluppo degli investimenti. Tuttavia, possono essere di stimolo e sostegno per gli stessi, se approvate nell'ambito di un approccio coerente, chiaro e affidabile. A fronte di una variazione media dei corrispettivi rispetto all'anno precedente, pari a poco più del 4% nel 2014 e del 4,5%

nel 2015, gli investimenti quantificati (al netto dei contributi pubblici) per gli stessi anni 2014-2015 evidenziano una crescita particolarmente elevata (rispetto al dato consuntivato del 2012, nel 2015 si registra un incremento del 55%), per un ammontare complessivo pari a circa 5,5 miliardi di euro nel quadriennio 2014-2017. Questo valore degli investimenti (riferito ai due terzi della popolazione del Paese) – come avevamo già avuto modo di evidenziare nell'ultima Conferenza sulla regolazione dei servizi idrici – presuppone interventi pari al valore totale della relativa *Regulatory Asset Base* (RAB): si può, dunque, sostenere che le amministrazioni competenti e i gestori si sono impegnati a realizzare, nel quadriennio 2014-2017, interventi di valore pari a quello corrispondente all'intera dotazione infrastrutturale preesistente al 2013.

L'obiettivo di favorire lo sviluppo degli investimenti, soprattutto nel comparto depurativo - in relazione al quale il nostro Paese sconta ancora oggi un ritardo infrastrutturale significativo, come dimostrano purtroppo le procedure d'infrazione tuttora pendenti contro l'Italia - rimane prioritario nel prosieguo dell'attività regolatoria. Tale esigenza è poco sentita dai clienti che, a differenza dei settori energetici, si trovano ad un livello intermedio rispetto ai servizi che compongono l'intera filiera del settore. Spesso i clienti sono consapevoli dei servizi come quello di captazione, acquedotto e distribuzione che si trovano a monte dell'erogazione della fornitura, ma non di quelli, come la fognatura e la depurazione, pure se volti a smaltire e ripulire anche le acque reflue degli stessi utenti, che sono a valle della filiera. La regolazione tariffaria, con una prossima definizione di specifici corrispettivi per la fognatura e la depurazione, deve, quindi, farsi carico anche dell'adeguatezza di questi servizi collettivi, così fondamentali per uno sviluppo ambientale sostenibile. Il **metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio**, che potrebbe avere anche un durata superiore ai quattro anni, si proporrà di garantire la necessaria stabilità e coerenza del quadro sinora definito, integrando e sviluppando la regolazione asimmetrica e innovativa già adottata. L'Autorità si propone di rafforzare l'approccio selettivo per obiettivi ed interventi richiesto alle amministrazioni competenti e di una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese caratterizzate da situazioni gestionali e livelli di servizio estremamente differenti.

A tal fine, sempre ponendo continua attenzione alla tutela degli utenti, con particolare riferimento alle fasce più deboli, si intendono realizzare **misure di perequazione** solidaristica tra i diversi Ambiti territoriali ottimali (ATO) presenti nelle varie regioni, definendo condizioni per la relativa applicazione. Ci riferiamo alle misure appena consultate che, in considerazione degli indirizzi formulati dalla Presidenza del Consiglio dei ministri, consentiranno di introdurre sistemi di perequazione anche

nel comparto idrico, realizzando sistemi solidaristici di perequazione e anticipazione di importi a valere sulle tariffe del servizio idrico integrato anche su scala nazionale, garantendone sempre la sostenibilità sociale.

In particolare, la previsione di misure programmate di perequazione nasce dall'esigenza di rispondere ai fabbisogni che potrebbero emergere a seguito della progressiva applicazione di quanto previsto dal decreto "Sblocca Italia" in materia di gestione e organizzazione del servizio idrico integrato, consentendo di favorire i processi di ristrutturazione aziendale che ne potrebbero derivare, nonché di realizzare investimenti, la cui entità non appare tale da poter essere sostenuta, in tempi brevi, all'interno dello specifico ATO.

La regolazione si completerà, quindi, con un ulteriore set di strumenti, oltre a quelli propriamente tariffari, tra cui va considerata la definizione di schemi tipo per la convenzione di gestione, in modo da regolamentare uniformemente sul territorio nazionale i rapporti tra Ente di governo dell'ambito e i gestori del servizio idrico integrato. La definizione di un quadro omogeneo e coerente per la predisposizione delle convenzioni, in considerazione anche delle previsioni volte alla semplificazione e all'efficientamento del comparto, definite pure dai recenti provvedimenti normativi, ed in particolare dal decreto "Sblocca Italia" e dalla legge di stabilità 2015, rappresenta, infatti, un fondamentale elemento di completamento e raccordo del nuovo sistema di regole.

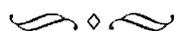
Il decreto "Sblocca Italia" assegna, inoltre, all'Autorità compiti di **monitoraggio** in merito allo stato di riordino da rappresentare alle Camere. Pertanto, nel volume che accompagna questa *Relazione Annuale* sono rappresentati i primi esiti che evidenziano, tra l'altro, che: le scelte sinora compiute a livello regionale in merito alla razionalizzazione del numero degli ATO non hanno ancora pienamente condotto verso modelli dotati degli auspicati caratteri di uniformità ed omogeneità sul territorio nazionale; la presenza di un numero, ancora elevato, di gestioni anche per bacini di utenza particolarmente ridotti e il permanere di casistiche di mancato affidamento del servizio.

Al fine di favorire il processo di riordino gestionale, l'Autorità intende prevedere, nell'ambito della regolazione tariffaria per il secondo periodo regolatorio, regole che tengano conto del processo in corso, fornendo un ulteriore contributo all'evoluzione del comparto verso un assetto più efficiente ed efficace. La prosecuzione delle attività di definizione dell'**unbundling** contabile del settore idrico sarà parte del necessario completamento della regolazione tariffaria, aspetto essenziale anche per la definizione di un rinnovato metodo di tariffazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, secondo gli orientamenti già prospettati

dall'Autorità in specifiche consultazioni, coerentemente agli indirizzi eurounitari.

Stimolo per il miglioramento della qualità del servizio erogato agli utenti non verrà soltanto dalle regole tariffarie, ma anche dal completamento della regolazione sulla qualità contrattuale del servizio idrico, finalizzata a rafforzare la tutela degli utenti finali e a superare le difformità a livello territoriale attraverso l'introduzione di standard qualitativi minimi omogenei, il riconoscimento dei costi legati ai miglioramenti qualitativi ulteriori rispetto agli standard minimi e l'introduzione di un meccanismo incentivante composto da indennizzi, penalità e premi.

In tale ambito è importante, nell'orientamento dell'Autorità, il ruolo che assumono gli Enti d'ambito, dotati di maggiori informazioni sui contesti di competenza, che permettono di individuare con maggiore precisione i desiderata delle comunità locali, promuovendo il conseguimento di un livello qualitativo superiore a quello minimo previsto sull'intero territorio nazionale, con un conseguente meccanismo premiante per i gestori interessati, posto a carico degli utenti beneficiari del servizio. Preme inoltre ricordare che l'Autorità italiana è stata recentemente eletta alla Presidenza di WAREG, il *network* dei regolatori idrici europei, con la responsabilità di promuovere la cooperazione fra i regolatori del settore e rafforzare il dialogo con istituzioni e *stakeholders* a livello europeo e internazionale. Infine, si rammenta anche che, dal 2014, l'Autorità presiede il Network dei regolatori economici (NER), primo *network* di regolatori indipendenti e non governativo in seno all'OCSE.



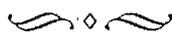
Tra le diverse iniziative di *accountability* che abbiamo impostato, nello scorso mese di maggio, è stato avviato l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento. Con i suoi diversi gruppi di lavoro, in fase di costituzione, trova così realizzazione una modalità di ascolto e di rendicontazione dell'operato dell'Autorità, da parte delle associazioni nazionali rappresentative dei portatori di interessi (*stakeholder*) in un contesto di interazione multilaterale.

Quasi in conclusione, alcune considerazioni in merito all'attività svolta per dare seguito a quanto previsto dalla normativa (decreto legge 24 giugno 2014, n. 90), relativa alla razionalizzazione delle Autorità indipendenti.

L'Autorità, dando attuazione alle disposizioni di legge, ha cercato di interpretarne lo spirito, anche oltre lo stretto adempimento normativo, in una logica di più coesa interazione con le altre Autorità indipendenti e di incremento, ove possibile, dell'economicità e dell'efficienza del proprio operare.

In tal senso, fin dal luglio 2014 ha disposto la riduzione del 20%, rispetto a quanto erogato nell'anno precedente, del trattamento economico accessorio del personale dipendente, inclusi i dirigenti, e ulteriormente ridotto del 50% la spesa per gli incarichi di consulenza, studio e ricerca, peraltro già utilizzati in misura assai contenuta. Nel dicembre 2014 ha, quindi, sottoscritto con altre due Autorità indipendenti, l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni e il Garante per la protezione dei dati personali, una convenzione per la gestione unitaria di una serie di rilevanti servizi strumentali. Nel marzo 2015 ha, quindi, stipulato una convenzione quadro con le altre Autorità indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale dipendente, di cui si sta attivando il primo caso, proprio su iniziativa di questa Autorità.

Per quanto riguarda l'immobile per la nostra sede di Milano, all'indomani dell'entrata in vigore della norma, l'Autorità ha verificato l'insussistenza di locali disponibili presso il Demanio e ha confermato la distribuzione del personale nell'ordine dell'80% presso la sede in Milano (per legge, minimo 70%) e del 20% presso gli uffici in Roma. A fronte di tale situazione, l'Autorità sta ora finalizzando con la Città metropolitana di Milano, operativa dall'inizio del 2015, il possibile trasferimento della sede dagli attuali locali, in locazione da privati a prezzo di mercato, in un edificio di proprietà pubblica, sempre a Milano.



Autorità tutte, signore e signori tutti,

all'inizio abbiamo fatto cenno alla **transizione in atto**: una mutazione profonda dei fondamentali e dei modi di fare-consumare energia che dobbiamo costantemente saper leggere e guidare sia in termini di *mix* di fonti, ma soprattutto di vettori energetici.

Il futuro prossimo sarà appannaggio del **vettore elettrico diffuso** che, in qualità di vettore energetico puro (da sempre non è fonte primaria), è diventato, in un decennio, "il" fattore abilitante per la sostenibilità ambientale dell'energia, in quanto integrabile con tutte le fonti moderne di energia primaria che si possono convertire in elettricità, soprattutto quelle decarbonizzate. È un vettore energeticamente efficiente, che consente applicazioni di efficienza energetica e risparmio addirittura negli usi domestici. È difficilmente oggetto di sprechi energetici perché va comunque trasformato in altre forme di energia utile attraverso apparecchi ormai ad altissimo rendimento. È uno strumento formidabile per l'emancipazione della domanda energetica, in quanto facilmente gestibile anche senza forte specializzazione

dell'utente sia sul lato della produzione (anche con autoconsumo *in situ*), sia su quello del consumo. Vanta un elevato grado di integrabilità con tutte le nuove tecnologie ICT applicate all'energia ed ai suoi consumi. È un *carrier* energetico che, vista la sua totale integrabilità con la generazione distribuita, in particolare quella rinnovabile, valorizza le risorse autoctone del territorio riducendo il ricorso all'energia primaria dall'estero. Facilita l'integrazione dei mercati nazionali con *mix* di fonti differenti a favore di un mercato più ampio e, anche tramite le interconnessioni, più sicuro. È, quindi, il vettore, tra tutti, più resiliente, moderno e flessibile grazie alla sua apertura e universalità. I Paesi della Transizione energetica, consapevolmente, puntano molto sull'elettrificazione ulteriore del loro comparto energetico.

Tuttavia, la vera equazione da risolvere consiste nel come organizzare il vettore elettrico per il futuro, soprattutto nei riguardi dell'utenza diffusa e urbanizzata, rispetto all'assetto attuale con consumi elettrici *pro capite* assai contenuti e ora incapace di affrontare quel futuro caratterizzato da alti impieghi elettrici. Il mondo ad alto impiego elettrico è assai vicino, lo si tocca con mano, e i diversi elementi di arredo di quel mondo sono già arrivati e stanno prendendo posti importanti. Qualche esempio. La generazione distribuita in grandissima parte rinnovabile, cioè quella connessa alle reti di distribuzione, è arrivata nel 2013 a oltre 64 miliardi di kWh, pari a tutto il consumo elettrico delle famiglie italiane, e cresce annualmente con ritmi a due cifre. I Sistemi efficienti di utenza (SEU), cioè quelle soluzioni elettriche presso il consumatore finale che promuovono il consumo o l'autoconsumo da fonte rinnovabile o cogenerativa ad alto rendimento e che rappresentano il cardine del nuovo paradigma ambientalmente sostenibile, sono in grande incremento di numerosità. Le iniziative diffuse di accumulo elettrico stanno prendendo velocemente piede ed anche le barriere di costo sembrano destinate a crollare molto presto. Le attività di coinvolgimento del consumatore nella valorizzazione e nell'ottimizzazione del proprio profilo elettrico (*energy footprint*) stanno in rampa di lancio grazie ai diversi provvedimenti dell'Autorità ed ai fatti concreti su questo versante. La *smartizzazione* delle reti elettriche rivela importanti margini di ottimizzazione, ad esempio mostrando un generoso 15% di *hosting capacity* ulteriore per flussi di energia a parità di *asset*. Da ultimo, vi è lo sviluppo della mobilità elettrica, che rappresenta una leva importante se si vuole decarbonizzare il tradizionale settore dei trasporti ancora così dipendente dalle fonti fossili.

Tutto ciò è possibile, come si vede, solo grazie alla matrice vettoriale del domani, quella elettrica. Dal punto di vista degli strumenti, soprattutto in un contesto come l'attuale, caratterizzato da velocissimi cambiamenti, non è mai saggio irrigidire gli obiettivi a tendere: meglio promuovere l'innovazione e sperimentarne assaggi

(progetti pilota), agevolando la metamorfosi senza smarrire il verso o la direzione.

Tutto ciò influenza anche il settore del gas che, dopo le riforme per il mercato e l'allineamento ai prezzi europei attuati da questa Autorità dal 2012, sta vivendo significative riconversioni sul fronte dell'offerta nella direzione della sostenibilità ambientale, basti pensare ai nuovi sviluppi del biometano. Riteniamo che il gas sia una fonte-vettore, tra quelle fossili la più pulita ed abbondante e destinata a permanere ancora a lungo nel *mix* energetico del Paese, che cambierà gradualmente ruolo, sospinta dagli sviluppi dell'elettrico: sarà più fonte e meno vettore diffuso. Anche noi, almeno dal lato della regolazione, vogliamo assecondare la transizione non già stendendo un'ennesima cornice, ma implementando singole riforme coerenti tra loro che dispongano la regolazione a favorire l'integrabilità nel mercato e la stabilità degli investimenti efficienti in fonti rinnovabili ed efficienza energetica all'interno del mondo elettrico, anche come fattori di crescita ambientalmente ed economicamente sostenibile per le imprese ed i cittadini di oggi, senza impoverire irreversibilmente di risorse o porre facilmente oneri su quelli di domani. Parimenti questo vale anche per il settore idrico, che deve colmare le lacune infrastrutturali del passato e investire oggi per non compromettere il servizio nel futuro.

Colgo oggi l'occasione per esprimere il mio personale ringraziamento, al quale si unisce quello dei miei Colleghi e degli Uffici, al TAR Lombardia, al Consiglio di Stato, all'Avvocatura dello Stato, al Consiglio nazionale consumatori ed utenti, al Gestore dei servizi energetici, all'Acquirente unico, al Gestore dei mercati energetici, a Ricerca di sistema energetico, all'ENEA, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, alla Guardia di Finanza, al nostro Collegio dei Revisori e al Nucleo di valutazione e controllo strategico, nonché a tutte le altre Istituzioni cui questa Autorità è da sempre legata da leale e fattiva cooperazione.

Rivolgo 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.

Ringrazio, anche a nome dei miei Colleghi, tutti i presenti per l'attenzione.



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2015

Volume I Stato dei Servizi

PAGINA BIANCA

Volume I Stato dei Servizi
Indice

Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale	pag. 43
Mercati internazionali dei prodotti energetici	pag. 45
Mercato internazionale del petrolio	pag. 46
Mercato internazionale del gas naturale	pag. 51
Mercato internazionale del carbone	pag. 57
Sviluppi internazionali dell'energia nucleare	pag. 58
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag. 60
Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag. 63
Prezzi dell'energia elettrica	pag. 63
Prezzi del gas	pag. 68
Domanda e offerta di energia in Italia	pag. 73
<hr/>	
Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag. 77
Domanda e offerta di energia elettrica nel 2014	pag. 79
Mercato e concorrenza	pag. 82
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag. 82
Infrastrutture elettriche	pag. 91
Mercato all'ingrosso	pag. 101
Mercati per l'ambiente	pag. 106
Mercato finale della vendita	pag. 109
Prezzi e tariffe	pag. 133
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 133
Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 134
Qualità del servizio	pag. 142
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	pag. 142
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag. 144
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag. 152

Capitolo 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas	pag. 159
Domanda e offerta di gas naturale	pag. 161
Mercato e concorrenza	pag. 165
Struttura dell'offerta di gas	pag. 165
Infrastrutture del gas	pag. 171
Mercato all'ingrosso del gas	pag. 189
Mercato finale al dettaglio	pag. 198
Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag. 211
Prezzi e tariffe	pag. 216
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 216
Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 221
Condizioni economiche di riferimento	pag. 223
Qualità del servizio	pag. 231
Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 231
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 234
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 243
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna	pag. 247

Capitolo 4. Stato dei servizi idrici	pag. 251
Riordino degli assetti locali dei servizi idrici	pag. 253
Stato della legislazione regionale per la delimitazione e la costituzione degli Enti di governo degli ambiti	pag. 253
Partecipazione degli enti locali agli Enti di governo dell'ambito	pag. 261
Affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture idriche	pag. 262
Affidamento della gestione del servizio idrico integrato	pag. 262
Investimenti e tariffe	pag. 266
Stato delle approvazioni tariffarie	pag. 266
Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità	pag. 271
Variazioni tariffarie approvate e investimenti programmati a livello nazionale	pag. 278
Qualità contrattuale del servizio idrico integrato	pag. 280

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag. 45
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2010 al 2014 e previsione per il 2015	pag. 47
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2010 al 2014 e previsione per il 2015	pag. 35
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag. 49
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	pag. 49
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag. 51
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag. 52
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag. 53
Tav. 1.9	Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza	pag. 54
Tav. 1.10	Andamento nel 2014 dei prezzi medi di aggiudicazione su base trimestrale delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP	pag. 61
Tav. 1.11	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2014	pag. 64
Tav. 1.12	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2014	pag. 66
Tav. 1.13	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2014	pag. 69
Tav. 1.14	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2014	pag. 71
Tav. 1.15	Bilancio energetico nazionale nel 2013 e nel 2014	pag. 74
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2013 e nel 2014	pag. 79
Tav. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica 2014	pag. 80
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2010-2014	pag. 82
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag. 83
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2014 per fonte	pag. 83
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2014	pag. 86
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2014	pag. 86
Tav. 2.8	Presenza territoriale degli operatori nel 2014	pag. 87
Tav. 2.9	Asset della Rete di trasmissione nazionale	pag. 91
Tav. 2.10	Capacità di interconnessione con l'estero	pag. 92
Tav. 2.11	Attività dei distributori elettrici dal 2008	pag. 93
Tav. 2.12	Composizione societaria dei distributori nel 2014	pag. 94
Tav. 2.13	Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti	pag. 95
Tav. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2014	pag. 95
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2014	pag. 96
Tav. 2.16	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2014	pag. 97
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2014 per classe di potenza e di consumo	pag. 98
Tav. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2014 per livello di tensione e di potenza	pag. 99
Tav. 2.19	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014	pag. 101
Tav. 2.20	Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2014	pag. 105
Tav. 2.21	Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2014	pag. 107
Tav. 2.22	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2014	pag. 108
Tav. 2.23	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2014	pag. 109
Tav. 2.24	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag. 110
Tav. 2.25	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag. 111
Tav. 2.26	Primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2014	pag. 113
Tav. 2.27	Tassi di switching dei clienti finali nel 2013 e nel 2014	pag. 114
Tav. 2.28	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag. 115
Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2014	pag. 116
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2014	pag. 116

Tav. 2.31	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2014	pag. 117
Tav. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2014	pag. 118
Tav. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2014	pag. 119
Tav. 2.34	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2014	pag. 120
Tav. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2014	pag. 121
Tav. 2.36	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2014	pag. 122
Tav. 2.37	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2014 (e loro volumi di vendita nel 2013)	pag. 123
Tav. 2.38	Attività dei venditori nel periodo 2008-2014 per classe di vendita	pag. 125
Tav. 2.39	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 125
Tav. 2.40	Mercato libero domestico nel 2014 per classe di consumo	pag. 126
Tav. 2.41	Mercato libero domestico nel 2014 per condizione contrattuale applicata	pag. 127
Tav. 2.42	Mercato libero non domestico nel 2014 per classe di consumo	pag. 127
Tav. 2.43	Mercato libero non domestico nel 2014 per livello di tensione	pag. 127
Tav. 2.44	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 128
Tav. 2.45	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2014	pag. 129
Tav. 2.46	Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti	pag. 130
Tav. 2.47	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2014	pag. 131
Tav. 2.48	Servizio di salvaguardia nel 2013 e nel 2014 per regione	pag. 132
Tav. 2.49	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 133
Tav. 2.50	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 134
Tav. 2.51	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 134
Tav. 2.52	Prezzi medi finali (componente approvvigionamento) nel 2014	pag. 135
Tav. 2.53	Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per classe di consumo nel 2014	pag. 135
Tav. 2.54	Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero (componente approvvigionamento) suddivisi per livello di tensione nel 2014	pag. 135
Tav. 2.55	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2014	pag. 136
Tav. 2.56	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2014	pag. 136
Tav. 2.57	Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2015	pag. 137
Tav. 2.58	Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2015	pag. 137
Tav. 2.59	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 138
Tav. 2.60	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2014	pag. 141
Tav. 2.61	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 142
Tav. 2.62	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 142
Tav. 2.63	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 142
Tav. 2.64	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la Rete di trasmissione nazionale	pag. 143
Tav. 2.65	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2014	pag. 147
Tav. 2.66	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione	pag. 148
Tav. 2.67	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 148
Tav. 2.68	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 149
Tav. 2.69	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 149
Tav. 2.70	Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 150

Tav. 2.71	Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 151
Tav. 2.72	Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione	pag. 151
Tav. 2.73	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 152
Tav. 2.74	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici	pag. 152
Tav. 2.75	Numero dei rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2014	pag. 153
Tav. 2.76	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2014	pag. 154
Tav. 2.77	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2014	pag. 154
Tav. 2.78	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2014	pag. 155
Tav. 2.79	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2014	pag. 155
Tav. 2.80	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2014	pag. 155
Tav. 2.81	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2014	pag. 158
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2014	pag. 163
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2014	pag. 166
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2014	pag. 169
Tav. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2014	pag. 172
Tav. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2013	pag. 172
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2014-2015	pag. 173
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2015-2016 al 2020-2021	pag. 174
Tav. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 175
Tav. 3.9	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2013-2014	pag. 176
Tav. 3.10	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2014-2015 e 2015-2016	pag. 176
Tav. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2008-2014	pag. 178
Tav. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2014	pag. 179
Tav. 3.13	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 180
Tav. 3.14	Composizione societaria dei distributori nel 2014	pag. 181
Tav. 3.15	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2014	pag. 182
Tav. 3.16	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2014	pag. 183
Tav. 3.17	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 184
Tav. 3.18	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2014	pag. 185
Tav. 3.19	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2013 e 2014 per classe di misuratore	pag. 186
Tav. 3.20	Dimensione delle imprese che hanno distribuito gas naturale per classi di addetti	pag. 187
Tav. 3.21	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2014	pag. 187
Tav. 3.22	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2013 e nel 2014	pag. 188
Tav. 3.23	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013 e nel 2014	pag. 188
Tav. 3.24	Numero di operatori e vendite nel 2014	pag. 189
Tav. 3.25	Mercato all'ingrosso nel periodo 2010-2014	pag. 190
Tav. 3.26	Approvvigionamento dei grossisti nel 2014	pag. 191
Tav. 3.27	Impieghi di gas dei grossisti nel 2014	pag. 192
Tav. 3.28	Vendite dei principali grossisti nel 2014	pag. 193
Tav. 3.29	Attività dei venditori nel periodo 2010-2014	pag. 199
Tav. 3.30	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2014	pag. 200
Tav. 3.31	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2014	pag. 202
Tav. 3.32	Distribuzione delle imprese che vendono gas naturale per classi di addetti	pag. 202

Tav. 3.33	Mercato finale del gas naturale per settore di consumo	pag. 203
Tav. 3.34	Mercato finale del gas naturale per settore di consumo	pag. 205
Tav. 3.35	Tassi di switching dei clienti finali nel 2013 e nel 2014	pag. 206
Tav. 3.36	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2014	pag. 207
Tav. 3.37	Tassi di swiching per regione e per tipologia di clienti nel 2014	pag. 209
Tav. 3.38	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2014	pag. 210
Tav. 3.39	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 212
Tav. 3.40	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 213
Tav. 3.41	Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2014	pag. 214
Tav. 3.42	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2013 e nel 2014	pag. 215
Tav. 3.43	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2015	pag. 216
	Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale	pag. 216
	Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	pag. 217
	Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	pag. 217
	Quote percentuali a copertura del gas di autoconsumo applicate all'energia immessa in rete	pag. 217
	Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete	pag. 218
Tav. 3.44	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2015 e relativi corrispettivi di misura	pag. 219
Tav. 3.45	Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014	pag. 219
Tav. 3.46	Articolazione della quota fissa π_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014	pag. 220
Tav. 3.47	Articolazione della quota variabile π_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014	pag. 221
Tav. 3.48	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 222
Tav. 3.49	Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2014	pag. 223
Tav. 3.50	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 224
Tav. 3.51	Imposte sul gas	pag. 229
Tav. 3.52	Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel 2014	pag. 231
Tav. 3.53	Protezione catodica delle reti nel 2014	pag. 231
Tav. 3.54	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2014	pag. 231
Tav. 3.55	Impianti di odorizzazione nel 2014	pag. 231
Tav. 3.56	Emergenze di servizio nel 2014	pag. 232
Tav. 3.57	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2014	pag. 232
Tav. 3.58	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carrò bomboia organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2014	pag. 232
Tav. 3.59	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2014	pag. 233
Tav. 3.60	Casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna per causa nel 2014	pag. 233
Tav. 3.61	Casi di mancato rispetto dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna per tipo di punto di riconsegna nel 2014	pag. 233
Tav. 3.62	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2014	pag. 234
Tav. 3.63	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 236
Tav. 3.64	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	pag. 237
Tav. 3.65	Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2014	pag. 239
Tav. 3.66	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2014	pag. 240
Tav. 3.67	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2014	pag. 241
Tav. 3.68	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2014	pag. 242
Tav. 3.69	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 244

Tav. 3.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 246
Tav. 3.71	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 246
Tav. 3.72	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza per tipologia di impianto	pag. 247
Tav. 3.73	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza per dimensione dell'impresa distributrice	pag. 248
Tav. 3.74	Riepilogo degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas eseguiti nel periodo 2004-2014	pag. 248
Tav. 3.75	Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza nuovi	pag. 248
Tav. 3.76	Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 250
Tav. 3.77	Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza nuovi, in funzione della dimensione	pag. 250
Tav. 3.78	Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza modificati o trasformati, in funzione della dimensione	pag. 250
Tav. 4.1	Delimitazione degli ATO	pag. 255
Tav. 4.2	Delimitazione degli ATO - Situazioni di potenziale criticità	pag. 258
Tav. 4.3	Costituzione degli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di conformità alla normativa vigente	pag. 259
Tav. 4.4	Costituzione degli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di potenziale criticità	pag. 260
Tav. 4.5	Partecipazione degli enti locali agli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di potenziale criticità	pag. 261
Tav. 4.6	Casi di canoni d'uso agli enti locali deliberati prima del 2006 e ammessi dalla vigente regolazione tariffaria	pag. 263
Tav. 4.7	Casi di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito in conformità alle disposizioni del decreto legislativo n. 152/06	pag. 265
Tav. 4.8	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'AEEGSI per gli anni 2014 e 2015	pag. 267
Tav. 4.9	Matrice di schemi regolatori	pag. 271
Tav. 4.10	Trend, per area geografica, degli investimenti coperti da tariffa, risultante dagli specifici schemi regolatori approvati dall'AEEGSI	pag. 273
Tav. 4.11	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti	pag. 275
Tav. 4.12	Rispetto degli standard garantiti per il 2013	pag. 281

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi	pag. 47
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2012	pag. 50
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 50
Fig. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas	pag. 55
Fig. 1.5	Prezzi del GNL nell'area asiatica	pag. 55
Fig. 1.6	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 55
Fig. 1.7	Prezzo alla frontiera per Paese importatore	pag. 56
Fig. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 56
Fig. 1.9	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 57
Fig. 1.10	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 58
Fig. 1.11	Ripartizione percentuale delle quote-messe all'asta sulle singole piattaforme nel 2014	pag. 61
Fig. 1.12	Quote messe all'asta per Paese nel 2014	pag. 61
Fig. 1.13	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 65
Fig. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 65
Fig. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 67
Fig. 1.16	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 68
Fig. 1.17	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 70
Fig. 1.18	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 70
Fig. 1.19	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 72
Fig. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 72
Fig. 1.21	Intensità energetica del PIL dal 1995	pag. 75
Fig. 1.22	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	pag. 75
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 84
Fig. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2014	pag. 85
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2014	pag. 85
Fig. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 88
Fig. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 89
Fig. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 89
Fig. 2.7	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera nel 2013 e nel 2014	pag. 90
Fig. 2.8	Composizione della domanda di energia elettrica nel 2014	pag. 102
Fig. 2.9	Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2014	pag. 103
Fig. 2.10	Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2013 e nel 2014	pag. 104
Fig. 2.11	Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2014	pag. 104
Fig. 2.12	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2014	pag. 105
Fig. 2.13	Vendite al mercato finale nel 2013 e nel 2014 per regione	pag. 111
Fig. 2.14	Vendite al mercato finale nel 2014 per regione e per tipologia di mercato	pag. 112
Fig. 2.15	Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela nel 2014	pag. 115
Fig. 2.16	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2014	pag. 119
Fig. 2.17	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2014	pag. 122
Fig. 2.18	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione nel 2014	pag. 123
Fig. 2.19	Venditori del servizio di salvaguardia nel 2014	pag. 133
Fig. 2.20	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni	pag. 139
Fig. 2.21	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 139
Fig. 2.22	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. 140
Fig. 2.23	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. 140

Fig. 2.24	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 144
Fig. 2.25	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 145
Fig. 2.26	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 145
Fig. 2.27	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 146
Fig. 2.28	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 146
Fig. 2.29	Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 146
Fig. 2.30	Percentuale di utenti peggio serviti rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2014	pag. 149
Fig. 2.31	Utenti in media tensione con impianti adeguati	pag. 150
Fig. 2.32	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2014	pag. 156
Fig. 2.33	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2014	pag. 156
Fig. 2.34	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2014	pag. 157
Fig. 2.35	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2014	pag. 157
Fig. 2.36	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2014	pag. 157
Fig. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 162
Fig. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 165
Fig. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2014	pag. 166
Fig. 3.4	Immissioni in rete nel 2013 e nel 2014	pag. 167
Fig. 3.5	Importazioni lorde di gas nel 2013 e nel 2014 secondo la provenienza	pag. 168
Fig. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata intera	pag. 170
Fig. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata residua	pag. 170
Fig. 3.8	Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2013 e nel 2014 per tipologia di cliente	pag. 186
Fig. 3.9	Utenti del PSV dal 2008	pag. 194
Fig. 3.10	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale	pag. 194
Fig. 3.11	Numero delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale	pag. 194
Fig. 3.12	Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS	pag. 196
Fig. 3.13	Prezzi e volumi sul MI-GAS	pag. 196
Fig. 3.14	Prezzi e volumi sulla PB-GAS (G+1)	pag. 197
Fig. 3.15	Prezzi e volumi sulla PB-GAS (G-1)	pag. 198
Fig. 3.16	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	pag. 206
Fig. 3.17	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2014	pag. 208
Fig. 3.18	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2014	pag. 208
Fig. 3.19	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 225
Fig. 3.20	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 225
Fig. 3.21	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 227
Fig. 3.22	Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 227
Fig. 3.23	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 230
Fig. 3.24	Composizione percentuale all'1 aprile 2015 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 230
Fig. 3.25	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	pag. 235
Fig. 3.26	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2014	pag. 236
Fig. 3.27	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 238
Fig. 3.28	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 238
Fig. 3.29	Percentuale di rete in ghisa con giunto di canapa e piombo risanato, o sostituita e di rete di acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 238

Fig. 3.30	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi)	pag. 244
Fig. 3.31	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. 245
Fig. 3.32	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW	pag. 249
Fig. 3.33	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW	pag. 249
Fig. 3.34	Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW	pag. 249
Fig. 4.1	Scadenze previste dal decreto "Sblocca Italia" per la gestione unica d'ambito	pag. 264
Fig. 4.2	Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI	pag. 268
Fig. 4.3	Copertura, a livello nazionale, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI	pag. 269
Fig. 4.4	Copertura, a livello regionale, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'AEEGSI	pag. 269
Fig. 4.5	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 272
Fig. 4.6	Investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori	pag. 272
Fig. 4.7	Trend degli investimenti coperti da tariffa, risultante dagli specifici schemi regolatori approvati dall'AEEGSI	pag. 274
Fig. 4.8	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2014	pag. 277
Fig. 4.9	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2014	pag. 277
Fig. 4.10	Variazione media, per macroarea, dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2014	pag. 278
Fig. 4.11	Investimenti pro capite, per macroarea, pianificati per il quadriennio 2014-2017 rispetto alla RAB esistente	pag. 279
Fig. 4.12	Frequenza di fatturazione - Livelli effettivi per il 2013	pag. 282
Fig. 4.13	Tempo di attesa per la rettifica di fatturazione - Livelli effettivi per il 2013	pag. 282
Fig. 4.14	Tempo di attesa per la verifica del misuratore - Livelli effettivi per il 2013	pag. 283
Fig. 4.15	Numero medio di letture nell'anno - Livelli effettivi per il 2013	pag. 284
Fig. 4.16	Giorni di disponibilità della procedura di autolettura - Livello garantito per il 2013	pag. 284
Fig. 4.17	Tempo di attesa per la risposta alle richieste degli utenti - Livelli effettivi e livelli garantiti per il 2013	pag. 285
Fig. 4.18	Tempo di attesa per la risposta ai reclami - Livelli effettivi per il 2013	pag. 286
Fig. 4.19	Modalità di pagamento messe a disposizione dai gestori per il 2013	pag. 286
Fig. 4.20	Orari di apertura degli sportelli fisici nel 2013	pag. 287

1.

Contesto internazionale e nazionale

PAGINA BIANCA

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Il 2014 si è chiuso con un tasso di crescita complessivo dell'economia mondiale che non si è discostato dal 3,4% del 2013 (Tav. 1.1), esito però di situazioni diversificate. In presenza di una confermata vivacità economica da parte degli Stati Uniti (+2,4%), gli altri Paesi dell'area OCSE non sono riusciti ad attuare interventi capaci di attivare meccanismi di crescita vigorosa: vincoli di bilancio e necessità di ridurre il deficit hanno reso impossibile l'attuazione di politiche di stampo keynesiano, sia nel campo dei consumi finali, sia nel campo

degli investimenti pubblici. Le politiche monetarie espansive, ove adottate, non hanno sempre dato i frutti sperati su investimenti, occupazione e consumi, come nel caso del Giappone (-0,1%).

L'Area euro, pur manifestando qualche timido segnale di miglioramento delle economie (+0,9% rispetto allo -0,5% del 2013), è rimasta alle prese con persistenti sintomi di debolezza, rallentando la crescita mondiale. Il 2014 ha inoltre subito l'impatto negativo delle tensioni dell'Unione europea con la Federazione Russa, che hanno ridotto i flussi di scambio di beni e servizi tra le due aree e bloccato molti progetti di cooperazione industriale. Ciò ha colpito

AGGREGATO MONDIALE	2010	2011	2012	2013	2014	PREVISIONE APRILE 2015	
						2015	2016
Mondo	5,4	4,1	3,4	3,4	3,4	3,5	3,8
Economie avanzate	3,1	1,7	1,2	1,4	1,8	2,4	2,4
Stati Uniti	2,5	1,6	2,3	2,2	2,4	3,1	3,1
Unione europea	2,0	1,8	-0,3	-0,5	0,9	1,5	1,6
Giappone	4,7	-0,5	1,5	1,6	-0,1	1,0	1,2
Comunità Stati indipendenti	5,0	4,8	3,4	2,2	1,0	-2,6	0,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	9,5	7,7	6,7	7,0	6,8	6,6	6,4
Cina	10,4	9,3	7,7	7,8	7,4	6,8	6,3
India	10,3	6,6	4,7	6,9	7,2	7,5	7,5
Asean-5	6,9	4,7	6,2	5,2	4,6	5,2	5,3
America Latina e Caraibi	6,0	4,5	2,9	2,9	1,3	0,9	2,0
Medio Oriente e Nord Africa	5,5	4,5	4,8	2,4	2,6	2,9	3,8
Africa sub-sahariana	6,9	5,1	4,4	5,2	5,0	4,5	5,1

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2015.

TAV. 1.1

Tassi di crescita
dell'economia mondiale
Valori percentuali

in particolare la Federazione Russa, ma con impatti anche per Germania e Italia, dato il loro interscambio rilevante con quel Paese. La Cina ha visto ridursi, anche se di poco, il suo tasso di crescita, che si è portato al 7,4% a causa delle manovre di riassetto di bilancio, mentre l'India ha superato la soglia del 7%. In Brasile l'espansione economica ha subito una brusca frenata, dovuta a un significativo calo degli investimenti e a una debole domanda interna, incapace di sostenere la crescita. In Medio Oriente la comparsa del movimento islamico Isis ha costituito un nuovo elemento di preoccupazione per molti Paesi dell'area,

già colpiti dalle conseguenze del crollo del prezzo del petrolio, la cui genesi è discussa nel successivo paragrafo.

Per il 2015 è atteso un modesto miglioramento del PIL mondiale (+3,5%), guidato dalle economie avanzate, il cui tasso di crescita dovrebbe salire dall'1,8% del 2014 al 2,4%. Le economie emergenti e i Paesi in via di sviluppo dovrebbero registrare una crescita del 4,3% rispetto al 4,6% del 2014, in leggera frenata a causa soprattutto dall'arretramento di Paesi come la Federazione Russa e il Brasile.

Mercato internazionale del petrolio

Il 2014 è stato un anno ricco di avvenimenti sul piano delle relazioni internazionali con l'emergere di nuove tensioni tra Stati Uniti, Europa e Federazione Russa e il radicamento di un nuovo movimento islamico, non riconosciuto dalla comunità internazionale, in un'ampia zona compresa tra Siria, Iraq, Kurdistan.

Questi eventi di natura geopolitica si sono riflessi limitatamente sull'evoluzione della domanda internazionale di petrolio e in misura ancora più limitata sull'offerta, che si è sviluppata a ritmi superiori a quelli della domanda sino a determinare, specie nella seconda parte dell'anno, un surplus di offerta con ricadute molto forti sui prezzi.

Domanda e offerta

La domanda mondiale di petrolio, che ha toccato i 92,5 milioni di b/g, ha segnato nel 2014 un nuovo aumento di 0,7 milioni di b/g, confermando il ruolo fondamentale di questa fonte energetica nel settore dei trasporti. Tale variazione è stata determinata da andamenti diversificati nelle principali aree (Tav. 1.2). Nei Paesi OCSE, che proprio quest'anno hanno perso il ruolo di principale mercato, la domanda si è attestata a 45,6 milioni di b/g, contro i 46,1 dell'anno precedente.

Per contro, nell'aggregato degli altri Paesi, gli impieghi di petrolio hanno raggiunto i 46,9 milioni di b/g, con un aumento di 1,2 milioni di b/g rispetto all'anno precedente. All'interno di questo aggregato spicca la domanda dell'Asia, che ha raggiunto i 22,5 milioni di b/g, di

cui 12,1 rappresentati dalla domanda cinese, che è aumentata di 0,3 milioni di b/g.

Alla crescita della domanda, l'offerta ha risposto con un aumento più che proporzionale, creando una situazione del tutto nuova, che ha portato alla progressiva riduzione dei prezzi.

L'aumento della produzione mondiale (+2,4% contro lo 0,6% del 2013), pari in valore assoluto a 2,2 milioni di b/g, è da attribuirsi al ciclo di investimenti realizzato negli anni scorsi, a fronte degli alti prezzi del petrolio, e in particolare agli sviluppi della tecnologia di estrazione di greggio non convenzionale negli Stati Uniti (Fig. 1.1), che ha messo in difficoltà l'OPEC. Per la prima volta, infatti, l'Organizzazione ha visto ridurre la richiesta dei suoi greggi (-0,7%). L'aumento di produzione registrato nell'area americana ha segnato, a livello annuale, un +9,9%, valore ancora più alto del già significativo +8,2% registrato lo scorso anno (Tav. 1.3). Tra i Paesi OPEC spicca l'incremento produttivo dell'Iraq (+8%, pari a +0,4 milioni di b/g).

Si è così andato progressivamente sviluppando un surplus, accentuato dall'atteggiamento dell'OPEC, che ha abdicato dal tradizionale ruolo di regolatore del mercato a causa delle difficoltà, anche di tipo politico, a trovare un accordo per un controllo dei livelli produttivi, ma anche a stabilizzare i prezzi in un contesto dove ogni taglio appariva facilmente compensabile da altre produzioni.

In particolare, nel quarto trimestre del 2014 la domanda di petrolio ha raggiunto i 93,7 milioni di b/g, con un incremento sullo stesso periodo dell'anno precedente di 0,9 milioni di b/g. La produzione

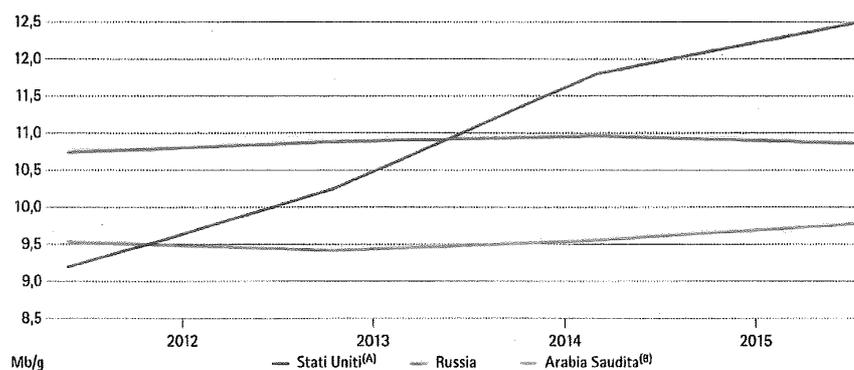
	2010	2011	2012	2013	2014	PREVISIONE 2015
Paesi OCSE	46,9	46,4	45,9	46,1	45,6	45,7
America ^(A)	24,1	24,0	23,6	24,1	24,0	24,2
Europa ^(B)	14,7	14,3	13,8	13,7	13,5	13,5
Asia Oceania ^(C)	8,1	8,2	8,5	8,3	8,1	8,0
Paesi non OCSE	41,4	43,1	44,6	45,8	46,9	47,9
Russia e altri Paesi ex URSS	4,2	4,6	4,6	4,8	4,9	4,7
Europa	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7
Cina	8,9	9,4	9,8	10,1	10,4	10,7
Altri Asia	10,7	11,2	11,6	11,9	12,1	12,6
America Latina	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9
Medio Oriente	7,3	7,5	7,8	7,9	8,1	8,3
Africa	3,5	3,6	3,8	3,8	3,9	4,1
Totale mondo	88,3	89,5	90,6	91,9	92,5	93,6

(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 2015.



(A) Per gli Stati Uniti sono inclusi i *Natural Gas Liquids*.

(B) Per il 2015, media della produzione del primo trimestre.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE.

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2010 al 2014 e previsione per il 2015
Millioni di barili/giorno

FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre Paesi
Millioni di barili/giorno; previsioni per il 2015

TAV. 1.3

Produzione mondiale di
petrolio dal 2010 al 2014 e
previsione per il 2015
Millioni di barili/giorno

	2010	2011	2012	2013	2014	PREVISIONE 2015
Paesi OCSE	18,9	18,9	19,8	20,9	22,6	23,4
Americhe	14,1	14,6	15,8	17,1	18,8	19,5
Europa	4,2	3,8	3,5	3,3	3,3	3,4
Asia Oceania	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE e non OPEC	29,9	29,9	29,5	29,6	29,8	29,7
Russia e altri Paesi ex URSS	13,5	13,6	13,7	13,9	13,9	13,8
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,1	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2
Resto Asia	3,7	3,7	3,6	3,6	3,5	3,6
America Latina	4,1	4,1	4,2	4,2	4,4	4,4
Medio Oriente	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2
Africa	2,6	2,5	2,2	2,3	2,3	2,3
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2
Biocarburanti ^(A)	1,8	1,9	1,9	2,0	2,2	2,2
Totale non OPEC	52,7	52,8	53,3	54,6	56,7	57,4
Totale OPEC ^(B)	34,7	35,8	37,5	36,7	36,7	-
Greggio	29,2	29,9	31,3	30,5	30,3	-
Gas liquidi	5,6	5,9	6,2	6,3	6,4	6,6
Totale mondo	87,4	88,6	90,8	91,3	93,5	-
Variazione scorte ^(C)	-1,3	-0,9	0,2	-0,5	1,0	-

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(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 2015.

non OPEC, grazie al contributo determinante degli Stati Uniti, è aumentata di ben 1,8 milioni di b/g, mentre anche l'apporto OPEC nel periodo è cresciuto di 0,9 milioni di b/g (Tav. 1.4). Il surplus tra domanda e offerta si è fatto così ancor più consistente, rafforzando il ciclo ribassista, anche in presenza di margini di capacità di riserva che si mantengono comunque ampi (Tav. 1.5).

Prezzi dei greggi

Dal punto di vista dell'evoluzione dei prezzi, il 2014 è stato un anno particolare, con una prima parte legata agli schemi degli anni precedenti e una seconda caratterizzata da una netta frattura con

il recente passato, a causa proprio del manifestarsi del surplus di offerta sopra descritto che ha messo in secondo piano le tensioni geopolitiche, in altre occasioni all'origine di forti tensioni sui prezzi (Figg. 1.2 e 1.3)

Il primo trimestre si è così concluso con un prezzo medio del Brent di 108,2 \$/b rispetto ai 109,3 dell'ultimo trimestre del 2013, nonostante il manifestarsi di gravissime tensioni tra Federazione Russa e Ucraina e il peggioramento della situazione in Africa e in Medio Oriente. Il continuo aumento della produzione americana ha contribuito non poco a contenere le tensioni anche di tipo speculativo.

Il secondo trimestre del 2014 è stato ancora più difficile sul piano delle tensioni internazionali, con il peggioramento dei rapporti tra

	2013					2014					2015 ^(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Algeria	1,15	1,14	1,14	1,14	1,15	1,07	1,14	1,15	1,13	1,12	1,11
Angola	1,76	1,76	1,72	1,64	1,72	1,57	1,63	1,71	1,72	1,66	1,78
Ecuador	0,50	0,50	0,52	0,52	0,51	0,55	0,55	0,56	0,55	0,55	0,56
Iran	2,68	2,68	2,64	2,71	2,68	2,81	2,84	2,79	2,80	2,81	2,82
Iraq	2,81	3,16	3,03	3,07	3,07	3,29	3,32	3,22	3,49	3,33	3,48
Kuwait	3,01	2,82	2,79	2,79	2,81	2,53	2,56	2,65	2,67	2,61	2,70
Libia	1,38	1,31	0,62	0,30	0,90	0,37	0,23	0,57	0,67	0,46	0,37
Nigeria	1,98	1,94	1,97	1,91	1,95	1,93	1,91	1,89	1,88	1,90	1,83
Qatar	0,74	0,73	0,73	0,72	0,73	0,72	0,71	0,72	0,68	0,71	0,67
Arabia Saudita	9,27	9,55	10,10	9,77	9,66	9,46	9,48	9,62	9,53	9,53	9,74
Emirati Arabi Uniti	2,67	2,72	2,76	2,73	2,76	2,73	2,74	2,81	2,75	2,76	2,84
Venezuela	2,50	2,50	2,46	2,46	2,49	2,45	2,48	2,48	2,44	2,46	2,39
TOTALE	30,45	30,79	30,48	29,76	30,44	29,99	30,06	30,53	30,52	30,28	30,49

(A) Media primo trimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.**TAV. 1.4**

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Millioni di barili/giorno

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno

Millioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2011	2012	2013	2014	2015 ^(A)	2011	2012	2013	2014	2015 ^(A)
Algeria	1,30	1,19	1,20	1,17	1,14	0,01	0,01	0,05	0,05	0,02
Angola	1,90	1,89	1,80	1,80	1,80	0,15	0,16	0,18	0,08	0,00
Ecuador	0,51	0,52	0,53	0,57	0,57	0,03	0,02	0,00	0,02	0,01
Iran	3,51	3,03	2,90	2,90	3,60	0,06	0,33	0,15	0,06	0,81
Iraq	3,21	3,30	3,20	3,60	3,73	0,52	0,33	0,13	0,00	0,06
Kuwait	2,84	2,86	3,00	2,85	2,82	0,24	0,08	0,19	0,09	0,02
Libia	0,75	1,58	1,40	0,85	0,50	0,00	0,18	1,17	0,41	0,02
Nigeria	2,48	2,49	2,00	2,00	1,92	0,42	0,39	0,08	0,13	0,13
Qatar	0,90	0,74	0,75	0,73	0,70	0,08	0,00	0,03	0,06	0,03
Arabia Saudita	12,00	11,80	12,40	12,40	12,34	2,15	2,44	2,58	2,78	2,24
Emirati Arabi Uniti	2,74	2,80	2,90	2,90	2,90	0,16	0,12	0,14	0,14	0,06
Venezuela	2,55	2,60	2,60	2,60	2,49	0,05	0,10	0,16	0,18	0,09
TOTALE	34,69	34,80	34,68	34,37	34,51	3,87	4,16	4,86	3,39	3,49

(A) Per il 2015, riferite a marzo 2015.

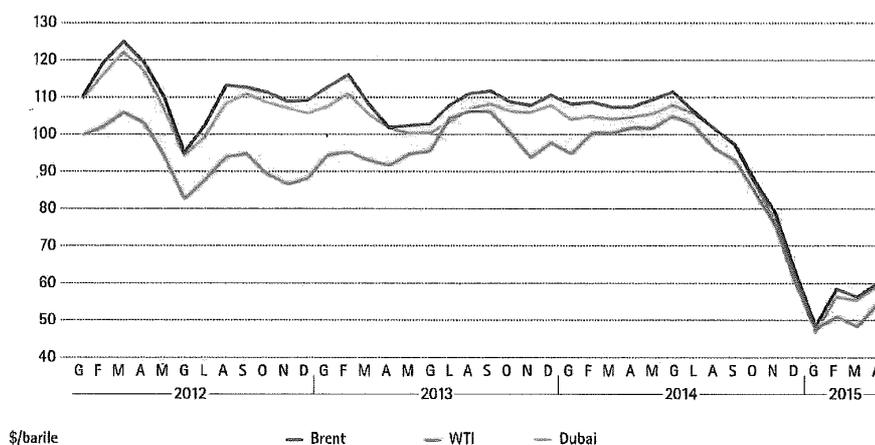
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2015.

Federazione Russa e Ucraina e crescenti difficoltà di approvvigionamento dalla Libia. A giugno si è assistito anche all'emergere del nuovo focolaio di fondamentalismo islamico costituito dall'Isis, che dalle

basi in Siria e in Libano ha esteso il suo controllo ad ampie zone dell'Iraq. Il prezzo medio del Brent nel secondo trimestre è stato così pari a 109,7 \$/b, il massimo dell'anno nonostante l'abbondanza di offerta.

FIG. 1.2

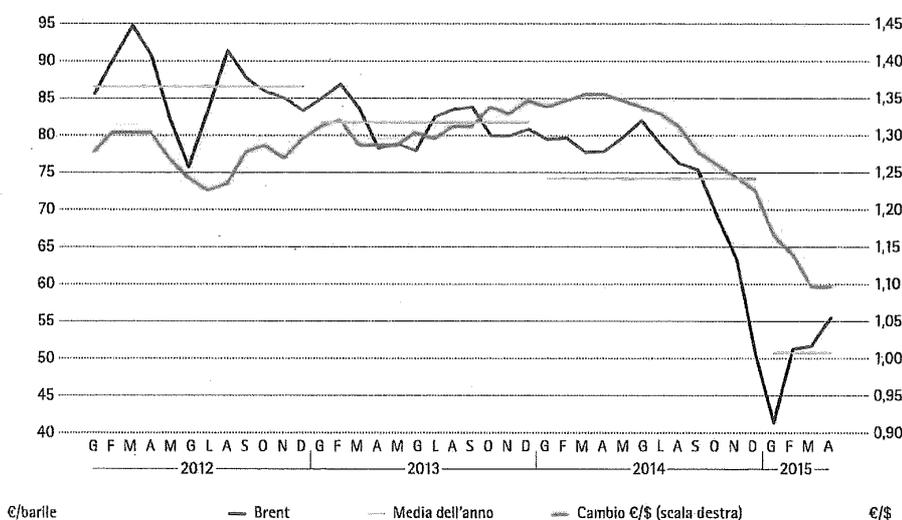
Prezzo del greggio Brent, WTI
e Dubai dal 2012
\$/barile



Fonte: Platts, Bloomberg.

FIG. 1.3

Prezzo del greggio Brent e
andamento del cambio
€/barile



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Platts e Banca centrale europea.

Nel terzo trimestre la tendenza rialzista ha cominciato però a esaurirsi, nonostante il persistere di forti tensioni. L'ampia disponibilità di greggio sul mercato ha, infatti, eliminato i presupposti delle manovre rialziste, lasciando ampio spazio per un movimento di segno contrario. La nuova realtà produttiva degli Stati Uniti, l'avvicinamento dell'Iran alla comunità internazionale, gli sforzi della Federazione Russa per tenere alti i livelli produttivi e dunque compensare gli effetti delle sanzioni seguite alla crisi con l'Ucraina, hanno cambiato

l'assetto del bilancio petrolifero mondiale. Il prezzo medio del Brent è sceso a 101,8 \$/b.

Nel quarto trimestre la scelta dell'Arabia Saudita di non intervenire attraverso un taglio dei propri livelli produttivi, nonostante le pressioni di molti Paesi dell'OPEC, ha portato a un crollo dei prezzi e a un nuovo scenario, che ha aperto prospettive inedite ai Paesi consumatori europei. Il prezzo medio del Brent è così sceso in media trimestrale a 76,3 \$/b.

Il valore medio annuo del Brent pari, per il 2014, a 98,9 \$/b è rimasto paragonabile a quello registrato nel periodo 2011-2013, ma la situazione della prima metà dell'anno non è assolutamente confrontabile con quella che si è andata sviluppando nel semestre successivo. Negli ultimi mesi del 2014 si è assistito a un vero e proprio crollo dei prezzi e l'anno si è chiuso su livelli particolarmente bassi (62,5 \$/b) rispetto a quelli degli ultimi anni, richiamando alla memoria il lontano 1986, quando l'Arabia Saudita smise di sostenere i prezzi con tagli alla sua produzione. Il 2015 si è aperto con i prezzi del greggio ai minimi degli ultimi anni (47,9 \$/b), seguiti però da tendenze al recupero, fino

a raggiungere i 56 \$/b del mese di marzo 2015. Dal punto di vista dei fondamentali, tuttavia, poco è cambiato negli ultimi mesi, anzi le scorte di greggio detenute negli Stati Uniti sono ulteriormente aumentate in una condizione di surplus di offerta che è continuata, nonostante la situazione critica in alcuni Paesi come la Libia. Anche la produzione degli Stati Uniti e di altri Paesi non appartenenti all'OPEC non è sembrata risentire del crollo dei prezzi. Il basso livello di questi ultimi non pare, infatti, in grado di pregiudicare gli attuali livelli produttivi e i progetti in corso, anche se non mancano i timori circa l'impatto negativo su nuovi progetti di sviluppo in aree difficili o ad alto costo.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Dopo il modesto aumento del 2013 (+0,6%), la domanda mondiale di gas naturale ha registrato nel 2014 una contrazione (-2%), dovuta in particolare al forte calo degli impieghi in Europa, che ha sopravanzato le positive tendenze registrate in altre parti del mondo (Tavv. 1.6 e 1.7).

La domanda degli Stati Uniti ha conosciuto un aumento ancora più vivace rispetto all'anno precedente (+2,6% nel 2014 contro il quasi +2% del 2013), grazie al buon andamento dell'economia e all'abbondanza di offerta.

Nell'area OCSE Asia-Oceania la domanda è aumentata dell'1,6%, con il Giappone che ha registrato una variazione positiva dell'1,3% e l'Australia che ha avuto un aumento del 19,9%.

Il clima economico ha anche inciso sulla crescita della domanda di gas della Cina, salita del 5,6%, un ritmo rallentato rispetto agli anni precedenti, ma comunque significativo del potenziale di crescita per questa fonte energetica, in un sistema ancora dominato dal carbone. Al contrario la zona dell'OCSE Europa è stata contraddistinta da un netto calo dei consumi del 10%. Spicca in particolare il crollo dei consumi nell'Unione europea (-12%): in valori assoluti, il calo per quest'area è stato di 56 G(m³) in un solo anno. Dal 2010, l'Unione ha perso un volume di consumi pari a ben 117 G(m³).

Tutti i Paesi europei, a causa della limitata crescita economica e delle condizioni meteorologiche non particolarmente severe, hanno registrato cali significativi. Anche la crescita contenuta della domanda elettrica ha inciso sulla domanda di gas, soggetta, tra l'altro, anche alla forte concorrenza delle fonti rinnovabili. Tra i principali Paesi,

	2010	2011	2012	2013	2014
Paesi OCSE	1.572	1.572	1.603	1.618	1.592
Paesi ex URSS	594	612	599	583	598
Altri Paesi	1.060	1.117	1.170	1.192	1.135
TOTALE MONDO	3.226	3.301	3.372	3.393	3.325
di cui Unione europea	532	483	476	471	415

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE, BP e *Jodi Gas World Database*.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo
G(m³)

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE
G(m³)

AREA DI CONSUMO	2010	2011	2012	2013	2014
OCSE Americhe					
Produzione interna	824	867	894	900	943
Saldo import-export	17	16	12	4	1
Disponibilità	842	883	906	904	944
Variazione scorte	-6	7	-3	-19	9
Consumo apparente	847	876	908	922	935
Consumo effettivo	829	866	894	906	926
OCSE Asia Oceania					
Produzione interna	54	57	61	67	72
Saldo import-export	123	140	145	149	147
Disponibilità	177	197	206	216	219
Variazione scorte	1	1	-2	1	1
Consumo apparente	175	196	208	215	218
Consumo effettivo	174	195	206	210	213
OCSE Europa					
Produzione interna	294	272	274	269	252
Saldo import-export	263	251	228	230	208
Disponibilità	557	523	502	499	460
Variazione scorte	-10	9	0	-3	7
Consumo apparente	566	515	502	503	454
Consumo effettivo	569	511	503	503	452
Totale OCSE					
Produzione interna	1.172	1.196	1.230	1.236	1.267
Saldo import-export	403	408	385	383	357
Disponibilità	1.575	1.604	1.614	1.619	1.624
Variazione scorte	-14	18	-4	-21	18
Consumo apparente	1.589	1.586	1.619	1.640	1.606
Consumo effettivo	1.572	1.572	1.603	1.618	1.591

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*, gennaio 2015.

Italia e Germania hanno presentato riduzioni a due cifre, rispettivamente -13% e -14%, con la Germania in significativa controtendenza rispetto al +10% dello scorso anno. Riduzioni significative anche per Regno Unito e Spagna, entrambi con un -9% (Tav. 1.8).

Nonostante le difficoltà del 2014, le prospettive di sviluppo della domanda di gas naturale a livello mondiale rimangono favorevoli, soprattutto in virtù del suo basso impatto ambientale e alla possibilità di sviluppo in nuovi settori di utilizzo, attraverso l'impiego di tecnologie innovative quali quella dell'utilizzo diretto del GNL nel settore dei trasporti terrestri e navali.

In tutti gli scenari considerati dall'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) nel *World Energy Outlook*, la domanda di gas naturale è prevista

in espansione nel medio-lungo termine, anche se a ritmi differenziati. A più breve termine, un ruolo importante potrà essere svolto dai prezzi, che se si mantengono sufficientemente bassi rispetto al carbone, potrebbero determinare una ripresa della domanda di gas del settore termoelettrico in diverse aree geografiche.

Offerta di gas naturale

Nell'area OCSE, dopo la battuta d'arresto dello scorso anno, la produzione è tornata a salire a ritmi superiori al 2%, come già nel 2011 e nel 2012. Data la dinamica della domanda, sono aumentati significativamente un po' ovunque i livelli delle scorte.

TAV. 1.8

Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2010	2011	2012	2013	2014	DIFFERENZA 2014-2010
Austria	10,0	9,5	9,0	8,5	7,8	-2,3
Belgio	19,8	17,7	17,9	17,7	15,6	-4,3
Bulgaria	2,3	2,9	2,8	2,9	2,9	0,6
Croazia	3,2	3,2	2,7	2,5	2,3	-0,9
Danimarca	5,0	4,2	3,9	3,7	3,2	-1,8
Estonia	0,7	0,6	0,7	0,7	0,5	-0,2
Finlandia	4,7	4,1	3,7	3,5	3,1	-1,6
Francia	48,3	42,1	42,6	43,3	36,3	-12,0
Germania	94,6	85,9	82,3	90,9	77,9	-16,7
Grecia	3,9	4,7	4,3	3,8	2,9	-0,9
Irlanda	5,5	4,8	4,9	4,7	4,3	-1,2
Italia	83,1	77,9	74,9	70,1	61,9	-21,2
Lettonia	1,8	1,6	1,5	0,6	0,6	-1,2
Lituania	3,0	3,2	3,3	2,7	2,6	-0,4
Lussemburgo	1,5	1,2	1,2	1,0	1,0	-0,5
Paesi Bassi	46,1	39,2	45,8	46,5	40,6	-5,5
Polonia	15,5	15,4	18,1	18,3	17,8	2,3
Portogallo	4,9	5,4	4,6	4,3	4,0	-0,9
Regno Unito	99,4	83,8	78,1	77,4	70,4	-29,0
Repubblica Ceca	8,8	7,9	8,2	8,4	7,5	-1,3
Romania	13,4	14,0	13,6	12,6	11,5	-1,9
Slovacchia	5,4	5,4	6,5	5,8	3,2	-2,2
Slovenia	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	-0,2
Spagna	37,0	34,5	32,5	29,9	27,1	-9,9
Svezia	1,7	1,4	1,1	1,1	0,9	-0,9
Ungheria	11,6	11,5	10,4	9,3	8,5	-3,1
Unione europea	532,2	483,0	475,5	471,3	415,1	-117,1

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

Gli Stati Uniti hanno visto una crescita della produzione per un ulteriore 6%, che fa seguito ai significativi aumenti degli ultimi anni, mentre un +7% è stato registrato nell'area del Pacifico. In particolare, sia negli Usa, sia in Australia si attende che nel 2015 entreranno in esercizio nuovi progetti di esportazione, con volumi di produzione non tutti contrattualizzati e dunque destinati a impattare sul mercato *spot* del GNL. Potenziali influenze sul mercato del GNL in Asia sono attese in futuro anche grazie ai recenti accordi tra Cina e Federazione Russa per lo sviluppo di nuovi progetti via gasdotto, che potrebbero rappresentare un'alternativa al GNL per l'offerta di gas destinata a soddisfare la crescente domanda dell'area asiatica dei prossimi anni.

Nel caso dell'Unione europea, la produzione interna ha segnato un calo significativo del 6,5%, determinato da una sensibile riduzione nei Paesi Bassi (-19%), mentre la Norvegia ha aumentato il suo livello produttivo (+1,8%).

Relativamente all'approvvigionamento di gas da Paesi esterni all'area OCSE, si sono confermati come principali interlocutori la Federazione Russa e la Nigeria (con apporti però in riduzione), nonché l'Algeria e il Qatar (con apporti invece in aumento). In particolare, la Russia ha visto diminuire dell'11% le sue esportazioni verso l'Europa, praticamente annullando l'incremento ottenuto lo scorso anno, anche per effetto delle tensioni con l'Ucraina (Tav. 1.9). In Europa si conferma in calo l'apporto da GNL, sia pure con

TAV. 1.9

Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza G(m ³)	AREA DI PROVENIENZA	2010	2011	2012	2013	2014
	America del Nord	123,1	128,2	130,1	116,8	109,1
	Asia ^(A)	3,5	0,4	0,3	0,6	0,5
	Europa	0,7	10,4	5,1	4,0	3,1
	Altre aree	19,3	12,7	10,3	9,3	8,9
	Totale import area OCSE Americhe	146,6	151,8	145,8	130,7	121,6
	Oceania	19,9	20,5	23,3	26,0	26,9
	Asia ^(A)	98,8	91,3	99,7	103,3	101,0
	Europa e Russia	12,3	14,6	15,3	15,4	15,5
	Altre aree	18,7	39,2	37,0	38,0	36,3
	Totale import area OCSE Asia Oceania	149,7	165,6	175,2	182,6	179,7
	Europa	167,3	325,6	320,2	348,5	346,8
	Russia	127,0	49,3	49,7	57,4	51,3
	Asia ^(A)	31,3	51,0	36,3	30,0	28,4
	Altre aree	138,7	218,5	205,1	196,3	222,3
	Totale import area OCSE Europa	464,4	644,3	611,3	632,2	648,8

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*, gennaio 2015.

tassi di riduzione sensibilmente inferiori a quelli degli anni scorsi. Le importazioni di GNL sono praticamente dimezzate rispetto al picco del 2011, quando avevano superato gli 80 G(m³). Una significativa ripresa dei carichi *spot* in arrivo dall'Asia si è verificata, però, verso la fine dell'anno (vedi infra).

Prezzo del gas

Nel corso del 2014 i prezzi del gas naturale hanno registrato un trend al ribasso in tutte e tre le aree di mercato (Stati Uniti, Estremo Oriente ed Europa) (Fig. 1.4).

Negli Stati Uniti il calo significativo, registrato via via nel corso dell'intero anno, è stato causato dall'abbondanza di offerta, per effetto in primo luogo dell'aumento della produzione interna, ma anche dal rallentamento della domanda in altre aree di sbocco.

In Asia i prezzi hanno cominciato a scendere in presenza di una debole domanda, anche per fattori climatici, ma soprattutto dati l'assoluta predominanza di contratti indicizzati al petrolio e il crollo dei prezzi di quest'ultimo. I prezzi asiatici hanno mostrato un progressivo riavvicinamento a quelli fissati nei mercati *spot* europei, particolarmente significativo nei primi mesi del 2015, tenuto conto del ritardo temporale delle formule di indicizzazione (Fig. 1.5). A

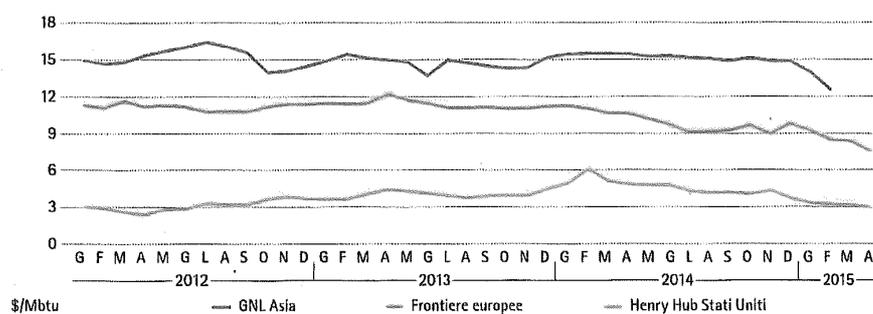
partire dalla fine del 2014 si è assistito al dirottamento verso l'Europa di carichi *spot* inizialmente destinati all'Asia.

In Europa i prezzi hanno risentito dell'abbondanza dell'offerta a livello internazionale e del calo della domanda, cui si è aggiunta la pressione, che si è andata progressivamente accentuando nel corso della seconda metà dell'anno, esercitata dal crollo dei prezzi del petrolio. Questi ultimi sono scesi in qualche momento al di sotto della parità calorica, circostanza del tutto eccezionale.

Il prezzo medio del gas naturale importato sulla base di contratti di lungo termine nell'area del Nord Europa, in media annua, è passato dai 12,33 \$/MMBtu del 2013 a quota 11,57 \$/MMBtu, con una riduzione del 6,1%.

A livello mensile si è partiti dagli 11,76 \$/MMBtu di gennaio per scendere a novembre al valore minimo di 9,90 \$/MMBtu e poi attestarsi nel mese di dicembre a 10,40 \$/MMBtu. Era dall'aprile 2011 che non si scendeva sotto i 10 \$/MMBtu.

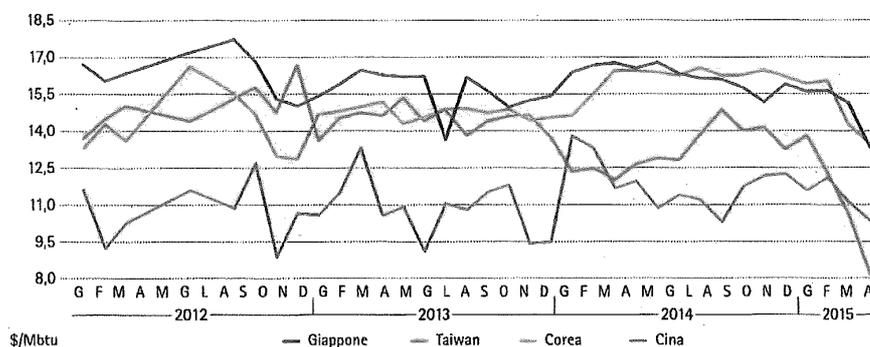
Nel mese di dicembre i prezzi del gas importato a mezzo gasdotto nel Nord Europa si sono attestati in un intervallo compreso tra 10,23 e 10,45 \$/MMBtu per la maggior parte delle fonti di approvvigionamento, con i valori più alti ancora per le importazioni dall'Olanda (10,45 \$/MMBtu) e quelli più bassi per le importazioni dalla Norvegia (10,23 \$/MMBtu). Difficilmente è stato registrato un differenziale



Fonte: Bloomberg e World Gas Intelligence.

FIG. 1.4

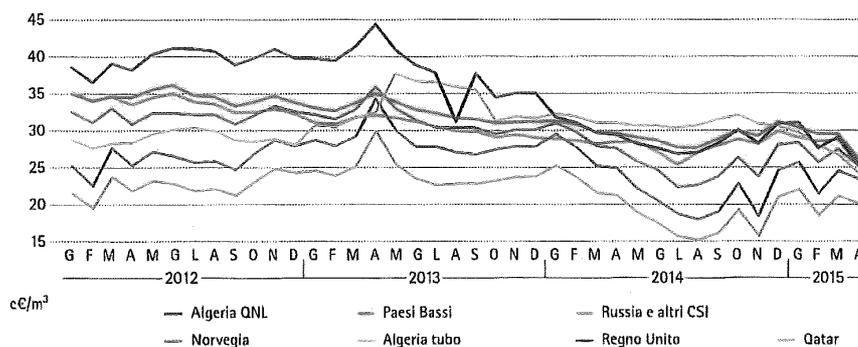
Confronto internazionale dei prezzi del gas \$/Mbtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.5

Prezzi del GNL nell'area asiatica \$/Mbtu



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati World Gas Intelligence.

FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento c€/m³

così basso tra i vari gas. Il prezzo del gas importato dall'Algeria via LNG, negli anni passati sistematicamente più alto di quello del gas

importato via gasdotto, è sceso a 10,53 \$/MMBtu, sottolineando il cambiamento di clima che è intervenuto nel corso del 2014 (Fig. 1.6).

Sempre nel mese di dicembre 2014, i prezzi alla frontiera italiana si sono attestati a 9,56 \$/MMBtu per il gas in arrivo dalla Federazione Russa, a 10,45 \$/MMBtu per il gas proveniente dalla Norvegia, a 10,61 \$/MMBtu per gli arrivi dall'Olanda e a 11,44 \$/MMBtu per il gas dall'Algeria (Fig. 1.7).

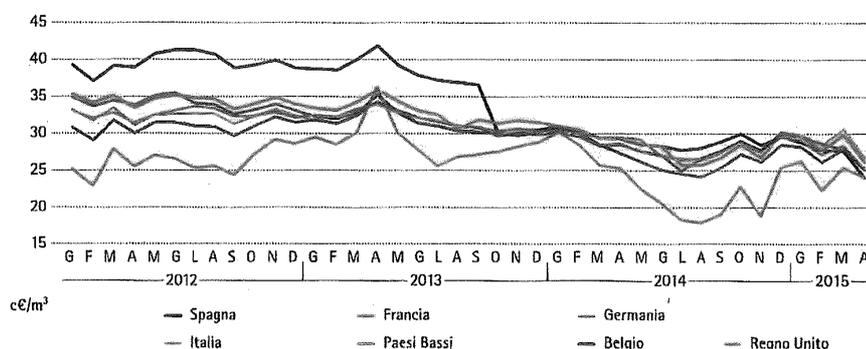
I prezzi del gas presso i principali hub europei hanno registrato, su base annua, una riduzione di oltre il 22%, decisamente più accentuata di quella dei prezzi con contratti *take or pay*, che per effetto dei ritardi delle formule di indicizzazione hanno presentato una maggiore lentezza ad adeguarsi al mutato contesto (Fig. 1.8).

La media delle quotazioni su base *spot* presso i tre principali hub europei si è collocata a 8,24 \$/MMBtu nel corso del 2014, rispetto alla media del 2013 pari a 10,58 \$/MMBtu. Il processo di riduzione non è stato omogeneo, in quanto le quotazioni di questi mercati risentono della stagionalità e di particolari condizioni del mercato.

Il mese di gennaio 2014 ha visto il prezzo del gas al massimo livello dell'anno con un valore di 10,64 \$/MMBtu, prima che si avviasse il processo di riduzione delle quotazioni. Il minimo dell'anno è stato così raggiunto nel mese di luglio 2014, con un prezzo medio di 6,52 \$/MMBtu; nel mese di dicembre, in piena stagione invernale, il prezzo si è attestato su 8,32 \$/MMBtu (Fig. 1.9).

FIG. 1.7

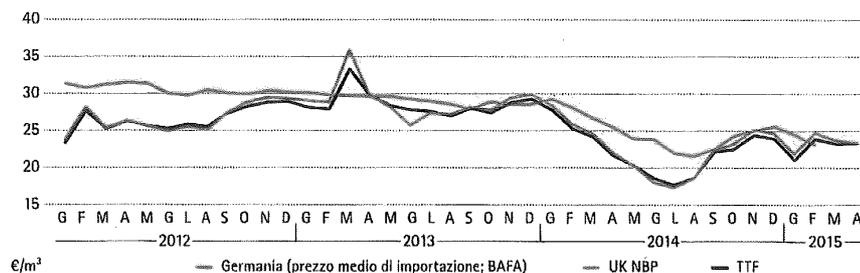
Prezzo alla frontiera per Paese importatore
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati *World Gas Intelligence*.

FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
€/m³



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

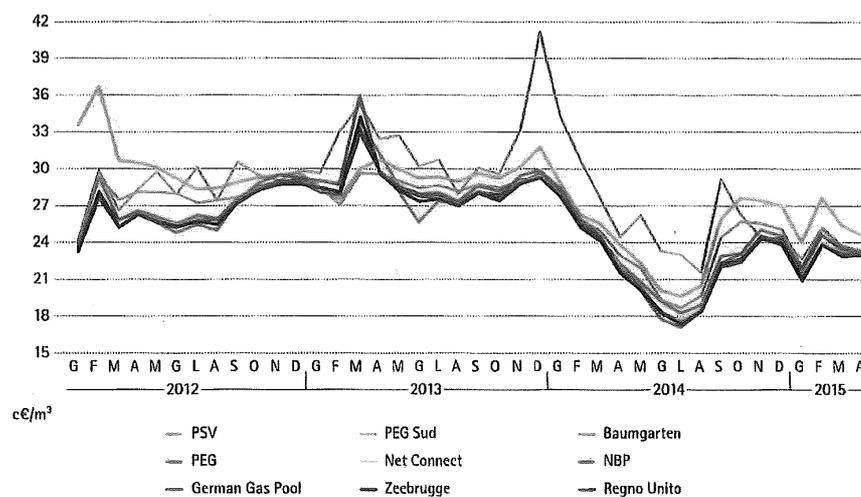


FIG. 1.9

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³

Mercato internazionale del carbone

Il 2014 non è stato un anno facile per il carbone: il rallentamento della crescita in Cina e in altri Paesi emergenti ha portato a un arresto del trend di crescita di questa fonte energetica, che comunque occupa un posto di grande rilievo nel soddisfacimento della domanda mondiale di energia.

In Cina, dove il carbone svolge ancora un ruolo di primissimo piano, nel 2014 si è osservata, secondo alcune prime indicazioni, una riduzione dei consumi, della produzione interna, delle esportazioni e delle importazioni, per la prima volta dopo 14 anni.

Per contro, sono aumentati significativamente gli impieghi di prodotti petroliferi e di gas naturale.

Tutto ciò ha suscitato forti preoccupazioni nel mondo dell'industria carbonifera, che ha intravisto la prospettiva a scadenza ravvicinata del raggiungimento di una sorta di "picco" dopo anni di espansioni a tassi accelerati.

Anche negli Stati Uniti, l'altro grande polo carbonifero mondiale, nel 2014 si è registrata una riduzione della domanda causata da una minore richiesta del settore termoelettrico, legata alla maggiore disponibilità

di gas naturale. Il concomitante calo delle esportazioni ha portato a una riduzione della produzione e a un aumento degli stoccaggi.

L'impiego di carbone è invece aumentato ancora in India, che con Stati Uniti e Cina impiega circa $\frac{3}{4}$ del carbone per uso termico del mondo. L'India, nel corso dell'anno, ha anche annunciato di voler potenziare la produzione interna, riducendo le importazioni dall'Australia, molto aumentate negli ultimi anni.

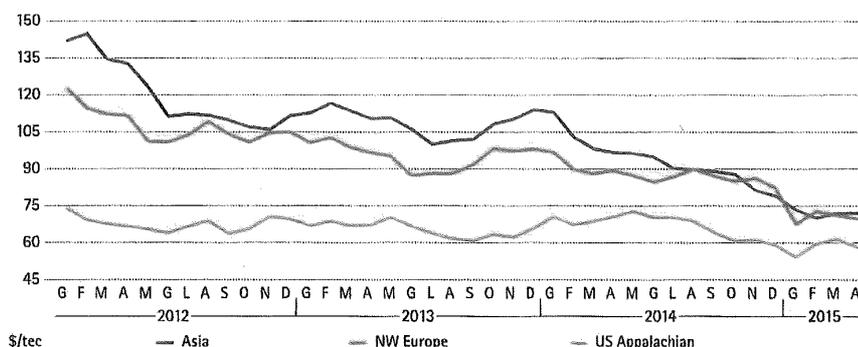
In Europa il carbone per uso termoelettrico ha risentito della crescita delle rinnovabili che hanno acquisito spazi ancora più grandi nella produzione di energia elettrica; il carbone per usi metallurgici ha, invece, risentito della crisi e della delocalizzazione di molte attività siderurgiche in altre aree, soprattutto in Asia.

Le prospettive per il futuro, fino all'anno scorso molto ottimistiche, cominciano a risentire in maniera sempre più marcata delle preoccupazioni di tipo ambientale, specie in mancanza di concreti sviluppi delle tecnologie per il sequestro delle emissioni di CO₂.

Secondo l'ultima edizione del *World Energy Outlook* (WEO) dell'AIE, la domanda globale di carbone crescerà a un tasso molto più basso

FIG. 1.10

Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali \$/tec



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

rispetto agli ultimi 30 anni, ovvero allo 0,5% all'anno, per raggiungere 6.350 Mtece nel 2040. La crescita sarà limitata dalle nuove politiche ambientali di Stati Uniti, Cina ed Europa.

Migliori le prospettive in India. In ogni caso l'Asia acquisterà ancora maggiore spazio nel commercio globale del carbone.

Prezzo del carbone

Nel 2014 il crollo dei prezzi del petrolio ha alterato il quadro competitivo, che sino allo scorso anno aveva visto il carbone in condizione di assoluto vantaggio rispetto ai prodotti petroliferi e al gas naturale. Il vantaggio del carbone rimane comunque confermato.

Le quotazioni nell'area Atlantica sono passate da un valore medio mensile di gennaio pari a 77,29 \$/mt, valore massimo per il 2014, al

valore minimo rilevato nel mese di novembre, pari a 65,50 \$/mt. La media annua è stata pari a 71,34 \$/mt, contro i 75,75 \$/mt dell'anno precedente; una riduzione, quindi, del 5,6%.

Sempre in media annuale e con riferimento al mercato Atlantico, il prezzo medio dal carbone CIF ARA Europe è passato dagli 81,62 \$/t del 2013 ai 75,31 \$/t del 2014.

La quotazione media mensile del carbone nell'area del Pacifico è passata dagli 81,40 \$/t del 2013 ai 71,29 \$/t del 2014, con una diminuzione del 12% (Fig. 1.10).

In generale, la discesa dei prezzi del carbone si è sviluppata nel corso dell'intero anno, mentre il prezzo del petrolio si è incamminato su un trend di riduzione solo nella seconda parte del 2014, a indicare come le riduzioni siano soprattutto attribuibili a cause interne al mercato di questa fonte, anche se il crollo dei prezzi del petrolio ha avuto comunque l'effetto di precludere rialzi.

Sviluppi internazionali dell'energia nucleare

Anche nel 2014 l'energia nucleare ha contribuito in misura determinante al soddisfacimento della domanda di energia, in particolare di quella di energia elettrica. Nonostante gli sforzi molto rilevanti per la costruzione di nuove centrali nei Paesi in rapido sviluppo, a

partire da quelli dell'Asia, la produzione di elettricità da fonte nucleare è ancora concentrata nell'area OCSE. All'interno di questo grande aggregato, gli sviluppi dello scorso anno hanno presentato significative differenze dovute a una molteplicità di cause, che vanno dalla

cessazione dell'attività di vecchi impianti, alla rimessa in esercizio di vecchie centrali dopo lavori di manutenzione, all'attuazione di misure per il miglioramento delle condizioni di sicurezza.

Negli Stati Uniti la produzione di elettricità è aumentata dello 0,9% sino a 797.591 GWh; nell'Europa occidentale la produzione è invece scesa dello 0,2%, a fronte di una riduzione della produzione elettrica del 2,5%. Forti differenze si sono registrate tra Paesi. L'apporto nucleare si è ridotto nella misura del 21% in Belgio, dello 0,4% in Germania, del 9,8% nel Regno Unito, dell'1,3% in Spagna. Per contro, la produzione nucleare francese è aumentata del 3%. In Giappone è continuato il blocco degli impianti seguito all'incidente di Fukushima per verifiche di sicurezza e anche per una forte opposizione da parte dell'opinione pubblica.

I dati relativi al 2014 confermano una certa divergenza tra gli sviluppi non molto brillanti degli ultimi anni e i programmi di sviluppo di questa fonte energetica. Anche l'ultima edizione del WEO dell'AIE ha riservato una particolare attenzione all'energia nucleare, che dovrebbe offrire un contributo crescente al soddisfacimento della domanda di elettricità in tutti gli scenari considerati. Secondo l'AIE, l'energia nucleare rimarrà un elemento essenziale delle diverse strategie energetiche nazionali, anche nei Paesi che si sono impegnati a eliminare gradualmente questa tecnologia prevedendo, al contempo, soluzioni alternative. Nello scenario *New policies*, caratterizzato da un impegno accresciuto per il contenimento delle emissioni di CO₂, la capacità nucleare globale dovrebbe passare da 392 GW nel 2013

a oltre 620 GW nel 2040, ma la sua quota sul totale della produzione elettrica aumenterà solo dell'1% all'anno, a causa delle notevoli difficoltà tecniche e politiche da superare, nonostante la possibilità di contrastare efficacemente le emissioni di CO₂. La crescita sarà concentrata nei mercati in cui l'elettricità è fornita a prezzi regolamentati e dove le *utilities* hanno il sostegno statale o i governi agiscono per facilitare gli investimenti privati.

Della crescita della produzione nucleare per il 2040, la Cina rappresenta il 45%, mentre l'India, la Corea del Sud e la Federazione Russa insieme costituiscono un ulteriore 30%. Negli Stati Uniti la generazione aumenterà del 16%, mentre si prevede un recupero in Giappone, anche se non ai livelli di prima dell'incidente di Fukushima. Una nota di cautela viene dalla considerazione che al 2040 quasi 200 reattori (dei 434 operativi alla fine del 2013) saranno dismessi. La stragrande maggioranza di questi impianti è localizzata in Europa, Stati Uniti, Federazione Russa e Giappone. La sfida per colmare questo deficit è particolarmente acuta in Europa, dove le *utilities* devono iniziare a pianificare sia per sviluppare capacità alternative, sia per considerare preventivamente possibili estensioni delle licenze di esercizio.

In Europa, in particolare, la potenza nucleare dovrebbe passare dagli attuali 129 GW a 111 GW nel 2040. Per facilitare questo processo, i governi devono chiarire il proprio approccio sul delicato tema delle estensioni delle licenze, evitando che ritardi nelle procedure portino a chiusure di impianti.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Nel 2014 il sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione ha continuato a sviluppare la sua attività anche sul piano normativo-istituzionale, in vista della Conferenza di Parigi 2015 sul clima (COP21 di Parigi) e del sempre vivo dibattito internazionale sul problema del carbonio.

Il dibattito pubblico nel corso dell'anno ha riguardato principalmente: le norme con impatti a lungo termine sull'EU ETS, gli obiettivi del pacchetto clima-energia al 2030, le riforme strutturali da introdurre nel sistema nel post 2020, la nuova classificazione giuridica delle quote di emissione.

Tra le novità che hanno caratterizzato l'anno, la principale è stata la ripartenza delle aste dedicate alle quote EUA A per l'aviazione civile, avvenuta nello scorso settembre dopo oltre un anno e mezzo di sospensione, dopo la decisione di limitare ai voli intra Unione europea l'applicazione del sistema, in attesa dell'approvazione di un accordo internazionale sulla questione. Per la prima volta si è prodotto un prezzo di riferimento per le quote di emissione per l'aviazione civile, collegato, ma leggermente inferiore, a quello delle altre quote di emissione.

Le piattaforme d'asta sono rimaste le stesse del 2013: la piattaforma comune transitoria (EU t-CAP) e quella tedesca (EEX DE) gestite da EEX, e la piattaforma del Regno Unito (ICE UK) gestita da ICE³. Sono saliti a 25 gli Stati membri operativi sulla t-CAP, grazie al completamento, in dicembre, della procedura di accreditamento dell'*Environmental Protection and Energy Efficiency Fund* come Responsabile del collocamento per la Croazia. Resta invece ancora in sospenso l'accREDITAMENTO dei Paesi EFTA (Islanda, Lichtenstein e

Norvegia). Per il 2014 si segnala la conclusione anticipata per via del *back-loading* delle aste sulla sessione separata t-CAP della Polonia, che riprenderà regolarmente le attività di collocamento solo da gennaio 2015 (Fig. 1.11).

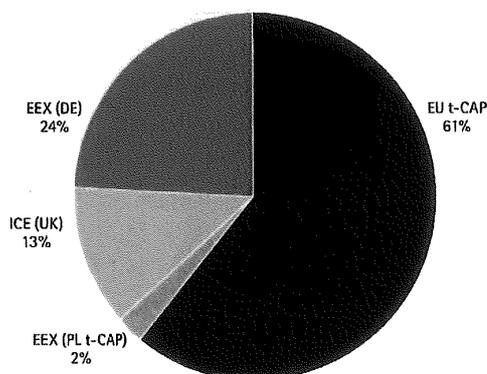
La figura 1.12 riporta le quote messe all'asta per Paese nel 2014.

Nel novembre 2014 la Commissione europea ha lanciato la gara per la selezione della Piattaforma d'asta comune definitiva (*Definitive Common Auction Platform – CAP2*) che, ai sensi del Regolamento aste, a fine 2016 dovrebbe sostituire l'attuale t-CAP e presentare un miglior livello di accessibilità per piccole e medie imprese, nonché per piccoli emettitori.

Sin dalle prime aste nel 2012, l'andamento delle aste primarie di quote europee di emissione sulle diverse piattaforme d'asta è stato omogeneo e in linea con gli andamenti del mercato secondario (segmento *spot*).

La dinamica dei prezzi nel corso dell'anno (Tav. 1.10) ha rispecchiato le aspettative che si sono create in merito al rapporto di lungo periodo tra i fondamentali del mercato, ovvero domanda e offerta di quote di emissione. L'anno è infatti stato caratterizzato da un clima di fiducia nella possibilità che le riforme in discussione – in particolare la Riserva di stabilità del mercato – potranno essere approvate in tempi relativamente brevi e contribuire concretamente all'assorbimento del surplus che condiziona pesantemente il mercato del carbonio europeo dal 2009. Infatti, se il *back-loading* è solo una misura temporanea di accantonamento di quote, vi è convergenza sul fatto che cambiamenti strutturali sono necessari per il sistema ETS, al fine di dare una soluzione duratura per lo squilibrio

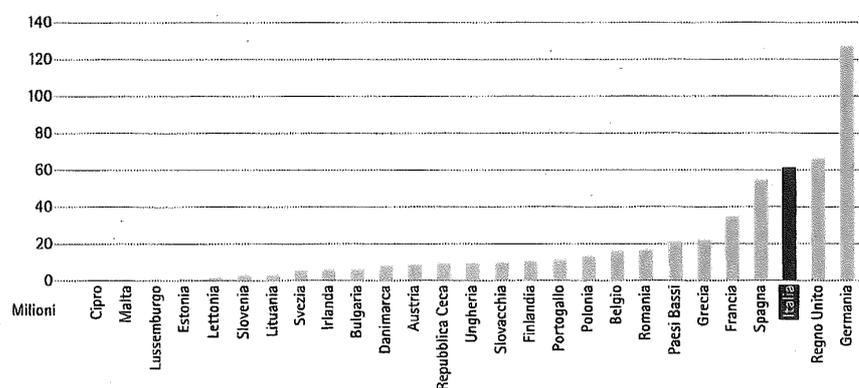
³ Per una descrizione del sistema ETS e delle piattaforme per le aste, si rimanda alla *Relazione Annuale 2014* e al sito del Gestore dei servizi energetici (GSE), dal quale sono state tratte le informazioni riportate in questo paragrafo.



Fonte: GSE.

FIG. 1.11

Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme nel 2014



Fonte: GSE.

FIG. 1.12

Quote messe all'asta per Paese nel 2014
Millioni

ANNO 2014	PREZZO
I trimestre	5,92
II trimestre	5,25
III trimestre	6,01
IV trimestre	6,48
Valore medio annuo	5,90

Fonte: GSE.

TAV. 1.10

Andamento nel 2014 dei prezzi medi di aggiudicazione su base trimestrale delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP €/tCO₂

tra domanda e offerta, con una riserva che dovrebbe adeguare l'offerta di quote in base alle condizioni di mercato, secondo regole predefinite, che non lascerebbero alcun margine di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri nella sua attuazione. Non

mancano nel dibattito in corso timori sui rischi che una tale misura potrebbe comportare per la competitività delle imprese europee, specie in caso di implementazione già nel corso dell'attuale periodo di obbligo per le imprese.

Tuttavia, rispetto al 2013, il dibattito sulle regole del settore, e in particolare l'intensificazione da parte del Parlamento europeo dei lavori volti all'esame della proposta della Commissione europea sulla Riserva di stabilità del mercato, ha impresso una spinta al rialzo che a fine anno ha riportato i prezzi delle quote di emissione a valori che non si registravano dal 2012 (intorno ai 7 €). L'anno si è chiuso con prezzi per le EUA di oltre il 30% superiori a quelli registrati nello stesso periodo del 2013 e un prezzo medio nell'anno pari a 5,90 €, vale a dire +34% rispetto alla media dell'anno precedente (4,39 €). Ciò nonostante, il persistere nel breve termine del surplus ha fatto sì che i prezzi siano rimasti ancora lontani dal riflettere il *trade-off* tra opzioni tecnologiche a diversa intensità di carbonio. Variabili come i prezzi delle *commodity* energetiche o le variazioni meteorologiche stagionali hanno prodotto oscillazioni a breve e brevissimo termine sui prezzi delle quote, ma identificare correlazioni costanti appare complesso. Quello che è certo è che la sovrabbondanza di quote in circolazione nell'EU ETS ha reso in questa fase trascurabile la

correlazione tra prezzi della CO₂ e andamento del ciclo economico, tanto che nel corso dell'anno le quote hanno avuto sostanzialmente un comportamento anticiclico.

A livello nazionale, per quanto riguarda l'assetto regolatorio dell'EU ETS si segnala che dopo lunga attesa da parte degli operatori è stata introdotta, con decorrenza 1 gennaio 2015, la *reverse charge* dell'IVA per gli scambi di quote e i crediti di emissione². Si tratta dell'estensione dell'istituto dell'inversione contabile dell'imposta sul valore aggiunto³ ai trasferimenti di quote di emissione, oltre che alle operazioni interne aventi a oggetto gas, energia elettrica e certificati ambientali (certificati verdi e garanzie di origine). Lo scopo della diffusione di questo sistema è di evitare, nei rapporti intracomunitari, la detrazione dell'IVA applicata da fornitori esteri e incassata, quindi, da Stati esteri: in questo caso, infatti, la gestione delle detrazioni IVA transnazionali richiederebbe una stanza di compensazione comunitaria, che non è stata mai realizzata. Negli ultimi anni questo meccanismo è stato utilizzato anche per contrastare le c.d. "frodi carosello"⁴.

² Legge di stabilità 2015 del 23 dicembre 2014, n. 190.

³ Il *reverse charge* è un particolare meccanismo di applicazione dell'IVA, per effetto del quale il destinatario di una cessione di beni o prestazione di servizi, se soggetto passivo nel territorio dello Stato, è tenuto all'assolvimento dell'imposta in luogo del cedente o prestatore. Questo significa che la transazione è soggetta all'imposta, la quale è assolta dal compratore.

⁴ Vale a dire un meccanismo fraudolento dell'IVA, attuato mediante vari passaggi di beni in genere provenienti ufficialmente da un Paese dell'Unione europea, al termine del quale l'impresa italiana acquirente detrae l'IVA nonostante che il venditore compiacente non l'abbia versata.

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

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi che seguono si riferiscono ai prezzi risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) con riferimento all'anno 2014 ed estratti in data 11 maggio 2014. L'Eurostat rende disponibili su base semestrale i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri. I dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali vengono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. Eurostat effettua inoltre la rilevazione dei prezzi pagati dai consumatori domestici (che non è disciplinata dalla direttiva 2008/92/CE), sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Per una descrizione della vigente

metodologia di rilevazione dei prezzi, che copre le serie storiche disponibili dall'1 gennaio 2008, nonché delle sue caratteristiche, si rimanda alla *Relazione Annuale 2014*.

In materia di prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea, si segnala che la Commissione europea, nel mese di gennaio del 2015, ha avanzato una proposta di nuovo regolamento che introduce l'obbligo di comunicazione anche dei prezzi medi domestici e prevede, tra l'altro, che siano comunicati a Eurostat prezzi medi con un maggior numero di informazioni di dettaglio, per esempio suddivisi in un maggior numero di componenti o classi di consumo. Si attende che il nuovo regolamento entri in vigore a fine 2016, con le prime comunicazioni dei prezzi secondo le nuove regole nel 2018, con riferimento ai prezzi dell'anno 2017.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Come ormai da anni, nel confronto internazionale si confermano prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea e nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica)

per le prime due classi di consumo⁶, sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri. I prezzi per le restanti classi di consumo sono invece superiori, anche con differenziali rilevanti e, nella classe a maggiori consumi, in aumento negli ultimi anni (Tav. 1.11). Va tuttavia considerato che il 96% dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 5.000 kWh/a) e

⁶ Comprendenti consumi annui fino a 2.500 kWh/a.

TAV. 1.11

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2014

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	20,70	31,66	15,16	23,26	13,08	20,04	11,90	18,32	10,34	15,93
Belgio	22,15	26,28	18,13	22,01	16,76	20,70	14,84	18,38	12,86	15,93
Bulgaria	7,36	8,83	7,25	8,70	7,18	8,64	7,14	8,57	7,00	8,39
Cipro	21,32	26,32	18,81	23,17	18,88	23,24	18,65	22,95	18,08	22,20
Croazia	17,06	21,89	10,98	14,29	10,09	13,18	9,64	12,63	9,33	12,23
Danimarca	15,38	33,20	15,38	33,20	13,14	30,39	11,49	23,12	11,49	23,12
Estonia	10,12	13,61	9,99	13,50	9,75	13,16	9,27	12,59	8,40	11,54
Finlandia	22,12	29,78	14,31	20,10	10,60	15,51	9,05	13,58	7,44	11,59
Francia	22,01	27,92	13,16	18,62	11,35	16,68	10,11	15,36	9,24	14,41
Germania	25,70	43,33	16,47	32,29	14,38	29,78	13,16	28,28	12,74	27,03
Grecia	16,20	22,13	11,86	17,25	12,10	17,76	11,91	19,03	11,34	19,44
Irlanda	49,01	65,63	24,73	31,04	20,47	24,72	18,09	21,31	15,78	18,15
Italia	20,70	29,24	14,27	21,06	15,04	23,92	18,16	29,71	20,86	33,09
Lettonia	6,96	11,38	7,68	12,25	8,57	13,33	9,11	13,98	9,37	14,30
Lituania	9,18	13,61	9,05	13,45	8,88	13,25	8,57	12,87	7,93	12,10
Lussemburgo	20,15	23,57	15,77	18,93	14,31	17,38	13,01	16,00	11,91	14,84
Malta	34,74	36,51	14,73	15,48	12,96	13,61	15,10	15,86	34,39	36,14
Paesi Bassi ^(A)	24,83	n.d.	15,05	8,09	12,88	17,77	11,55	22,36	10,41	19,96
Polonia	14,32	18,20	11,59	14,83	11,02	14,15	10,53	13,54	10,56	13,57
Portogallo	22,05	39,65	13,79	23,98	12,85	22,03	12,32	20,95	12,07	20,03
Regno Unito	23,36	24,54	20,75	21,79	18,72	19,66	16,88	17,72	15,55	16,34
Repubblica Ceca	23,23	28,24	16,26	19,82	10,46	12,79	8,97	11,01	7,85	9,63
Romania	9,46	13,17	9,38	13,08	9,08	12,69	8,87	12,45	8,71	12,25
Slovacchia	19,83	24,18	13,92	17,09	12,31	15,15	10,90	13,47	9,83	12,18
Slovenia	14,95	23,28	13,04	19,41	11,52	16,31	10,63	14,50	9,88	13,04
Spagna	37,05	47,12	21,02	26,73	17,82	22,66	15,66	19,92	13,57	17,26
Svezia	25,41	35,57	14,34	21,73	12,29	19,17	9,89	16,18	8,23	14,10
Ungheria	10,62	13,48	9,61	12,20	9,24	11,74	8,95	11,37	9,40	11,93
Norvegia	31,38	41,07	18,85	25,41	11,78	16,57	7,91	11,73	6,75	10,29
Unione europea	23,36	31,65	15,74	22,14	13,97	20,56	12,94	19,67	12,25	18,73
Area euro	24,76	34,96	15,53	23,18	13,77	21,82	12,93	21,34	12,35	20,44

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

consuma circa il 90% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico.

Per la prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno), si conferma anche un differenziale tendenzialmente costante negli anni, pari al -16% sia al netto, sia al lordo delle imposte, rispetto all'Area euro (era -17% nel 2013).

Per i consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), che insieme alla classe successiva è quella nella quale si concentra gran parte delle famiglie italiane, i prezzi interni al netto delle imposte sono inferiori dell'8% rispetto alla media dell'Area euro (era del -9% nel 2013); la differenza è del -9% se si considerano i prezzi totali comprensivi delle imposte (era del -12% l'anno precedente).

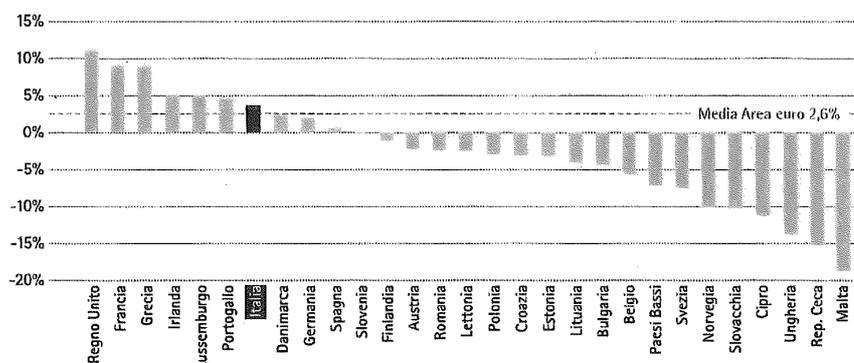


FIG. 1.13

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2014-2013 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

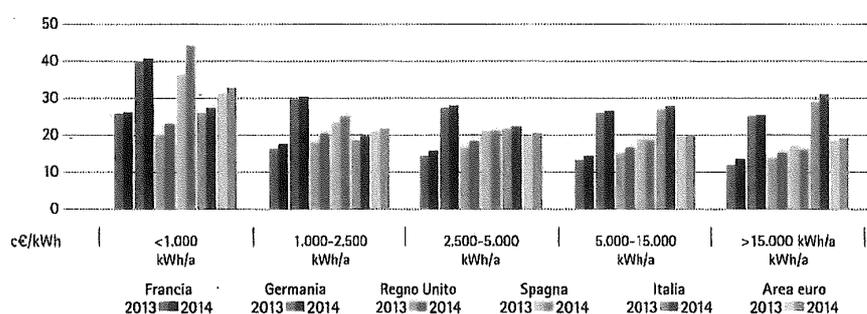


FIG. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Come detto, per le fasce di consumo superiori a quelle sopra evidenziate, i prezzi italiani risultano, al contrario, più alti della media dell'Area euro. In particolare, il prezzo al netto delle imposte per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) è più alto del 9% rispetto alla media dell'Area euro, e del 10% al lordo delle imposte (Tav. 1.11). I corrispondenti valori per il 2013 erano rispettivamente +10% e +9%. Per questa categoria di consumo si registra un aumento dei prezzi italiani al lordo delle imposte del 3,7% rispetto al 2013, a fronte di un incremento medio del 2,6% dell'Area euro (Fig. 1.13). Tuttavia, se si guarda ai prezzi italiani al netto delle imposte, si registra nel 2014 un aumento di poco inferiore a quello dell'Area euro (+0,3% contro +0,5%, mentre nel confronto con i principali Paesi europei⁶⁶ tale aumento risulta ben lontano dal +7,8% della Francia e dal +11% del Regno Unito; la Germania risulta invece in calo (-3,6%).

Sempre prendendo a riferimento la classe di consumo 2.500-5.000 kWh/anno, in quasi tutti i Paesi si conferma anche per il 2014 l'aumento dell'incidenza delle imposte, inclusiva degli eventuali oneri parafiscali, rispetto all'anno precedente: l'aumento nell'Area euro è stato del 5,8% (contro l'11,7% del 2013). Per l'Italia l'aumento è stato pari al +9,7%, valore identico a quello dello scorso anno e tra i principali Paesi europei, inferiore solo all'aumento registrato in Germania (+11,8%, contro il +14,8% del 2013). Nel confronto tra i principali Paesi europei la Germania si conferma, in questa classe, il Paese con i prezzi più elevati, anche rispetto all'Italia: le famiglie italiane pagano in media il 20% in meno delle famiglie tedesche. A differenza dell'Italia, però, in valore assoluto la componente fiscale segna un aumento più basso rispetto all'anno precedente in tutte le classi. Il confronto con i principali Paesi europei sui prezzi finali al lordo delle imposte, per tutte le fasce di consumo (Fig. 1.14), mostra ancora una

⁶⁶ Per principali Paesi europei si considerano Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i Paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

TAV. 1.12

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2014

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	12,34	19,03	9,86	15,36	8,07	12,87	7,20	11,39	6,18	9,85	5,43	8,70
Belgio	15,82	21,25	12,46	17,24	8,98	12,96	8,00	11,41	6,63	9,14	6,22	8,62
Bulgaria	9,79	11,88	9,29	11,27	7,84	9,53	7,02	8,54	5,65	6,90	5,30	6,48
Cipro	21,08	25,85	19,36	23,82	17,52	21,63	16,15	20,00	15,32	19,02	14,30	17,81
Croazia	12,32	16,04	10,51	13,77	8,85	11,72	7,53	9,98	6,18	8,11	5,37	7,04
Danimarca	11,49	23,14	9,18	25,47	8,52	24,59	8,48	24,56	7,62	23,49	7,62	23,49
Estonia	9,78	13,20	8,61	11,80	8,02	11,09	7,24	10,15	6,34	9,03	5,89	8,40
Finlandia	8,65	11,60	7,98	10,77	6,58	9,03	6,28	8,67	4,92	6,97	4,89	6,93
Francia	11,86	17,26	9,16	13,87	7,15	11,24	6,26	9,70	5,86	8,68	5,41	7,19
Germania	14,13	28,91	10,63	23,56	8,26	20,32	7,17	17,91	6,32	15,37	5,97	14,30
Grecia	16,07	23,88	13,36	19,91	10,62	14,89	8,74	12,17	6,90	9,14	4,47	6,08
Irlanda	17,31	22,10	15,09	18,14	12,68	15,15	10,80	12,54	9,31	10,54	8,68	9,81
Italia	17,42	31,41	12,30	23,70	10,66	20,17	9,62	17,55	8,73	15,38	7,38	11,95
Lettonia	12,68	18,30	10,25	15,35	9,09	13,96	8,04	12,68	7,90	12,51	6,62	10,94
Lituania	11,93	16,98	10,27	14,96	9,60	14,16	9,61	14,12	9,64	14,23	n.d.	n.d.
Lussemburgo	14,94	17,96	10,66	11,93	9,39	10,57	6,46	7,05	5,87	6,32	n.d.	n.d.
Malta	24,70	25,94	20,29	21,31	18,60	19,53	16,63	17,46	14,18	14,89	14,04	14,74
Paesi Bassi	10,67	19,41	9,01	14,93	7,70	11,61	7,19	10,77	6,72	8,92	7,01	8,98
Polonia	14,59	18,54	10,61	13,63	7,82	10,20	6,61	8,71	6,03	8,00	5,60	7,48
Portogallo	15,81	23,22	12,68	18,05	10,41	14,43	8,90	12,40	7,51	10,59	6,65	9,83
Regno Unito	16,73	20,61	14,20	17,64	12,68	15,77	11,61	14,33	11,62	14,23	11,29	13,82
Repubblica Ceca	15,73	19,15	12,39	15,11	8,14	9,97	7,68	9,42	7,89	9,67	7,84	9,61
Romania	9,97	13,76	9,08	12,64	7,32	10,44	6,50	9,41	5,70	8,40	5,60	8,23
Slovacchia	19,60	24,06	13,64	16,91	11,18	13,96	10,00	12,54	8,99	11,33	8,59	10,84
Slovenia	12,07	18,20	9,35	12,93	7,45	10,45	6,68	9,27	6,05	8,35	5,87	8,10
Spagna	26,97	34,30	15,01	19,10	11,48	14,60	9,84	12,51	7,70	9,79	7,09	9,01
Svezia	13,69	17,18	7,91	9,95	6,82	8,59	6,12	7,71	5,38	6,79	4,69	5,94
Ungheria	9,81	13,25	9,31	12,61	8,29	11,33	8,05	11,02	8,03	11,00	8,00	10,95
Norvegia	6,82	10,38	6,66	10,18	6,55	10,04	5,01	8,12	3,85	6,67	3,41	6,11
Unione europea	15,04	23,36	11,17	18,05	9,04	15,07	8,04	13,33	7,22	11,70	6,71	10,61
Area euro	15,28	25,29	11,13	19,36	8,90	16,10	7,84	14,12	6,85	12,05	6,28	10,72

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

volta, come già registrato nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, la progressività dei prezzi italiani, non presente in altre esperienze estere. Al netto della prima classe di consumo, il prezzo italiano risulta via via più elevato, mentre negli altri Paesi rimane relativamente costante o diminuisce. L'Italia continua a distinguersi anche per la progressività della componente fiscalità e oneri, diversamente da quanto accade in Europa nei principali Paesi. Tuttavia, in termini di

incidenza media tale voce si attesta su valori prossimi a quelli dell'Area euro e compresi tra il 40 e il 65% a seconda delle classi di consumo. Agli estremi si confermano Germania e Regno Unito, con valori di tale incidenza rispettivamente pari in media al 100% e al 5%. In quest'ultimo caso, i costi di alcuni programmi di supporto alle rinnovabili e di sostegno dei clienti vulnerabili sono conteggiati tra i "costi di base" a carico dei clienti domestici e non vengono, quindi, enucleati come

imposte o oneri parafiscali, bensì inclusi nel prezzo al netto delle imposte. La nuova proposta di regolamento più sopra menzionata, andando nel senso di una maggiore informazione di dettaglio sui prezzi comunicati a Eurostat, dovrebbe consentire anche una comparazione più precisa dei prezzi e delle loro componenti tra le varie realtà nazionali.

Prezzi per i clienti industriali

Nel 2014 i prezzi industriali dell'energia elettrica in Italia si confermano superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo, con differenziali al lordo delle imposte intorno al +25% (con l'eccezione della classe a maggiori consumi che registra un +11%); la situazione è più variegata, invece, per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, con i differenziali più elevati (compresi tra il +20% e il +28%) per le categorie intermedie e quelli più bassi (+14% e +11%) per le prime due classi a minori consumi (Tav. 1.12).

Si conferma, tuttavia, anche il segnale positivo, già avviato lo scorso anno, della riduzione di tali differenziali rispetto agli alti valori registrati nel 2012, anche superiori al 30% in termini di prezzi lordi.

Nell'ultimo anno i prezzi italiani risultano, infatti, cresciuti meno rispetto ad altri Paesi e alla media dell'Area euro, soprattutto grazie alla dinamica dei prezzi netti, ma anche per una minore crescita della componente fiscale. Tale componente anche nel settore industriale rimane però seconda solo alla Germania per incidenza sul prezzo finale, almeno tra i principali Paesi. Spostando il confronto all'Area euro, essa assume valori in media superiori, anche significativamente per qualche classe, con l'eccezione pure in questo caso di quella a maggiori consumi, dove tale incidenza è minore. Da

segnalare anche la riduzione della componente fiscale per la prima classe di consumo (-1%), in controtendenza rispetto sia all'Area euro (+5%), sia agli altri principali Paesi.

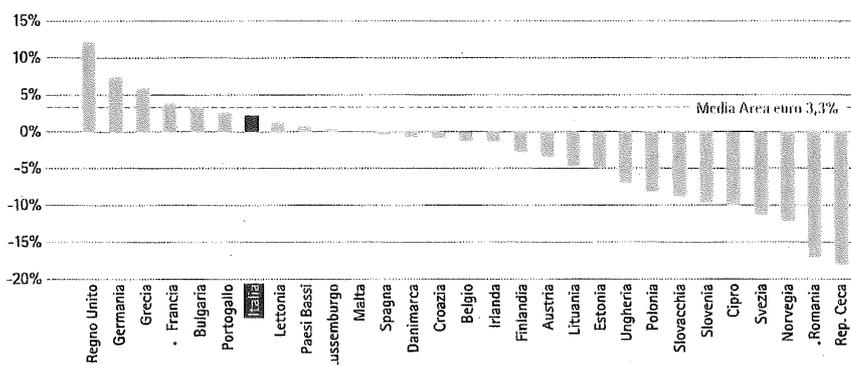
Prendendo a riferimento la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi italiani risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 20% (21% nel 2013) al netto delle imposte e degli oneri, e del 25% (26% nel 2012) per i prezzi lordi.

Nel 2014 il prezzo lordo per questa classe di consumo è cresciuto del 2,2% in Italia, mentre è salito del 3,3% nell'Area euro (Fig. 1.15).

Il differenziale con la Germania segna un -1% a favore del prezzo finale in Italia, contro il +4% del 2013 e il +16% del 2012.

In Germania il prezzo per questa fascia è aumentato significativamente (+7,5%), nonostante il prezzo al netto delle imposte sia tra quelli che sono diminuiti più sensibilmente (-6,4%) e rimanga circa il 30% inferiore al prezzo italiano. L'aumento maggiore dei prezzi lordi si registra, però, nel Regno Unito (+12,2%), in questo caso a causa della dinamica del prezzo netto che assume un valore più alto di quello italiano (+19%). La bassa rilevanza nel Paese dell'incidenza fiscale assicura comunque ai consumatori inglesi un prezzo finale più basso del 22% rispetto ai corrispondenti prezzi italiani. Tra i Paesi con gli andamenti più favorevoli ai clienti finali spicca invece la Spagna (-0,6%), altro Paese con prezzi finali significativamente più bassi rispetto a quelli del nostro Paese (-28%), a dispetto di livelli di prezzi netti più elevati dell'8%.

L'incidenza fiscale continua anch'essa ad assumere valori molto variegati in Europa ed è cresciuta ancora nel 2014 un po' ovunque. Nella media dell'Area euro, l'incremento per la classe in esame è



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

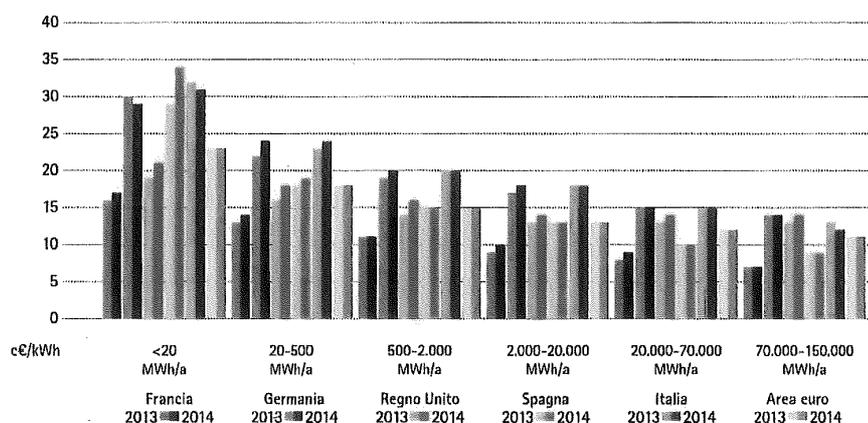
FIG. 1.15

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2014-2013 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh

FIG. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

stato del 19%, essendo passata dal 68% all'81%, contro il 17,5% dello scorso anno. In Germania è salita del 28% (poiché è passata dal 114% del 2013 al 146% del 2014), in Francia è aumentata del 12% (dal 51% al 57,1%), in Italia è salita del 17,2% (dal 76% all'89%), mentre è rimasta sostanzialmente costante in Spagna (27%) e nel Regno Unito (intorno al 25%).

La figura 1.16 mostra i livelli di prezzo per i clienti industriali nei principali Paesi europei per tutte le classi di consumo, negli ultimi

due anni. Dalla figura emerge ancora una volta il più alto livello dei prezzi finali dell'energia elettrica per le imprese italiane, paragonabili per entità solo a quelli tedeschi. Rispetto alla Germania va sottolineato, però, come si stia praticamente annullando il differenziale tra i prezzi, tradizionalmente a favore dei consumatori tedeschi, per le classi intermedie di consumo, mentre cresce il differenziale negativo per la classe a maggiori consumi, passato dal -10% del 2013 al -16% del 2014.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2014 i prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici italiani risultano più alti della media dei prezzi dell'Area euro, per tutte le classi di consumo, al netto e al lordo delle imposte, a eccezione del prezzo netto per la classe a maggiori consumi (< 5.253,60 m³/anno), che risulta inferiore del 2% (Tav. 1.13).

Per la prima classe di consumo (< 525,36), i differenziali sono molto ridotti, rispettivamente del +1% al netto e del +2% al lordo, mentre per la fascia di consumo intermedia (525,36-5.253,6 m³/anno) essi risultano pari a +6% al netto e a +15% al lordo. Anche per la fascia di

consumo più alta (>5.253,6 m³/anno) il differenziale del prezzo lordo segna un +15%. Rispetto allo scorso anno, a fronte di un peggioramento per la prima classe di consumo (i differenziali erano infatti -6% al netto e -4% al lordo) si assiste, però, a un miglioramento per le altre due classi di consumo, passate da un +17-18% a un +15% dei prezzi lordi. In termini di valori netti, il differenziale si è ridotto dal +8% del 2013 al +6% del 2014 per la seconda classe di consumo ed è passato da +2% a -2% per la classe a maggiori consumi.

I prezzi italiani al lordo delle imposte per i consumatori domestici appartenenti alla seconda e alla terza fascia di consumo sono, infatti, diminuiti di più dei prezzi dell'Area euro, grazie soprattutto

TAV. 1.13Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori domestici
nel 2014Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	70,47	94,58	57,85	78,16	51,03	69,57
Belgio	75,11	94,72	53,64	69,15	46,75	60,53
Bulgaria	41,97	50,36	42,45	50,95	43,55	52,27
Croazia	43,08	53,86	39,74	49,67	37,44	46,79
Danimarca	37,46	94,42	37,46	94,42	37,46	94,42
Estonia	47,74	60,07	41,15	52,06	38,62	48,54
Francia	123,67	149,57	63,84	77,34	53,75	65,06
Germania	87,71	114,95	54,13	71,89	49,93	66,89
Grecia	87,54	60,07	65,06	52,06	58,30	48,54
Irlanda	73,44	87,81	62,49	75,41	57,37	69,59
Italia	94,98	125,04	61,25	92,41	48,98	82,63
Lettonia	63,75	79,32	40,71	51,41	40,20	50,78
Lituania	69,66	84,29	46,26	55,97	37,96	45,92
Lussemburgo	63,77	70,24	49,49	55,30	50,02	55,89
Paesi Bassi	82,08	124,71	49,72	85,58	45,17	80,06
Polonia	54,67	67,23	42,54	52,32	41,25	50,73
Portogallo	97,29	126,69	80,12	104,37	72,45	97,29
Regno Unito	89,03	93,46	62,72	65,86	54,70	57,42
Repubblica Ceca	75,00	90,75	48,54	58,73	46,33	56,06
Romania	16,66	33,41	16,55	33,18	16,19	32,18
Slovacchia	90,53	108,63	45,23	54,29	48,23	57,88
Slovenia	58,70	78,16	51,03	68,81	53,54	71,84
Spagna	92,58	115,03	72,31	90,49	57,16	72,16
Svezia	113,56	180,34	67,55	122,82	57,06	109,71
Ungheria	32,38	41,12	29,80	37,85	29,97	38,06
Unione europea ^(A)	87,75	108,93	56,72	73,30	49,57	65,75
Area euro	94,32	122,70	58,00	80,10	50,14	71,87

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

alla positiva dinamica dei prezzi netti (-2,2% e -6,7%). Al contrario, per la prima fascia sono cresciuti sensibilmente di più, sia al netto, sia al lordo (intorno al 10%).

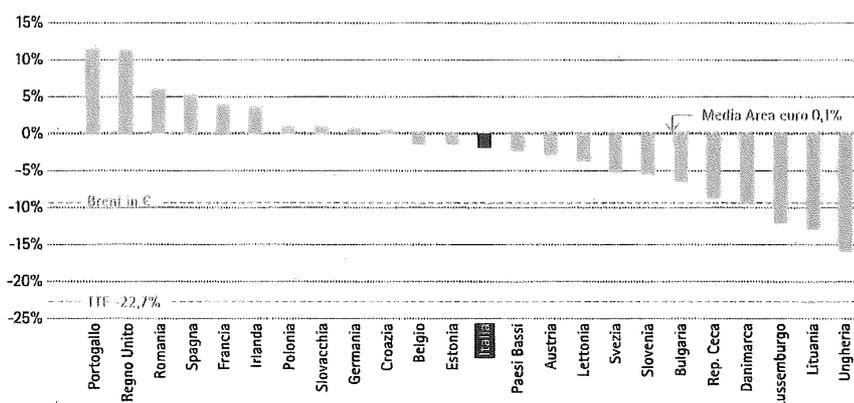
La figura 1.17 riporta, a titolo di confronto, anche la dinamica tra il 2013 e il 2014 del prezzo del Brent espresso in euro e del gas al TTF. Come già lo scorso anno, i prezzi del gas per uso domestico hanno avuto un andamento poco in linea con il mercato all'ingrosso, con variazioni nella gran parte dei casi inferiori, al netto di possibili variazioni significative dell'imposizione fiscale in alcuni Paesi.

Come negli anni passati, si conferma il maggior peso dell'incidenza del fisco sui consumatori di gas italiani rispetto agli altri Paesi dell'Area euro.

Il peso della componente fiscale italiana sul prezzo netto è, infatti, decisamente il più elevato tra quelli registrati negli altri principali Paesi europei ed è aumentato di più tra il 2014 e il 2013 per la classe a maggiori consumi (+6% rispetto un +2% medio dell'Area euro), a fronte di una sostanziale stabilità nel biennio considerato per le altre due classi. Se nella prima classe di consumo esso appare

FIG. 1.17

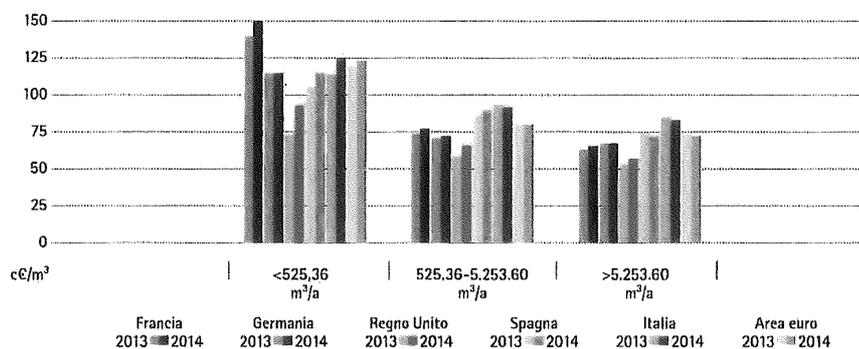
Variatione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici
 Variazione percentuale 2014-2013 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei
 Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

comunque poco distante dalla media dell'Area euro (33,6% contro il 31,6%, sostanzialmente come nel 2013), è nelle classi più elevate che mantiene valori nettamente superiori: nella classe intermedia, infatti, risulta intorno al 50% e nella classe più elevata raggiunge il 68,7%, contro una media, rispettivamente, del 38% e del 43,4% registrata nell'Area euro.

Guardando al confronto con i principali Paesi europei, per la classe di consumo più bassa il prezzo italiano comprensivo delle imposte si è mantenuto inferiore solo a quello francese. Per le altre due classi di consumo, invece, i consumatori italiani risultano pagare, come già negli anni scorsi, più che in tutti gli altri grandi Paesi considerati (Fig. 1.18).

Prezzi per le utenze industriali

Si conferma anche per il 2014 la situazione già rilevata negli anni scorsi, con le imprese italiane che ricadono nelle prime due classi di consumo che hanno pagato il gas più che nella media dei Paesi dell'Area euro, mentre quelle con i consumi più elevati lo hanno pagato a prezzi più convenienti (Tav. 1.14).

I prezzi del gas naturale al lordo delle imposte per i consumatori industriali si sono confermati, infatti, superiori ai rispettivi prezzi medi praticati nell'Unione europea per consumi fino a 263.000 m³ e inferiori alla media europea nel caso di consumi maggiori di tale valore. Il differenziale è del +16% per la prima classe di consumi e

TAV. 1.14Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industriali
nel 2014Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 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	52,95	73,05	42,81	60,57	35,59	52,46	29,01	44,86	28,34	42,92
Belgio	50,75	64,11	37,69	52,76	30,61	38,81	27,56	34,34	26,08	32,23
Bulgaria	39,84	49,22	37,91	46,87	35,58	44,00	32,23	39,53	31,48	38,06
Croazia	47,56	60,25	45,01	57,05	42,68	54,04	36,35	45,69	n.d.	n.d.
Danimarca	37,72	94,75	36,34	93,02	28,54	83,26	27,73	82,26	n.d.	n.d.
Estonia	39,73	50,92	38,72	49,09	36,66	45,80	35,88	44,77	35,82	44,66
Finlandia	n.d.	n.d.	48,63	73,85	43,36	67,31	38,47	61,23	35,39	57,41
Francia	58,91	73,28	49,19	60,57	38,75	47,61	31,73	37,48	28,82	33,77
Germania	47,97	62,15	46,22	60,05	40,70	53,51	31,29	42,31	27,77	38,13
Grecia	47,40	60,26	47,81	60,49	44,71	56,76	39,57	50,86	33,23	40,07
Irlanda	54,34	66,18	42,98	54,04	39,97	48,16	32,70	35,44	n.d.	n.d.
Italia	53,18	78,88	44,43	62,19	35,37	43,11	31,50	35,12	30,38	33,33
Lettonia	40,71	51,39	38,74	48,86	35,65	45,15	33,65	42,71	31,12	39,65
Lituania	47,95	58,02	44,27	53,57	41,69	50,44	36,75	44,47	n.d.	n.d.
Lussemburgo	51,24	55,54	50,33	54,10	42,83	46,04	33,56	35,99	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	44,94	79,79	40,43	74,33	30,91	48,18	28,49	39,52	26,17	34,24
Polonia	43,70	54,75	43,74	54,67	38,56	48,17	34,01	42,22	31,32	38,54
Portogallo	75,21	99,09	60,83	77,09	46,81	58,57	40,47	50,25	37,10	45,99
Regno Unito	57,69	72,62	40,97	50,13	36,28	45,51	30,38	37,77	26,61	32,75
Repubblica Ceca	41,20	51,27	35,51	44,39	31,60	39,66	29,53	37,16	28,28	35,65
Romania	25,28	43,78	24,84	42,90	22,45	39,80	21,74	35,55	20,43	30,50
Slovacchia	52,06	64,15	43,25	53,56	38,05	47,34	34,85	43,49	30,78	38,62
Slovenia	50,75	68,43	52,54	70,62	40,60	56,06	32,82	46,54	n.d.	n.d.
Spagna	54,90	67,12	47,61	58,28	38,96	47,83	35,58	43,74	33,67	41,44
Svezia	60,85	114,45	49,65	100,44	40,50	89,00	34,61	81,65	33,97	80,84
Ungheria	40,56	53,56	43,74	57,53	40,22	53,05	31,19	41,53	33,84	45,11
Unione europea ^(A)	50,99	68,03	44,31	59,16	37,19	48,61	31,46	40,56	28,95	37,16
Area euro	52,36	69,74	45,85	61,16	37,94	48,99	31,86	40,43	29,31	37,04

(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

del + 5% per la seconda. Per le altre classi il differenziale negativo è invece compreso tra il -10% e il -13%.

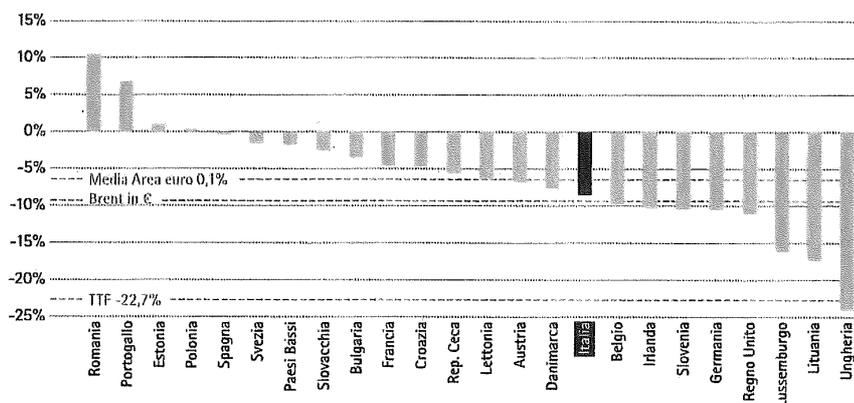
Tenuto conto però che i prezzi netti, sia pure con qualche distinguo, appaiono sostanzialmente in linea con quelli degli altri Paesi, le differenze sono da imputare alla componente fiscale. L'incidenza fiscale è infatti particolarmente elevata per le prime due classi

(48,3% e 40% contro un 33% circa per l'Area euro) e decisamente più alta rispetto a tutti i principali Paesi europei.

Di converso, per le classi a maggiori consumi l'incidenza della componente fiscale nel caso italiano scende in maniera decisa, fino a toccare il 9,7% dell'ultima classe, contro un corrispondente valore per l'Area euro di 26,4%.

FIG. 1.19

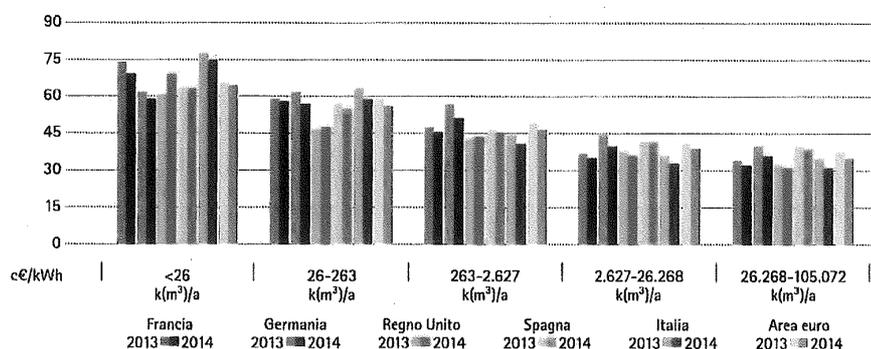
Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali
 Variazione percentuale 2014-2013 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei
 Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Le condizioni per i clienti industriali italiani appaiono però in miglioramento, in quanto nel 2014 si è assistito sia a una riduzione dei differenziali positivi rispetto al 2013, sia a un ampliamento di quelli già negativi. A ciò ha contribuito una diminuzione dei prezzi netti superiore a quella dell'Area euro in tutte le classi di consumo. Per la classe con consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)/anno, la diminuzione è stata del -9% contro il -7,4% dell'Area euro. Nel 2014, sempre con riferimento a consumi compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte evidenziano in Italia un calo dell'8,5% contro il -6,4% dell'Area euro (Fig. 1.19).

Una diminuzione ancora maggiore di quella italiana ha riguardato la Germania (-10,5%), prezzi invece quasi inalterati in Spagna (-0,4%). Anche in questo caso la figura riporta la dinamica del Brent e del prezzo del gas al TTF per un termine di paragone.

Il confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.20) fa emergere come, se si eccettuano le prime classi di consumo, i prezzi italiani siano più bassi di quelli degli altri, anche se nel confronto si includono i prezzi del Regno Unito, tradizionalmente il Paese più favorito. Lo scorso anno tale vantaggio rispetto al Regno Unito era limitato a una sola classe.

Domanda e offerta di energia in Italia

Le persistenti difficoltà dell'economia italiana hanno trovato ampio riscontro anche nell'andamento della domanda di energia: i segnali positivi, che pur si sono manifestati nel corso dell'anno, non hanno potuto evitare un nuovo segno negativo nella misura del -3,8% (Tav. 1.15). Il nuovo livello di domanda, pari a 166,4 milioni di tonnellate equivalenti (Mtep), risulta molto lontano dal massimo storico del lontano 2005 (198 Mep), anche alla luce dei cambiamenti intervenuti nella struttura del sistema economico, dove il ruolo dell'industria si è drammaticamente ridimensionato.

La nuova contrazione della domanda è stata determinata sostanzialmente da quattro fattori: un nuovo calo del PIL, nella misura dello 0,4%, nonché delle attività produttive e manifatturiere, che non sono riuscite a uscire dalla crisi; le condizioni climatiche favorevoli che hanno determinato una consistente riduzione degli impieghi per riscaldamento e anche per raffrescamento degli ambienti; un contesto di prezzi dell'energia ancora molto elevato per gli utenti industriali e civili, almeno per gran parte dell'anno; una nuova riduzione dell'intensità energetica, ovvero del consumo di energia per unità di PIL. Quest'ultimo indicatore è in riduzione da molti anni, in relazione agli interventi di razionalizzazione degli impieghi di energia, ma anche della perdita di peso di molti settori *energy intensive*. Nel 2014 la riduzione è stata particolarmente accentuata a causa delle condizioni climatiche favorevoli. Questa circostanza ha inciso anche sull'intensità elettrica, che si era mossa sino a pochi anni fa in controtendenza per la sempre maggiore diffusione di apparati elettrici, ma che più di recente è tornata anch'essa al ribasso (Fig. 1.21). Nell'anno 2014 la domanda finale di elettricità è calata del 3%. Per effetto però del calo anche maggiore degli altri consumi energetici, la quota dell'elettricità sul totale della domanda per usi finali è risalita al 19,9%, rispetto al 19,5% del 2013 (Fig. 1.22).

A livello di settori di utilizzo, il 2014 è stato caratterizzato da un aumento della domanda di energia del settore trasporti nella misura

del +3,3%, dato che può essere interpretato come un indizio di ripresa, da una flessione limitata della domanda industriale e da un crollo di quella degli usi civili, influenzata dalle favorevoli condizioni climatiche.

Tutte le fonti fossili hanno registrato dei cali ma il petrolio, con una riduzione dell'1,8%, ha segnato un certo miglioramento rispetto al 2013, sostenuto da alcuni segmenti del settore trasporti e dall'industria, mentre tutti gli altri settori hanno continuato a registrare pesanti arretramenti. La domanda di benzina è scesa ancora, ma con un forte aumento (+20,3%) dei prelievi sul sistema extra rete, con prezzi competitivi. I consumi di diesel hanno registrato una variazione positiva a costituiscono l'elemento più positivo di un quadro ancora difficile. I consumi di GPL per uso autotrazione sono aumentati, confermando l'interesse per questo prodotto.

Variazione positiva nella misura del +2,2% anche del carboturbo impiegato per trasporto aereo. Segnali molto negativi sono venuti dal settore della petrolchimica e dai prodotti per usi non energetici. Complessivamente la quota del petrolio sul totale delle fonti primarie si è attestata al 34,4%, interrompendo il processo di declino in atto da molti anni.

Il gas naturale ha concluso il 2014 con una flessione su base annua dell'11,7%, che si confronta con il -13,1% del 2013. Due settori chiave della domanda di questa fonte hanno, infatti, registrato cali molto pesanti, mentre solo il settore industriale ha registrato una flessione meno accentuata.

La domanda di gas del settore usi civili ha conseguito, su base annua, una pesante flessione del 17,0%, ingigantita dal fattore climatico e dalle difficili condizioni economiche che hanno inciso sul reddito delle famiglie e sul settore terziario.

La domanda per usi termoelettrici ha subito una riduzione del 14,1%, da ricondursi al calo della domanda elettrica e all'ulteriore aumento

TAV. 1.15Bilancio energetico nazionale
nel 2013 e nel 2014

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE	
ANNO 2014							
1	Produzione	0,32	5,86	5,76	33,11	-	45,04
2	Importazione	13,76	45,66	71,77	2,32	10,28	143,79
3	Esportazione	0,21	0,20	20,12	0,07	0,66	21,26
4	Variazione delle scorte	0,40	0,62	0,11	0,02	-	1,15
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,47	50,70	57,30	35,34	9,61	166,43
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,13	-1,70	-3,43	-0,01	-40,35	-45,63
7	Trasformazione in energia elettrica	-10,44	-14,50	-2,37	-27,46	54,76	-
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	2,89	34,51	51,51	7,87	24,02	120,80
	- industria	2,82	11,88	3,86	0,04	9,11	27,71
	- trasporti	-	0,86	36,25	1,08	0,90	39,09
	- usi civili	0,00	21,15	2,80	6,75	13,53	44,23
	- agricoltura	-	0,12	2,09	0,01	0,47	2,69
	- usi non energetici	0,07	0,51	4,20	-	-	4,78
	- bunkeraggi	-	-	2,30	-	-	2,30
ANNO 2013							
1	Produzione	0,36	6,34	5,50	31,63	-	43,82
2	Importazione	13,49	50,76	77,82	2,30	9,75	154,11
3	Esportazione	0,17	0,19	24,06	0,05	0,48	24,96
4	Variazione delle scorte	-0,49	-0,49	0,91	0,05	-	-0,02
5	Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,16	57,39	58,34	33,83	9,27	172,99
6	Consumi e perdite del settore energetico	-0,14	-1,53	-3,82	-0,01	-40,90	-46,41
7	Trasformazione in energia elettrica	-11,09	-16,88	-2,48	-25,90	56,34	-
8	Totale impieghi finali (5+6+7)	2,93	38,98	52,05	7,91	24,72	126,59
	- industria	2,86	12,13	3,79	0,03	9,37	28,18
	- trasporti	-	0,81	34,90	1,19	0,93	37,82
	- usi civili	0,00	25,46	3,43	6,68	13,94	49,51
	- agricoltura	-	0,13	2,11	0,01	0,49	2,74
	- usi non energetici	0,07	0,45	5,39	0,00	-	5,91
	- bunkeraggi	-	-	2,43	-	-	2,43

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

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

dell'apporto delle fonti rinnovabili. Infatti, anche per quest'anno, se si considera la somma dei quantitativi di gas e di fonti rinnovabili trasformati in energia elettrica si ottiene un valore di 41,96 Mtep,

vicino al 42,1 del 2013 e al 42,3 del 2012, confermando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

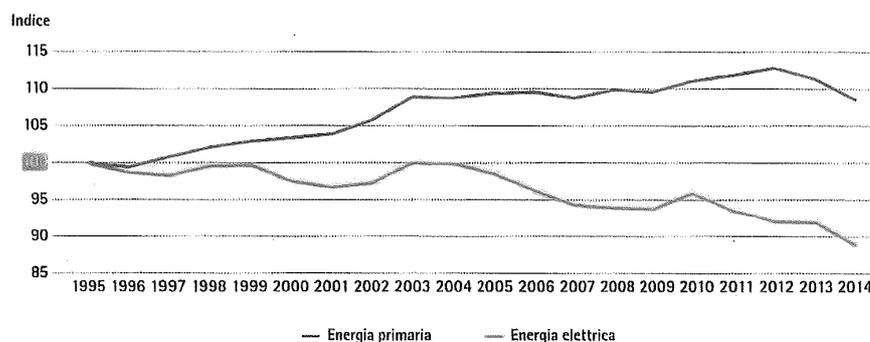


FIG. 1.21

Intensità energetica del PIL dal 1995

Numeri indice 1995=100

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, Ministero dello sviluppo economico e Terna.

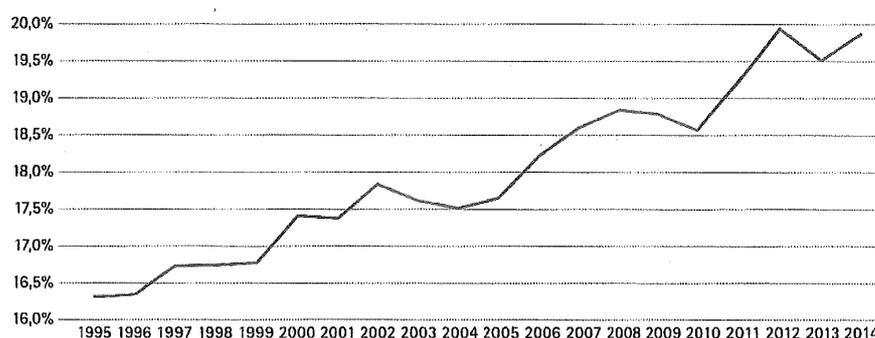


FIG. 1.22

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

Valori percentuali

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

La domanda industriale, su base annua, ha registrato una variazione negativa del -2,1%.

Complessivamente, il ruolo del gas sul totale della domanda in fonti primarie è sceso al 30,5%, contro il 33,2% del 2013.

Gli impieghi di combustibili solidi hanno subito un ridimensionamento del 4,9% a causa sia della minore richiesta di carbone da vapore per la produzione termoelettrica, che ha registrato una diminuzione del 5,9%, sia del calo della domanda di carbone metallurgico. Il peso dei combustibili solidi sul totale delle fonti primarie si è attestato all'8,1%.

In netto contrasto con le fonti fossili, il bilancio 2014 delle fonti rinnovabili è stato molto positivo, con un aumento del 4,5%, che ha portato il loro peso sul totale dell'energia al 21,2%.

Il contributo delle fonti di produzione nazionale al soddisfacimento della domanda complessiva è stato pari al 27,1%, contro il 25,3% dell'anno precedente, grazie all'aumento del contributo delle fonti rinnovabili e in minor parte del petrolio nazionale. Questo dato segna un ulteriore calo della dipendenza dall'estero del nostro Paese, scesa al 73%, contro un massimo dell'87% registrato nel 2006.

PAGINA BIANCA

2.

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2014

Come già anticipato nel Capitolo 1, a fronte di una riduzione del PIL del -0,4%, nel corso del 2014 la domanda di elettricità ha conosciuto, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un nuovo calo del -3% circa, leggermente inferiore al -3,4% registrato lo scorso anno. I consumi di energia elettrica sono passati, infatti, dai 318,5 TWh del 2013 ai 309 del 2014.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia, indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2014 a confronto con il 2013. I dati, di fonte Terna, presentano valori provvisori per il 2014.

In tale anno, la produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale dell'86% (contro l'87% del 2013). Di converso, rispetto al 2013, le importazioni nette hanno aumentato di un punto la propria quota. Come più ampiamente descritto nel seguito di questo capitolo, tale risultato è l'effetto di un aumento delle importazioni, che si è accompagnato però anche a un sensibile aumento delle esportazioni (+37,3%).

Per quanto riguarda gli impieghi, si segnala l'ulteriore calo dei consumi di energia elettrica in tutti i settori. Industria e domestico hanno però registrato tassi di riduzione inferiori a quelli dello scorso anno.

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2013 e nel 2014 GWh

	2013	2014 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.803	277.696	-4,2%
Servizi ausiliari	10.971	10.139	-7,6%
Produzione netta	278.833	267.557	-4,0%
Ricevuta da fornitori esteri	44.338	46.724	5,4%
Ceduta a clienti esteri	2.200	3.021	37,3%
Destinata ai pompaggi	2.495	2.254	-9,7%
Disponibilità per il consumo	318.475	309.006	-3,0%
Perdite	21,2	20,2	
Consumi al netto delle perdite	297.287	288.800	-2,9%
Agricoltura	5.677	5.500	-3,1%
Industria	124.871	121.500	-2,7%
Terziario	99.757	97.100	-2,7%
Domestico	66.983	64.700	-3,4%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Il bilancio degli operatori presentato nella tavola 2.2 è costruito sulla base dei dati forniti nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati. Viene offerta in forma sintetica una visione d'insieme del settore attraverso informazioni sul contributo dei vari gruppi industriali. Per la redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, infatti, sono stati ricondotti al gruppo cui l'impresa appartiene e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). 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; quando un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹.

Nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che, pur non svolgendo l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare, si evidenzia che il 66% degli autoconsumi (e delle vendite a clienti finali non

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica 2014

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5-1 TWh	0,1-0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	75,4	16,7	39,6	21,5	9,5	1,8	3,2	92,3	260,2
Produzione nazionale netta	72,4	16,3	38,1	21,0	8,8	1,7	3,1	88,8	250,3
Energia destinata ai pompaggi	2,2	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,3
Importazioni ^(A)									46,7
Esportazioni ^(A)									3,0
Perdite di rete ^(B)	5,9	1,3	3,1	1,8	0,8	0,1	0,2	7,0	20,2
Autoconsumi + Vendite a clienti finali non allacciati alla rete di distribuzione	-	0,8	3,7	2,2	0,1	0,1	0,3	15,0	22,1
Vendite finali	84,2	20,0	60,5	56,6	9,8	12,5	3,6	-	247,4
Mercato libero	33,4	20,0	53,3	54,9	9,8	11,9	2,9	-	186,1
Domestico	9,3	1,5	5,1	1,7	0,1	0,7	0,3	-	18,8
Non domestico	24,1	18,5	48,2	53,2	9,7	11,2	2,5	-	167,4
- Bassa tensione	12,9	3,9	13,2	13,0	2,4	3,8	1,3	-	50,5
- Media tensione	7,7	10,4	27,6	30,8	6,4	6,5	1,1	-	90,5
- Alta e altissima tensione	3,4	4,2	7,5	9,4	0,9	0,9	0,1	-	26,3
Maggior tutela	49,5	-	5,4	1,7	0,1	0,6	0,7	-	58,0
Domestico	33,4	-	3,3	1,1	0,0	0,4	0,4	-	38,6
Non domestico	16,0	-	2,1	0,6	0,0	0,2	0,3	-	19,3
Salvaguardia	1,4	-	1,9	-	-	-	-	-	3,3
- Bassa tensione	0,5	-	0,6	-	-	-	-	-	1,1
- Media tensione	0,9	-	1,2	-	-	-	-	-	2,0
- Alta e altissima tensione	0,0	-	0,1	-	-	-	-	-	0,1

(A) Le importazioni e le esportazioni sono di fonte Terna.

(B) Consumi e perdite stimati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹ Si precisa che con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha fissato i criteri per l'iscrizione dei produttori elettrici all'Anagrafica operatori, determinando l'esonero da questo obbligo e da altri a esso connessi per 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 e già registrati presso il sistema GAUDI di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

allacciati alle reti di distribuzione) è attribuito ai gruppi appartenenti a questa categoria.

I valori riferiti alla produzione nazionale rappresentano il 93,7% dei valori provvisori pubblicati da Terna, mentre quelli relativi ai consumi finali sono pari a circa il 93% del totale dei consumi diffusi dal gestore della rete nazionale; anche i dati presentati in questo bilancio sono da ritenersi provvisori.

Nel bilancio 2014 Enel ed Edison si confermano i due gruppi principali, avendo venduto nel 2014, rispettivamente, 84,2 TWh e 20 TWh. Rispetto all'anno precedente le vendite del gruppo Eni sono di poco scese sotto i 10 TWh, ragion per cui questo gruppo è incluso nella classe degli operatori più grandi che hanno venduto tra 5 e 10 TWh di energia elettrica al mercato finale. Oltre a Eni questa classe include Acea, Hera, Gala, Sorigenia, E.On, A2A e Axpo Group. Il gruppo appartenente a questa classe con minori volumi di vendita vende 5,7 TWh. Rispetto al 2013 il gruppo Network Luce & Gas Green non rientra più nella classe dei grandi operatori, essendo le sue vendite scese, seppure di poco, sotto i 5 TWh (4,7 TWh). Tale gruppo è incluso, insieme ad altri 20, nella classe 1-5 TWh, nella quale le vendite meno consistenti sono quelle di Tremagi, Azienda Energia e Gas, Exergia e Axopower, che superano di poco 1 TWh. Nella classe con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh sono presenti 14 gruppi le cui vendite medie si attestano intorno ai 700 GWh, mentre nella classe con vendite comprese tra 100 e 500 GWh sono presenti 47 gruppi con vendite medie pari a 266 GWh. Nella classe dei venditori più piccoli che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 279 gruppi, ciascuno dei quali in media vende quasi 13 GWh, anche se si passa dai 92,3 TWh del gruppo più grande alle poche centinaia di chilowattora dei gruppi più piccoli. In particolare, risultano 186 gruppi con vendite che non superano i 10 GWh. Si conferma, pertanto, il trend già rilevato negli anni passati,

che evidenzia una crescita significativa del numero di operatori di piccole dimensioni che vendono energia elettrica, in particolare sul mercato libero.

Si rileva come a fronte di un dato medio del 43% di produzione netta da attribuirsi a fonti rinnovabili, nel caso dei gruppi più piccoli questa quota arriva al 75,5% e tocca il 61,9% nel caso dei gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh.

Passando ad analizzare le vendite finali, la quota di queste relativa ai clienti finali domestici si conferma anche per il 2014 pari al 23%. Nel caso di Enel questa raggiunge invece il 50,8%; per la classe dei venditori più grandi è pari al 13,8%, mentre per quella dei venditori più piccoli, in cui rientrano anche molti esercenti il servizio di maggior tutela, è pari al 21%. Quest'ultima categoria è anche quella in cui è particolarmente significativa (57,4%) la quota di vendita a clienti finali non domestici in bassa tensione; in detta classe, infatti, ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia molti nuovi operatori del mercato libero, che vi entrano acquisendo clienti di piccole dimensioni. Stesso scenario si configura per il gruppo Enel, di cui fa parte Enel Servizio Elettrico, che è il maggior esercente il servizio di vendita di maggior tutela; in questo gruppo la quota di energia elettrica venduta a clienti finali in bassa tensione è pari, infatti, al 71% del totale delle vendite alla clientela non domestica.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono, invece, piuttosto significative per Edison (22,7%), per i gruppi con vendite comprese tra 1 e 5 TWh (17,4%) e per i gruppi con vendite comprese tra 5 e 10 TWh (14,5%). Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori eccetto Enel e i venditori più piccoli; tale quota in questi due casi è, rispettivamente, pari al 20% e al 37,7%.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2014 la produzione nazionale lorda è risultata di 278 TWh², in diminuzione del 4,2% rispetto allo scorso anno, dopo il -3,2% a consuntivo dello scorso anno. Si tratta del terzo calo consecutivo dal 2011. In realtà, se si eccettua la modesta crescita del 2010, la produzione lorda risulta in contrazione dal 2008.

La produzione termoelettrica, in ulteriore calo dell'11% rispetto all'anno scorso, nel 2014 si è ridotta di circa un terzo rispetto al 2010. In termini di contributo alla produzione totale, è passata dal 73% del 2010 al 56% del 2014 (era ancora al 61% nel 2013).

La produzione da gas presenta ancora un pesante segno negativo (-16,6%) rispetto al 2013, ed è calata di poco meno del 40% rispetto al 2010. La quota del gas, pari al 60%, resta dominante tra le fonti termoelettriche, ma si è ridotta significativamente rispetto al 70% di cinque anni fa. Il carbone registra un -3%, in diminuzione per il secondo anno consecutivo ma, grazie agli aumenti degli anni

precedenti, la sua quota sulla produzione termoelettrica è passata dal 18% del 2010 al 28% del 2014, mentre in termini di produzione totale è salita dal 13% al 16%. I prodotti petroliferi, con un -9,4%, continuano il loro trend di progressivo ridimensionamento e si confermano in una quota del tutto residuale sia della produzione termoelettrica (3%), sia totale (1,8%).

La diminuzione del gas ha assorbito gran parte del calo della produzione totale e soprattutto registra l'effetto di spiazzamento dovuto all'aumento della produzione da fonti rinnovabili, pari al +7%. Quest'ultimo incremento risulta sensibilmente inferiore al 18% del biennio precedente, ma testimonia la significativa crescita che ancora registra questa fonte. In particolare, l'aumento ha riguardato la produzione fotovoltaica (+10% contro il +14% del 2013) e idroelettrica (+8 contro il +26% del 2013). Tassi di crescita più contenuti si sono avuti per geotermico e biomasse (+4% contro, rispettivamente, il +1% e il +37% del 2013), mentre risulta stabile l'apporto dell'eolico (+1% contro il +11% del 2013). Sostanzialmente invariate,

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2010-2014
GWh

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014 ^(A)
Produzione termoelettrica	221.808	217.674	205.075	175.897	156.648
Solidi	39.734	44.726	49.141	45.104	43.700
Gas naturale	152.737	144.539	129.058	109.876	94.236
Prodotti petroliferi	9.908	8.474	7.023	5.418	4.910
Altri	19.429	19.935	19.852	16.499	13.802
Idroelettrico da pompaggi	3.290	1.934	1.979	1.898	1.690
Produzione da fonti rinnovabili	76.964	82.962	92.222	112.008	119.358
Idroelettrico	51.117	45.823	41.875	52.773	57.025
Eolico	9.126	9.856	13.407	14.897	15.052
Fotovoltaico	1.906	10.796	18.862	21.589	23.694
Geotermico	5.376	5.654	5.592	5.650	5.894
Biomassa e rifiuti	9.440	10.832	12.487	17.090	17.693
PRODUZIONE TOTALE	302.062	302.570	299.276	289.803	277.696

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

² Dato provvisorio di Terna.

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,4	21,4	70,9	114,7
Potenza netta	22,2	20,9	67,7	110,8
- di cui:				
fino al 1975	11,7	0,0	6,9	18,6
dal 1975 al 1990	3,7	0,1	6,9	10,6
dal 1991 al 2000	2,2	1,0	15	18
dal 2001 al 2010	3	7,4	33,5	43,9
dopo il 2010	1,6	12,7	5,4	19,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FORTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	307	17.782	45,0
di cui < 1 MW	56	29	0,1
Rinnovabile	11.346	27.595	78,5
di cui < 1 MW	8.903	4.008	9,1
Mista	177	69.275	136,6
di cui < 1 MW	35	17	0,0
TOTALE	11.830	114.653	260,1

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

rispetto al 2013, restano invece le quote delle diverse fonti sulla produzione da rinnovabile; quest'ultima nel complesso è arrivata a incidere per il 43% sul totale della produzione lorda del Paese, mentre un 1% è coperto dall'idroelettrico da pompaggi. Insieme, gas e rinnovabili continuano, come negli ultimi anni, ad assicurare il 76% della produzione.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia, presente al 2014, per anno di entrata in esercizio degli impianti. Si vede come nel decennio 2001-2010 vi sia stata l'entrata in esercizio di una quota significativa di potenza esistente, pari a poco meno del 40% del totale; di questa, oltre il 75% è potenza termoelettrica e il resto rinnovabile, incluso l'idroelettrico. Dal 2010, a fronte come abbiamo visto di una riduzione da 302 a 278 TWh della produzione, la potenza netta è aumentata di ulteriori 19,7 GW, ascrivibili però per circa tre quarti alle fonti rinnovabili. Nel confronto con il 2013 emerge un leggero calo della potenza complessiva esistente,

passata da 116,3 a 114,7 GW e una riduzione pari a 2 GW della potenza termoelettrica esistente, frutto però della riduzione di 4 GW di potenza entrata in esercizio fino al 2010, e dell'aumento di 2 GW entrata dopo il 2010.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile e la generazione nel 2014. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A³, e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*. La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (177 soggetti) dispongano di potenza sia termoelettrica, sia rinnovabile. Quasi metà di questa potenza è detenuta da meno di 50 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

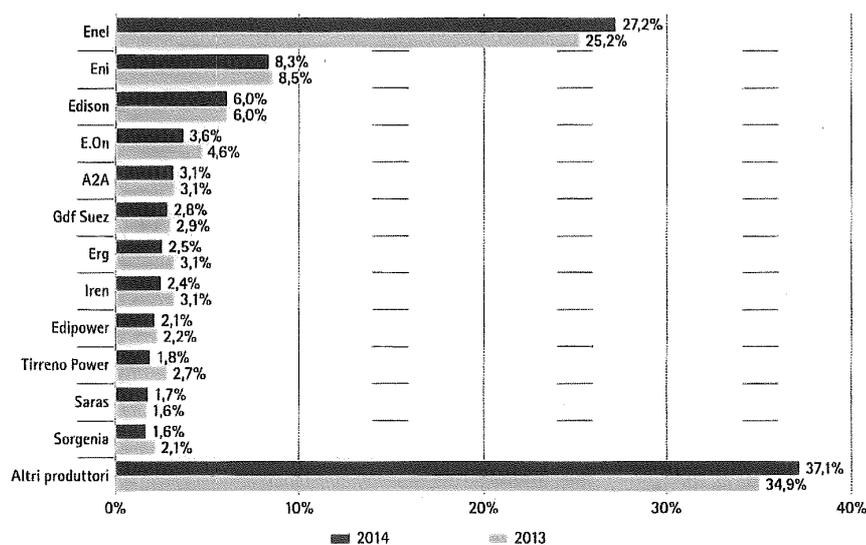
TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2014 per fonte GW

³ Si tratta sostanzialmente di produttori con una potenza inferiore a 100 kW.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori
gruppi alla produzione
nazionale lorda
Confronto 2013-2014



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

lorda. Fino allo scorso anno la quota predominante di potenza era detenuta da operatori per i quali la fonte rinnovabile rappresentava una quota inferiore al 30%.

Guardando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2013 e nel 2014 (Fig. 2.1), spicca come, dopo anni di costante diminuzione e dopo la sostanziale stabilità del 2013, la quota di Enel sulla produzione elettrica per il 2014 sia aumentata di due punti percentuali, toccando il valore di 27,2% rispetto al 25,2% dello scorso anno. Era da prima del 2010 che Enel non raggiungeva quote comparabili.

Tra i grandi operatori, mantengono la propria quota solo Edison, A2A e Saras. La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 35% al 37%, ancora in aumento, come accade dal 2000.

Diversamente dagli anni più recenti, anche l'indice di Herfindahl-Hirschman sulla generazione lorda risulta in lieve aumento, con un valore di 908 per il 2014 (era 821 nel 2013).

La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 50% della capacità installata, ancora in leggero calo rispetto al 2013 (52%).

Guardando alla composizione delle quote del capitale sociale, i dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori di produzione evidenziano la prevalenza di società diverse (30%), persone fisiche (56,5%), enti pubblici 5%, mentre la quota delle imprese energetiche estere è dell'1,5%. Il 93,3% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale, del resto il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,8% lussemburghese⁶.

⁶ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

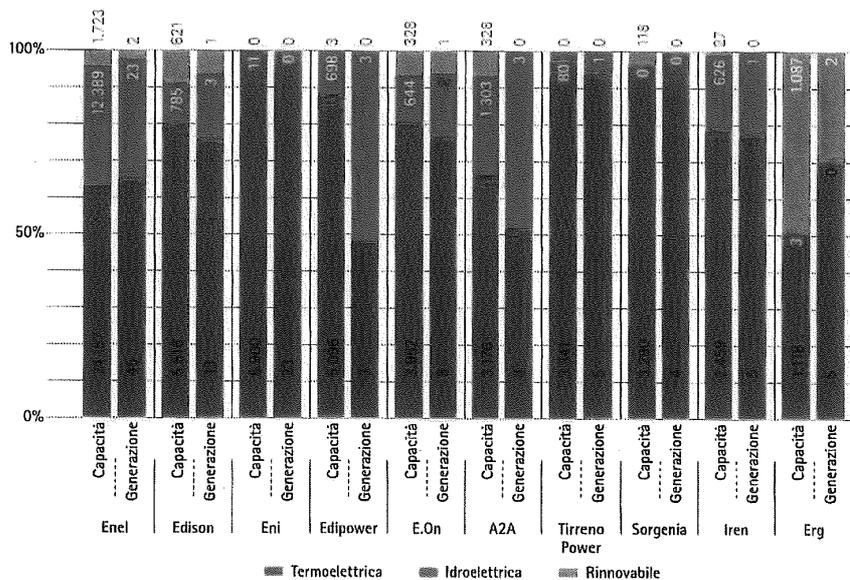


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2014

Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

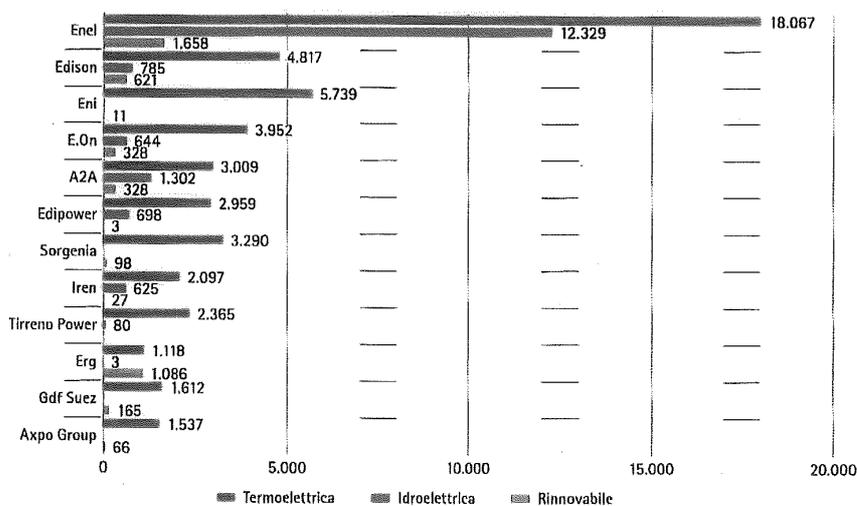


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2014 MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti disponibili e tra i chilowatt prodotti da ciascuna fonte. Ne emerge soprattutto come gli operatori abbiano privilegiato una fonte rispetto a un'altra e, in particolare, come nel 2014 la gran parte di essi abbia privilegiato la fonte idroelettrica.

Nel 2014 gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari all'86% della loro capacità installata, in aumento rispetto al 2013, quando questa percentuale era dell'81%.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2014
Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	85,5	27,1	8,0	0,3
Eni	0,0	4,8	22,6	17,8
Edison	0,0	0,0	14,1	0,6
E.On	8,2	2,1	4,5	0,0
Gdf Suez	0,0	0,0	8,2	0,1
Iren	0,0	0,2	5,6	0,4
Erg	0,0	1,2	3,1	13,1
Tirreno Power	1,4	0,0	4,7	0,0
Saras	0,0	1,3	0,0	28,7
Ilva	0,0	0,0	1,6	17,8
Sorgenia	0,0	0,0	4,7	0,0
A2A	4,9	0,0	1,4	0,0
Altri operatori	0,0	63,4	21,6	21,0
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: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2014
Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	38,0	100,0	8,4	4,4	1,8
A2A	5,4	0,0	0,0	0,0	10,5
Hydro Dolomiti Enel	7,2	0,0	7,0	0,2	0,9
Edison	5,0	0,0	7,4	0,1	0,4
C.V.A.	5,24	0,0	1,0	0,1	0,0
Edipower	4,0	0,0	4,3	0,0	0,0
SE Hydropower	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0
E.On	3,0	0,0	4,4	0,0	0,0
Erg	0,0	0,0	14,4	0,0	0,0
Iren	2,5	0,0	0,0	0,1	0,6
Sel	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Api	2,2	0,0	3,2	0,2	3,5
Altri operatori	21,8	0,0	61,1	94,9	83,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota dell'85,5% contro il 78% del 2013; mantiene poco meno del 30% dei consumi

TAV. 2.8

Presenza territoriale degli operatori nel 2014

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.583	174	50,2	59,7
Valle d'Aosta	34	1	88,7	91,2
Liguria	89	10	93,0	93,9
Lombardia	2.302	413	30,2	44,2
Trentino Alto Adige	724	101	53,5	55,5
Veneto	1.338	229	67,8	78,8
Friuli Venezia Giulia	391	50	68,5	70,6
Emilia Romagna	1.626	242	50,0	56,3
Toscana	500	66	69,7	64,6
Lazio	401	43	81,1	83,2
Marche	776	74	43,9	45,5
Umbria	168	7	78,5	81,4
Abruzzo	390	36	55,2	59,1
Molise	75	1	54,1	73,3
Campania	280	46	33,6	52,6
Puglia	1.007	32	63,2	42,7
Basilicata	221	5	30,5	32,0
Calabria	123	0	57,9	63,9
Sicilia	437	22	52,5	54,6
Sardegna	184	17	90,7	67,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

petroliferi, in leggero aumento rispetto al 2013, mentre è costante nella propria quota di gas. Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota in leggera crescita (22,6% contro il 21,4% del 2013), seguito da Edison, anch'esso con una quota di utilizzo di gas in aumento (14,1% contro il 12,4% del 2013).

Enel rimane anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori in tutte le fonti, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 14,4%. Enel mostra un aumento, in particolare, della sua quota nel solare, passata dall'1,1% del 2013 al 4,4% dello scorso anno, cui corrisponde una riduzione della quota di questa fonte detenuta dagli alti operatori, passata da un valore del 98% al 95% del 2014. I piccoli produttori si confermano anche nel controllo delle quote preponderanti nella produzione da biomassa, bioliquidi, biogas e rifiuti⁵ (83,2%), oltre che nell'eolico, 61,1%, in

quest'ultimo caso in netto calo rispetto al 69% dello scorso anno, anche a fronte dell'aumento della quota di Edison.

Per quanto riguarda la presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.8), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.302, erano 2.126 nel 2013), seguita da Emilia Romagna (1.626, erano 1.459 nel 2013) e Piemonte (1.583, erano 1.502 nel 2013). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia conferma pure il primato in termini di numero assoluto di autoproduttori e, con il Veneto, presenta la quota più alta di operatori autoproduttori sul totale (17%).

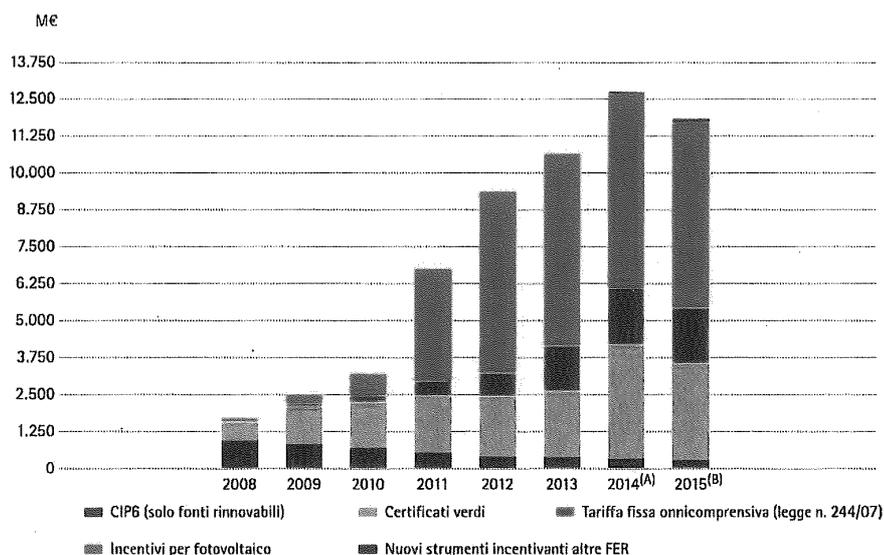
La Lombardia è anche la regione che mostra il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è pari a 30,2%); risulta invece seconda per grado di concentrazione nella capacità installata (C3 pari a 44,2%).

⁵ A partire da quest'anno la voce biomassa, biogas e rifiuti include anche i bioliquidi, ed è stata rinominata bioenergie.

FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

M€



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

Le altre regioni che presentano i livelli di C3 più bassi di concentrazione nella generazione elettrica sono Basilicata, Campania e Marche (C3 inferiori al 50%), mentre i livelli più alti sono in Valle d'Aosta, Liguria e Lazio (C3 sopra l'80%). In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia e Lombardia, quelli più alti in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria⁶.

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*)⁷ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- * sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁸;
- * tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli 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 fonti rinnovabili, esclusi quelli 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 e in modalità *feed in premium*⁹ 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;

⁶ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2014* possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

⁷ *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.

⁸ Con l'eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

⁹ *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.

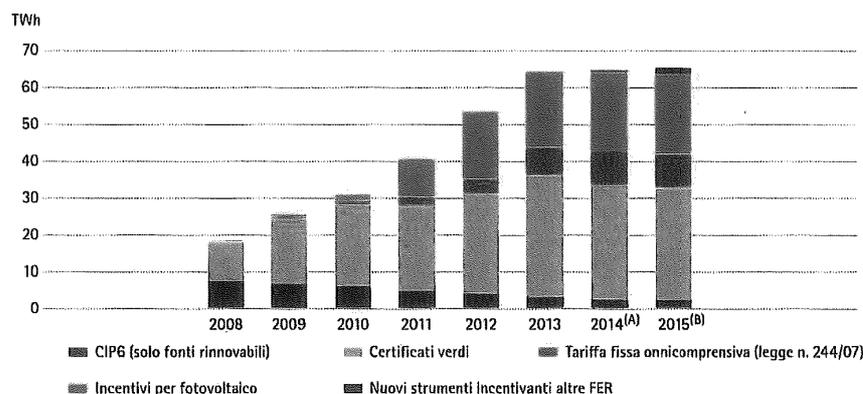


FIG. 2.5

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante
TWh

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

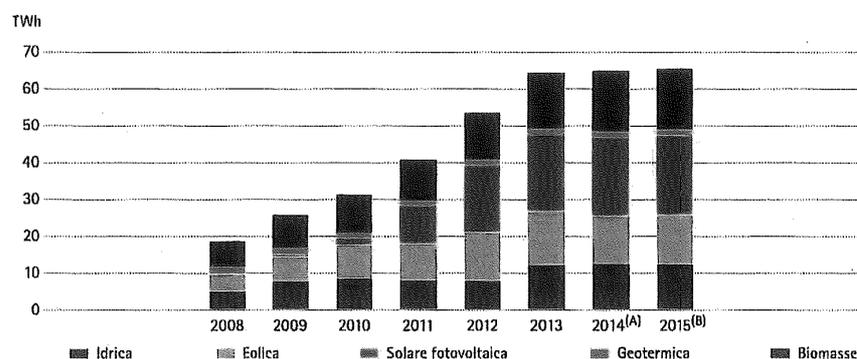


FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
TWh

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

- 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 incentivanti trovano applicazione in modalità *feed 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;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. A

questi strumenti incentivanti si aggiungono anche i certificati bianchi in relazione agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, i contributi a fondo perduto (a livello locale) o le detrazioni fiscali per alcune fonti rinnovabili.

La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei punti precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2014 ha superato i 64 TWh, come evidenziato nelle figure 2.5 e 2.6, e nel 2015 dovrebbe superare i 65 TWh.

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_3 , con

l'unica eccezione dei costi associati ai CV negoziati che si scaricano sui prezzi di mercato dell'energia elettrica.

Complessivamente, per l'anno 2014 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili, a consuntivo, siano pari a circa 12,7 miliardi di euro, di cui circa 12 coperti tramite la componente A₃. La componente tariffaria A₃, oltre a pagare i costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto) e degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6), oltre che per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai CV non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

Importazioni nette

In base ai dati provvisori di esercizio di Terna, nel 2014 le importazioni nette di energia elettrica in Italia sono cresciute di circa 1,5 TWh. A fronte dei 42,1 TWh importati nel 2013, infatti, il saldo estero dello scorso anno ha toccato i 43,7 TWh, come differenza tra le importazioni, pari a 46,7 TWh, e le esportazioni pari a 3 TWh.

La modesta crescita del saldo estero, pari al 3,7%, è inferiore a quella dell'energia ricevuta da fornitori esteri, aumentata del 5,4% rispetto al 2013, perché controbilanciata da un netto incremento (37,3%) dell'elettricità ceduta a clienti esteri. Al contrario di quanto era accaduto nel 2013, quindi, lo scorso anno entrambe le voci del saldo netto hanno registrato una risalita.

Grazie anche alla riduzione della richiesta di energia in Italia che, come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2014 è diminuita del 3%, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è salita di quasi un punto percentuale, raggiungendo il 14,1% (era del 13,2% nel 2013).

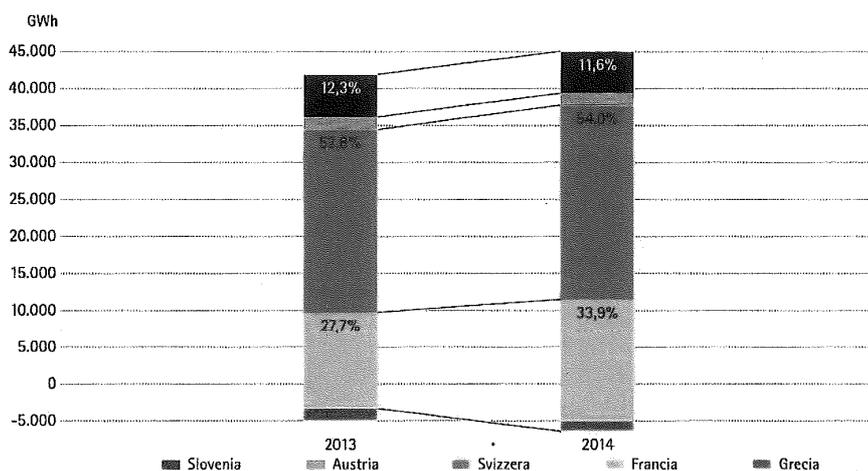
L'aumento delle importazioni nel 2014 è avvenuto per l'incremento dell'energia proveniente dal Nord, mentre è nettamente diminuita quella proveniente dal Sud. Infatti, rispetto al 2013, sono giunti in Italia (al netto delle esportazioni) 3 TWh in più (+27%) dalla Francia, 1,3 TWh in più (+6%) dalla Svizzera e 2,8 TWh in meno dalla Grecia. L'energia netta importata da Austria e Slovenia è invece rimasta sostanzialmente stabile (+21 GWh dall'Austria e -134 GWh dalla Slovenia).

Più precisamente, nei confronti di Francia e Svizzera, nel 2014 abbiamo importato di più ed esportato di meno, rispetto al 2013. L'aumento delle importazioni dall'Austria è stato invece controbilanciato da una relativamente maggiore esportazione verso quello stesso confine. Nei confronti della Slovenia sono diminuiti sia gli acquisti, sia le cessioni di elettricità. Le quantità di scambio si sono invece notevolmente ridotte con la Grecia, verso la quale, a fronte di un'importazione di 1.532 GWh inferiore a quella del 2013, si è registrato anche un netto incremento delle esportazioni (+1.241 GWh).

Come conseguenza di questi movimenti, nel 2014 il peso delle importazioni dalla Francia nella copertura del fabbisogno interno è salito di sei punti percentuali, raggiungendo quasi il 34% (Fig. 2.7).

FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera nel 2013 e nel 2014
GWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La trasmissione elettrica in Italia avviene per mezzo di circa 65.000 km di linee ad alta tensione e circa 500 stazioni di smistamento.

Lo scorso anno sono risultati attivi, nel settore della trasmissione elettrica, 11 operatori di rete: Terna - Rete Elettrica Nazionale, Terna Rete Italia, S.E.L.F. - Società Elettrica Ferroviaria, Agsm Trasmissione, Mincio Trasmissione, Azienda Energetica Trasmissione Alto Adige, Arvedi Trasmissione, Seasm, El.It.E, Nord Energia ed Eneco Valcanale. Rispetto al 2013 si registra un operatore di rete in meno, in quanto Terna Rete Italia ha acquisito il ramo d'azienda Brulli Trasmissione, a valle di una procedura d'asta fallimentare bandita dal Tribunale di Reggio Emilia.

Il gruppo Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica con il 98,3% delle linee e il 98,3% delle stazioni di smistamento.

L'assetto societario del gruppo è cambiato lo scorso anno: il 27 ottobre 2014, infatti, la Cassa depositi e prestiti ha ceduto a CDP Reti,

società controllata dalla stessa Cassa¹⁰⁾, la propria partecipazione di controllo in Terna, pari al 29,851%. CDP Reti, già titolare di una quota del 30% di Snam, è divenuta, quindi, il principale controllore dei gestori delle reti nazionali di trasporto dell'energia. Alla fine di novembre, inoltre, la partecipazione di Assicurazioni Generali nel capitale di Terna è scesa sotto il 2%. Pertanto, al 31 dicembre 2014 l'unico socio con una quota superiore al 2% era CDP Reti. Nell'ambito dei soci con quota superiore al 2%, è da segnalare infine l'ingresso, a partire da gennaio 2015, di *People's Bank of China*, con una quota del 2,01%.

Come nel 2013, relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2014 vi è stato un incremento delle linee a 380 kV (+2,6%) e un leggero decremento delle linee a 220 kV (-1,9%). Si è registrato, inoltre, un lieve aumento delle linee con tensione inferiore a 150 kV (+0,6%). È su queste che si osserva la maggiore presenza di operatori diversi da Terna: la società S.E.L.F. - Società Elettrica Ferroviaria, detiene infatti il 2% (856 km) di tali linee a minore tensione.

TAV. 2.9

Assett della Rete di trasmissione nazionale
Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2010	2011	2012	2013	2014
Numero operatori di rete	11	11	11	12	11
Linee 380 kV (km)	10.560	10.609	10.610	10.625	10.899
Linee 220 kV (km)	11.308	11.277	11.206	11.135	10.920
Linee ≤ 150 kV (km)	40.712	40.741	40.633	40.843	41.082
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	144	150	153	155	159
Numero stazioni 220 kV	154	157	158	154	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	149	163	173	182	185

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati TERNA.

¹⁰⁾ La Cassa depositi e prestiti possiede attualmente il 59,10% del capitale di CDP Reti. Il 31 luglio 2014, alla presenza delle più alte cariche istituzionali, CDP Reti e la società cinese *State Grid International Development* (Sgid) hanno firmato un accordo per la cessione del 35% di CDP Reti a Sgid, società interamente controllata da *State Grid Corporation of China*. In virtù di questo accordo, Sgid ha ricevuto, tra l'altro, il diritto a designare un amministratore nei Consigli di amministrazione di Snam e Terna. La cessione si è perfezionata alla fine di novembre 2014; di conseguenza, Sgid ha nominato un consigliere di propria fiducia nel Consiglio di amministrazione di Terna.

TAV. 2.10

Capacità di interconnessione
con l'estero

MW; capacità nelle ore di picco
(dalle 7:00 alle 23:00)

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Francia	2.750	3.150	3.150	2.460	2.540	2.540
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	630	730	730	455	475	475
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	8.435	8.935	8.935	7.105	7.205	7.205
Francia	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	160	660	660	120	620	620
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	3.565	4.065	4.065	3.010	3.510	3.510

Fonte: Terna.

Relativamente allo sviluppo della RTN, gli eventi principali avvenuti nel 2014 sono i seguenti:

- la realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV Trino-Lacchiarella, il completamento dei cavi 220 kV per l'alimentazione del carico della città di Torino, il potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV Foggia-Benevento II; inoltre sono stati completati ulteriori stazioni e potenziamenti di estese porzioni di rete in alta tensione, funzionali a realizzare la raccolta e l'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud e nelle Isole;
- sono state conseguite le autorizzazioni per: il potenziamento delle esistenti linee a 220 kV per completare il programma di rinforzo della rete nell'area metropolitana di Milano, la stazione di trasformazione 220/150 kV di Agnosine (BS), la stazione di smistamento 150 kV di Celano (AQ), gli ulteriori rinforzi in cavo 220 kV funzionali a migliorare la sicurezza di alimentazione della città di Napoli, la stazione di trasformazione di 220/150 kV di Scafati (SA), la linea 150 kV S. Gilla - Porto Canale e la stazione 150 kV di S. Teresa in Sardegna; inoltre sono state rilasciate autorizzazioni per ulteriori stazioni di raccolta e linee a 150 kV per favorire lo sviluppo e lo sfruttamento della produzione rinnovabile al Sud;
- a queste si aggiungono altre opere di particolare rilevanza per il Paese - come i collegamenti di interconnessione con la Francia (Piossasco-Grand'Ile, che sfrutta il traforo autostradale

del Frejus) e con il Montenegro (Villanova-Lastva, in cavo sottomarino), l'elettrodotto a 380 kV Redipuglia-Udine per la sicurezza della rete primaria nel Nord-Est del Paese, l'elettrodotto a 380 kV Gissi-Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica a 380 kV), il collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente - tutte autorizzate negli anni passati, per le quali, nel corso del 2014, sono proseguiti i lavori di realizzazione.

Sempre nel corso del 2014, la capacità di interconnessione con l'estero ai fini dell'importazione, in termini di capacità di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) nella stagione invernale, è salita a 8.935 MW dagli 8.435 MW del 2013, grazie all'aumento di 400 MW alla frontiera francese e di 100 MW alla frontiera slovena (Tav. 2.10). Anche la capacità di picco estiva è salita di 100 MW (da 7.105 a 7.205 MW) per l'incremento di 80 MW dalla Francia e 20 MW dalla Slovenia.

La capacità di esportazione, tra il 2013 e il 2014, è aumentata di 500 MW, tutti disponibili alla frontiera con la Slovenia.

Le capacità sono rimaste inalterate nel 2015.

Distribuzione

Alla data del 31 dicembre 2014, risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 137 distributori elettrici (lo stesso numero

TAV. 2.11

Attività dei distributori
elettrici dal 2008

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
NUMERO	135	140	141	135	133	136	135
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	8	7	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	3	3	3	3
Tra 20.000 e 50.000	8	8	9	9	9	8	8
Tra 5.000 e 20.000	22	22	23	20	21	22	21
Tra 1.000 e 5.000	39	41	42	39	41	43	40
Fino a 1.000	52	56	55	54	49	50	53
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	294.763	279.846	285.997	286.908	279.073	269.122	262.402
Oltre 500.000	275.888	265.276	271.677	270.826	263.739	254.593	247.734
Tra 100.000 e 500.000	13.797	9.544	9.032	9.372	8.590	7.957	8.347
Tra 50.000 e 100.000	1.460	1.315	1.436	3.281	3.084	2.946	2.863
Tra 20.000 e 50.000	1.673	1.642	1.836	1.613	1.727	1.624	1.516
Tra 5.000 e 20.000	1.399	1.444	1.392	1.201	1.354	1.364	1.313
Tra 1.000 e 5.000	463	523	526	495	471	513	500
Fino a 1.000	83	103	100	120	108	126	129
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.283	36.493	36.582	36.727	37.079	37.099	36.839
Oltre 500.000	34.186	34.553	34.718	34.810	35.121	35.158	34.867
Tra 100.000 e 500.000	1.400	1.229	1.128	1.140	1.141	1.143	1.168
Tra 50.000 e 100.000	142	136	137	225	228	229	233
Tra 20.000 e 50.000	240	236	259	252	265	235	242
Tra 5.000 e 20.000	219	227	226	191	213	219	215
Tra 1.000 e 5.000	81	92	93	88	90	94	89
Fino a 1.000	16	21	22	21	21	21	23

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

risultava iscritto al 31 dicembre 2013). Di questi, 135 hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati. Nella tavola 2.11 è riportato il numero di distributori suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, insieme con i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe.

Nel 2014 i 135 operatori rispondenti risultano aver distribuito nel complesso 262 TWh, 6,7 in meno rispetto al 2013. Tale contrazione fa seguito al calo di 10 TWh registrato tra il 2012 e il 2013. Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 1.944 GWh, in lieve riduzione (1,8%) rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nell'anno 2014, pari a poco meno di 37 milioni, è diminuito dello 0,7% rispetto al

dato dell'anno precedente (-260.000 unità). Il numero di punti di prelievo mediamente serviti per operatore è stato pari a 273.000 unità (stesso valore nel 2013).

Il numero delle imprese medio-grandi, definite come quelle che servono oltre 100.000 punti di prelievo, è rimasto invariato negli anni. Si segnala invece la variazione di qualche unità nel numero delle imprese di piccole dimensioni. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo superiori a 500.000) si confermano essere, anche per il 2014, Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre gli operatori che servono meno di 1.000 punti di prelievo ciascuno rimangono intorno alla cinquantina.

TAV. 2.12

Composizione societaria dei distributori nel 2014

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	39,7
Persone fisiche	38,6
Società diverse	9,8
Imprese energetiche locali	6,5
Imprese energetiche nazionali	5,2
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2014 si sono registrate diverse seguenti operazioni societarie nel settore della distribuzione di energia elettrica, molte delle quali hanno riguardato le zone del Trentino Alto Adige. In particolare:

- dall'1 gennaio 2014 SEA ha acquisito parzialmente l'attività d'azienda da Selnet, relativamente al comune di San Martino in Badia (in provincia di Bolzano); Selnet, a sua volta, ha acquisito parzialmente l'attività da Azienda Elettrica Comunale – Vipiteno (BZ), così come Set Distribuzione ha acquisito parzialmente l'attività da Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce, relativamente ai comuni di Cles e Monclassico (entrambi in provincia di Trento);
- nell'ambito della complessa operazione societaria AcegasApsAmga, l'1 luglio 2014 AcegasAps ha incorporato Est Reti Elettriche insieme ad altre società che svolgevano l'attività di distribuzione di gas naturale. L'impresa ha assunto il nome di AcegasApsAmga - Friuli Venezia Giulia;
- nel mese di settembre il nuovo soggetto Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce – STN Val di Sole ha acquisito l'attività dal Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce. Quest'ultima impresa era stata costituita nel 2007 dal Comune di Cles insieme ad altri Comuni della Val di Sole (Malé, Caldes, Terzolas, Monclassico e Cavizzana) con l'obiettivo di realizzare un soggetto unico per la distribuzione dell'energia elettrica nei rispettivi territori. La decisione di scioglimento di questo consorzio costituisce un'evoluzione delle ex aziende comunali verso una forma di organizzazione delle attività che consenta minori costi e una maggiore efficienza. Il nuovo soggetto serve ora i comuni di Caldes, Cavizzana, Malé e Terzolas;

- alla fine di dicembre Astea Distribuzione Energia ha variato la ragione sociale in Distribuzione Elettrica Adriatica e, dall'inizio del 2015, ha acquisito l'attività di distribuzione elettrica da Astea, la *multiutility* marchigiana. Quest'ultima è comunque rimasta il socio unico di Distribuzione Elettrica Adriatica (come lo era prima di Astea Distribuzione Energia);
- dall'1 gennaio 2015, invece: il Comune di Silandro ha acquisito l'attività da ASM Silandro in liquidazione; Azienda Pubbliservizi Brunico, che opera nel comune di Brunico (BZ), ha acquisito parzialmente l'attività da Selnet; Set Distribuzione ha acquisito l'attività da STET - Servizi Territoriali Est Trentino relativamente al territorio del comune di Palù del Fersina (in provincia di Trento).

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di enti pubblici (39,7%) che, come nel 2013, supera la quota relativa alle persone fisiche (38,6%). Sono diminuite, invece, rispetto allo scorso anno, le quote relative alle imprese energetiche locali, passate dall'8,5% del 2013 al 6,5%. Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (5,2%) e a società diverse (9,8%). Irrilevante è invece la quota degli istituti finanziari nazionali (0,2%), in ulteriore diminuzione rispetto al 2013.

La dimensione media delle imprese che effettuano la distribuzione di energia elettrica è relativamente elevata, pari a 206 addetti (Tav. 2.13), e risulta cresciuta rispetto ai 188 addetti del 2013. I distributori con oltre 250 addetti rappresentano solo il 3% delle imprese del settore¹¹, ma distribuiscono quasi il 94% dell'energia nazionale a una quota altrettanto ampia di utenti. Se si aggiunge la classe di operatori con

¹¹ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2014 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 99 società.

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	18%	0,0	0,1%	0,1%
1	14%	0,5	0,0%	0,0%
2-9	40%	4,7	0,3%	0,4%
10-19	10%	14,8	0,4%	0,5%
20-49	6%	29,3	0,5%	0,5%
50-250	8%	143,0	5,0%	5,3%
Più di 250	3%	6261,1	93,6%	93,1%
TOTALE	100%	206,50	100,00%	100,00%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.13

Ripartizione delle imprese che distribuiscono energia elettrica per classi di addetti

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Piemonte	65.210	29.016	32	11
Valle d'Aosta	2.766	1.546	57	2
Lombardia	86.619	42.502	44	11
Trentino Alto Adige	16.607	8.322	146	68
Veneto	63.002	27.140	71	3
Friuli Venezia Giulia	15.736	8.407	4	5
Liguria	22.082	7.144	0	2
Emilia Romagna	68.861	32.874	31	3
Toscana	59.746	26.776	0	2
Umbria	20.114	8.812	0	2
Marche	29.569	11.829	1	8
Lazio	67.854	29.684	561	6
Abruzzo	26.619	10.198	0	7
Molise	8.182	3.756	1	1
Campania	62.416	25.030	0	5
Puglia	63.454	32.054	11	3
Basilicata	15.343	10.216	0	1
Calabria	44.267	17.996	0	1
Sicilia	81.450	36.497	0	10
Sardegna	37.763	18.374	0	3
ITALIA	857.658	388.174	959	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2014
km

più di 50 addetti, si ottiene una copertura superiore al 98% in termini sia di volumi distribuiti, sia di clienti serviti. Il 73% delle imprese (72 soggetti) impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce una quota del tutto marginale di energia elettrica (0,4%). Vi sono inoltre casi

di imprese che riportano un numero di addetti pari a zero, in quanto hanno completamente appaltato all'esterno l'attività.

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti che gestiscono sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2014,

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2014
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
Enel Distribuzione	49.197	25.047	174.437	6.386	223.634	31.432
A2A Reti Elettriche	1.667	913	9.053	210	10.720	1.123
Acea Distribuzione	2.828	1.305	7.245	321	10.074	1.626
Aem Torino Distribuzione	823	550	2.483	135	3.306	685
Hera	380	199	1.735	61	2.115	260
Set Distribuzione	376	245	1.649	63	2.025	308
Agsm Distribuzione	248	128	1.292	37	1.540	165
Selnet	138	70	1.313	28	1.450	97
A.I.M. Servizi a Rete	108	54	989	18	1.097	72
Azienda Energetica Reti	212	103	791	37	1.003	140
Deval	139	106	713	27	852	133
AcegasApsAmga	239	132	574	32	813	163
Altri operatori	895	491	2.879	144	3.774	478
TOTALE	57.249	29.341	205.153	7.498	262.402	36.682

Fonte: indagine annuale sui settori regolati.

complessivamente le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di quasi 6.000 km, la maggior parte dei quali in alta tensione (+4.882 km o 0,6%); la lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.274 km, mentre quella delle reti in bassa tensione è rimasta sostanzialmente stabile (-166 km). Nell'insieme, in Italia, la distribuzione avviene per mezzo di 1 milione e 250.000 km di condotte, 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: 68 imprese, addirittura una in più rispetto al 2013. Insieme, esse gestiscono il 2% della rete nazionale (valore che sale al 15% se si considerano le reti in alta e altissima tensione). Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure non paragonabile a quello del Trentino Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia.

L'ordinamento delle società di distribuzione (Tav. 2.15) per volumi distribuiti non è cambiato rispetto al 2013: anche nel 2014 Enel Distribuzione resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: A2A Reti Elettriche (4,1%), Acea Distribuzione (3,8%), Aem Torino (3,8%). Tutti gli altri distributori detengono quote inferiori all'1,5%.

L'energia distribuita da Enel Distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici.

Percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Selnet (91%), A.I.M. Servizi a Rete (90%), A2A, Agsm Distribuzione e Deval (tutti all'84%). All'opposto, Acea e AcegasApsAmga servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente il 28% e il 29%, contro il 22% che si conferma, come nei due anni precedenti, il valore relativo alla media nazionale). Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e i clienti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo.

I prelievi maggiori, sia domestici, sia non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si distribuisce complessivamente il 22,5% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano quasi il 16% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10% del totale nazionale, l'Emilia Romagna, dove viene prelevato un altro 8,8%, il Piemonte e il Lazio (entrambi al 7,7%), la Toscana (6,6%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,9%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, come si è detto, nel 2014 la distribuzione ha servito quasi 37 milioni di clienti: 29,5 milioni (l'80% circa) di famiglie e 7,5 milioni (il 20%) di utenti non domestici. In termini di energia prelevata, naturalmente, le quote si invertono, essendo i volumi dei domestici pari

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2014

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
Valle d'Aosta	154	111	784	29	938	140
Piemonte	4.123	2.345	16.655	596	20.778	2.941
Lombardia	9.792	4.748	51.022	1.108	60.814	5.856
Trentino Alto Adige	988	533	4.539	166	5.526	699
Veneto	5.071	2.271	21.457	601	26.528	2.872
Friuli Venezia Giulia	1.269	649	7.433	153	8.702	802
Liguria	1.555	1.025	4.405	267	5.960	1.291
Emilia Romagna	4.614	2.206	19.117	608	23.731	2.814
Toscana	3.881	1.890	14.035	560	17.916	2.450
Umbria	883	424	4.198	126	5.080	551
Marche	1.453	751	4.818	220	6.271	971
Lazio	5.701	2.753	14.765	709	20.466	3.462
Abruzzo	1.226	727	4.220	177	5.446	904
Molise	272	178	967	45	1.239	223
Campania	5.152	2.263	10.916	601	16.068	2.864
Puglia	3.776	1.907	8.502	545	12.278	2.453
Basilicata	472	285	1.601	81	2.073	366
Calabria	1.931	1.053	3.260	249	5.191	1.302
Sicilia	5.290	2.440	10.808	606	16.098	3.046
Sardegna	2.040	868	5.979	224	8.019	1.092
ITALIA	59.642	29.427	209.480	7.672	269.122	37.099

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

a 59,6 TWh e a 269,1 TWh quelli dei non domestici. Rispetto al 2013 sono diminuiti sia gli utenti, sia i prelievi di entrambe le categorie: gli utenti domestici si sono ridotti di poco (-0,3%), ma hanno abbassato i prelievi del 4%; gli utenti non domestici sono calati del 2,3% con una contrazione simile (2,1%) nei relativi prelievi.

A seguito di questi andamenti, il prelievo medio unitario dell'utenza domestica nel 2014 è nuovamente diminuito, essendo sceso a 1.951 kWh dai 2.027 kWh del 2013. Tale riduzione, pari a 3,7%, segue il già notevole calo del 4,5% registrato nel 2013. Dopo anni di continui (ma contenuti) arretramenti, tali per cui è passato dai 2.192 kWh del 2008 ai 2.175 kWh del 2010, sino ad arrivare a 2.142 kWh nel 2012, il consumo medio unitario negli ultimi due anni ha subito un notevole crollo.

Più in generale, il confronto dei dati di prelievo per classe di potenza e fascia di consumo (Tav. 2.17) con gli stessi dati del 2013 mostra:

- notevoli diminuzioni dell'energia distribuita (con l'unica eccezione degli utenti con consumi sino a 1.800 kWh/anno), ma ancor di più dei punti di prelievo serviti, nella prima classe di potenza (fino a 1,5 kW), motivo per cui i consumi medi unitari sono cresciuti per tutte le fasce di consumo di tale classe;
- una significativa diminuzione dell'energia distribuita (-4,2%) e un lieve calo (-0,4%) dei punti di prelievo con potenza fino a 3 kW, pertanto i consumi medi unitari di questo gruppo di utenti si sono ridotti del 3,8%, passando da 1.909 a 1.836 kWh. L'unica fascia in controtendenza in questa classe di potenza è quella degli utenti con consumi compresi tra 1.800 e 2.641 kWh/anno, che sono aumentati del 5,5% e hanno prelevato il 7% di elettricità in più rispetto al 2013; pertanto i relativi consumi medi unitari sono saliti da 2.360 a 2.395 kWh;

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2014 per classe di potenza e di consumo
Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	260	591	440
Fino a 1.800 kWh	202	571	355
1.800-2.640 kWh	31	13	2.388
2.641-4.440 kWh	19	5	3.545
Oltre 4.400 kWh	6	0	12.785
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	1	519
Da 1,5 kW a 3 kW	48.263	26.288	1.836
Fino a 1.800 kWh	19.036	16130	1.180
1.800-2.640 kWh	13.740	5737	2.395
2.641-4.440 kWh	13.031	3719	3.503
Oltre 4.440 kWh	2.003	353	5.678
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	453	349	1.300
Oltre 3 kW	8.726	2.462	3.544
Fino a 1.800 kWh	1.339	828	1.617
1.800-2.640 kWh	1.035	408	2.537
2.641-4.440 kWh	2.857	751	3.806
Oltre 4.440 kWh	3.397	440	7.728
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	99	36	2.753
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.249	29.341	1.951

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

- una contrazione del 3,1% dell'energia prelevata dagli utenti con potenza superiore a 3 kW, che sono però cresciuti dell'1,1% rispetto al 2013; pertanto i relativi consumi medi unitari sono scesi da 3.697 a 3.544 kWh (-4,1%). In questa classe di potenza è diminuita l'energia distribuita a tutte le fasce di consumo, tranne che a quella degli utenti con consumi compresi tra 2.641 e 4.440 kWh/anno che, complessivamente, hanno prelevato il 13,6% dell'energia in più rispetto al 2013 e sono aumentati del 21,7% rispetto all'anno precedente;
- un drastico calo dell'energia distribuita alla fascia di utenti con i consumi più elevati (oltre 4.440 kWh/anno) in tutte le classi di potenza (-48,5% nella prima classe, quella con potenza fino a 1,5 kW; -43,7% nella seconda classe, quella con potenza compresa tra 1,5 e 3 kW; -7,9% nell'ultima classe di potenza, quella oltre 3 kW).

Al di là degli effetti di contenimento dei consumi di energia indotti dalla crisi economica e da una probabile maggiore efficienza delle

apparecchiature elettriche disponibili nelle case, testimoniati dal crollo delle fasce di consumo più elevate, sembrerebbe potersi leggere, nei dati, un fenomeno di concentrazione dei prelievi nella classe di potenza più "adatta": aumentano infatti i prelievi della prima fascia di consumo (fino a 1.800 kWh) nella prima classe di potenza (fino a 1,5 kW), quelli della seconda fascia di consumo (1.800-2.640 kWh) nella seconda classe di potenza (1,5-3 kW) e quelli della terza classe di consumo (2.641-4.440 kWh) nella terza classe di potenza (oltre 3 kW).

Come negli anni scorsi, comunque, la classe di potenza compresa tra 1,5 kW e 3 kW resta di gran lunga la più diffusa in Italia: l'89,6% dei punti di prelievo appartiene a tale classe e acquisisce l'84,3% dei volumi distribuiti; l'8,4% degli utenti possiede un impianto di potenza superiore a 3 kW e assorbe il 15,2% dell'elettricità complessiva.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.18), come per gli anni scorsi il 45% circa dei volumi distribuiti nel 2014 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 19% quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,5% dei punti di prelievo

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2014 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	72.221	7.386.770
Punti di emergenza	1	1
Illuminazione pubblica	5.770	264.231
Altri usi	66.449	7.122.538
di cui:		
- fino a 1,5kW	812	1.419.673
- da 1,5 kW a 3 kW	3.033	1.943.639
- da 3 kW a 4,5 kW	1.212	357.270
- da 4,5 kW a 6 kW	5.491	1.273.166
- da 6 kW a 10 kW	8.044	908.168
- da 10 kW a 15 kW	10.302	655.814
- da 15 kW a 30 kW	12.966	370.621
- da 30 kW a 42 kW	5.302	72.953
- da 42 kW a 50 kW	3.016	33.185
- oltre 50 kW	16.272	88.049
Media tensione	93.691	109.111
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	140	22
Illuminazione pubblica	356	1.037
Punti di emergenza	463	226
Altri usi	92.732	107.826
Alta e altissima tensione	39.241	1.687
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.324	304
Punti di emergenza	159	2
Altri usi	34.751	1.368
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	205.153	7.497.568

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35% del totale distribuito all'utenza non domestica¹⁷.

Rispetto al 2013, i punti non domestici serviti sono complessivamente diminuiti del 2,3% e i volumi prelevati sono scesi del 2,1%; di conseguenza il volume medio unitario è rimasto sostanzialmente invariato a poco più di 27.000 kWh. La riduzione di prelievi e volumi

ha riguardato tutti i livelli di tensione, anche se in misura non equivalente. L'utenza allacciata in bassa tensione ha evidenziato, infatti, un calo del 2,3% e ha ridotto i propri prelievi del 2,8%; l'utenza in media tensione ha registrato una diminuzione dell'1,6% in termini di punti serviti e dell'1,4% in termini di volumi distribuiti; l'utenza servita in alta e altissima tensione, infine, si è ridotta dell'1,7% e i relativi prelievi sono diminuiti del 2,2%.

¹⁷ È opportuna una precisazione circa i dati riportati nella tavola 2.18, nella quale i punti di prelievo sono ripartiti per classi di potenza in funzione della potenza impegnata nei singoli punti, definita come potenza contrattualmente impegnata (ove consentito) o valore massimo della potenza prelevata nel mese in tutti gli altri casi. Le misure di riduzione delle componenti tariffarie introdotte dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, sono destinate, tra gli altri, ai clienti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, diversi dai clienti domestici e dall'illuminazione pubblica. Tenuto conto che la potenza impegnata è, per definizione, minore o al massimo uguale alla potenza disponibile, le informazioni riportate nella tavola 2.18 non sono indicative del numero di punti di prelievo interessati dalle misure di riduzione tariffaria di cui al decreto legge n. 91/14.

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 esclusivamente 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. 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 2014 Terna ha ricevuto 81 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,6 GW, e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 60 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 41 giorni lavorativi.

Nel 2014 sono stati accettati 49 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,0 GW, e per uno di questi, corrispondente a 20 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD), che risulta non essere stata ancora accettata dal richiedente la connessione.

Nell'anno 2014 risulta che Terna ha effettuato un adeguamento di connessione esistente, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ribadisce che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2014 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹³.

Nell'anno 2014 le imprese distributrici hanno ricevuto poco più di 59.400 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,9 GW, e, in relazione a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione poco più di 55.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 14 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 25 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 43 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 49.500 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2014, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 1 GW.

Nell'anno 2014, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate poco più di 32.000 connessioni, corrispondenti a circa 200 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- due giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁴;
- 53 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁵;
- tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a otto giorni lavorativi.

¹³ Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 9 maggio 2015:

- A2A Reti Elettriche, Acea Distribuzione, AcegasAps, Aem Parma Distribuzione, Aem Torino Distribuzione, Deval, Enel Distribuzione, Hera e Set Distribuzione hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2014, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;
- Agsm Distribuzione e Azienda Energetica Reti non hanno ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2014, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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.

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	321.143	7,9
Media tensione	1.487	21,6
TOTALE	322.630	11,4

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014
Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

Nell'anno 2014 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata Enel Distribuzione con 20 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 450 MW; sempre Enel Distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 11 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 320 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 30 giorni lavorativi. Nove preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2014, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 200 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nell'anno 2014 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.

In merito all'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2014 (Tav. 2.19), sulla base di stime preliminari i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 323.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,4 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,9 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a quasi 22 giorni lavorativi, è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2013 i dati evidenziano un minor numero di richieste e un lieve aumento dei tempi di allacciamento.

Riteniamo che a questo riguardo sia opportuno precisare che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Nel 2014 Terna non ha effettuato alcuna connessione di clienti passivi.

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 (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) - e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) 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.

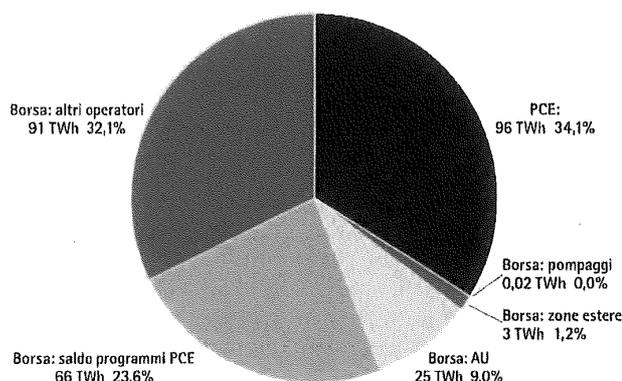
L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante

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. 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 di acquisto (PUN), definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni

FIG. 2.8

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2014



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011, tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4), con orari di chiusura diversi e in successione; è un mercato 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. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna, in questo caso, che agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (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 tre sottofasce di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo la possibilità, in capo a Terna, di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria, ovvero le offerte accettate vengono valorizzate

ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*), sottendendo pertanto un modello nodale (e non zonale come nell'MGP e nell'MI) della rete¹⁸.

L'MTE è la sede per la 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, *base-load* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

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 Prezzo medio di acquisto (PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, 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. Da ultimo si evidenzia che 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 Piattaforma conti energia (PCE) come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottoscritti a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

¹⁸ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI ed 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.

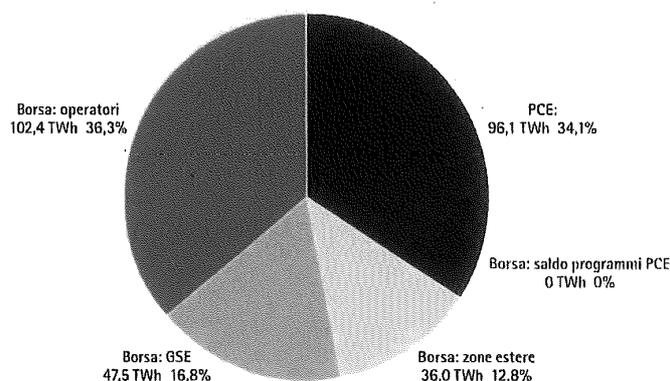


FIG. 2.9

Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2014

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2014 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 282 TWh, in calo del 2,5% rispetto al 2013 (289,2 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. A livello zonale, tale calo appare particolarmente consistente al Centro-Nord (-9,3%), al Centro-Sud (-8,3%) e in Sicilia (6,6%), cui si contrappongono la ripresa della Sardegna (+4,8%) e la sostanziale stabilità del Sud e del Nord.

In diminuzione anche gli scambi di Borsa, scesi sui 186 TWh a fronte dei 207 TWh raggiunti nel 2013 (-10%). La flessione dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 71,6% del 2013 al 65,9% del 2014. La riduzione degli acquisti di Borsa riflette sia una ulteriore contrazione degli acquisti dell'Acquirente unico (25 TWh, -6%), sia una più intensa riduzione degli stessi da parte degli operatori diversi dall'Acquirente unico (91 TWh, -11%). In ripresa, viceversa, la domanda sottostante i bilaterali, salita a 96 TWh (+17%).

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

Sul lato dell'offerta, la diminuzione dei volumi venduti in Borsa nel 2014 è da ricondursi principalmente alla riduzione delle offerte da parte degli operatori non istituzionali, le cui vendite si sono attestate a 102,4 TWh, segnando un decremento del 15,5%. In flessione sono anche le vendite di Borsa del Gestore dei servizi energetici (GSE), che ripiegano sui 47,5 TWh (-5,5%). In controtendenza sono, viceversa, le vendite di Borsa delle zone estere, salite sui 36 TWh (+1,5%).

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

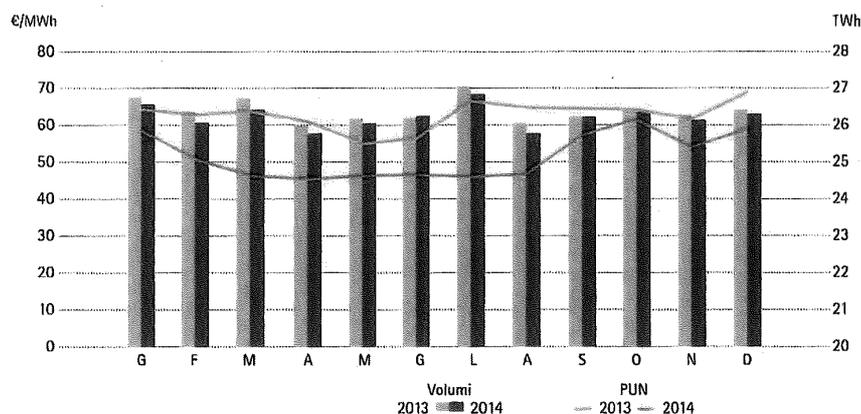
La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2014 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,08 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2013, del 17,3%.

Il ribasso è risultato particolarmente consistente in tutti i gruppi di ore, con il PUN che è sceso ai minimi storici - o a ridosso degli stessi - in quasi tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente a 59,52 €/MWh e a 49,69 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (-16% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 46,51 €/MWh nelle ore festive (-19,8%). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di ottobre (62,23 €/MWh), mentre il picco di domanda mensile, come più volte osservato negli ultimi anni, si è registrato nel mese di luglio con 25,8 TWh scambiati, in calo del 3,1% rispetto allo stesso mese del 2013.

Nel dettaglio, a livello zonale si è assistito a una generale diminuzione dei prezzi, scesi nel continente e in Sardegna attorno ai 47-52 €/MWh, con ribassi compresi fra il 15% e il 18%. In Sicilia il prezzo ha evidenziato una flessione lievemente più moderata rispetto al resto del Paese, ripiegando sugli 81 €/MWh (-12%). A fronte di questo calo generalizzato delle quotazioni zonali, nel 2014 si riduce lo spread tra prezzo della zona Nord e prezzo della zona Sud (passato dai 4,36 €/MWh ai 2,97 €/MWh), interrompendo così una dinamica in atto dal 2011. Guardando alle isole, il differenziale tra Sicilia e continente si conferma attorno ai 30 €/MWh, raggiungendo i 34 €/MWh se il confronto è effettuato con la più economica zona Sud. Relativamente alla Sardegna, nel 2014 si consolida il sostanziale allineamento dell'isola al continente, con la quotazione sarda

FIG. 2.10

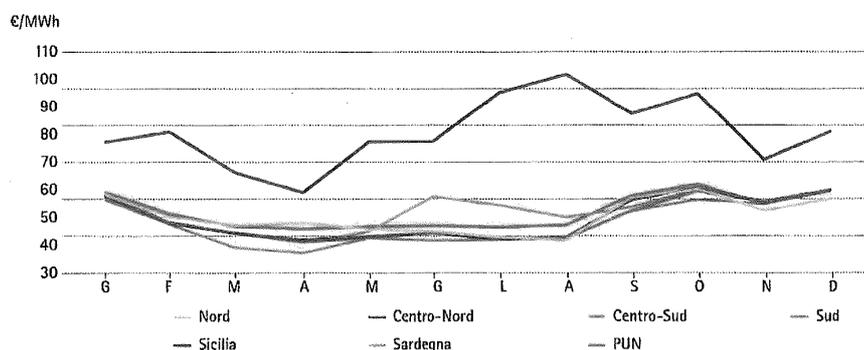
Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2013 e nel 2014
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

FIG. 2.11

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2014
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

che si fissa a 52 €/MWh, mostrando un apprezzamento di soli 2 €/MWh rispetto al Nord e di circa 5 €/MWh in riferimento al Sud.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

A livello europeo, il protrarsi della crisi economica durante il 2014 ha confermato alcune tendenze già emerse sulle principali Borse durante il 2013. I prezzi in media annua sono diminuiti ovunque e si sono attestati tra i 30 €/MWh (Area scandinava) e i 42 €/MWh (Spagna). In questo contesto, la Borsa elettrica italiana, pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, ha fatto registrare la seconda consistente flessione consecutiva (-17,3%). Tale flessione si è tradotta in una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e

quelli delle altre principali Borse, seppur persista una distanza ancora importante tra i corrispondenti livelli di prezzo. Nel dettaglio, il differenziale del prezzo italiano con la Germania è sceso a 19,32 €/MWh (-23%), quello con la Francia a 17,45 €/MWh (-12%) e quello con la Spagna a 9,95 €/MWh (-47%), come mostrato nella figura 2.12. Sempre con riferimento al 2014, la quotazione media più bassa si è registrata in Scandinavia (NordPool) con 29,61 €/MWh, in riduzione del 23% rispetto al 2013. La dinamica di interazione tra le Borse *spot*, favorita dalle crescenti esperienze di *market coupling*, ha prodotto una riduzione del differenziale del prezzo della Germania (32,76 €/MWh, -13% sul 2013) con la Francia (34,63 €/MWh, -20% sul 2013) che torna a stringersi a 1,87 €/MWh per effetto di un'attenuazione dello spread stagionale che contraddistingue i due Paesi

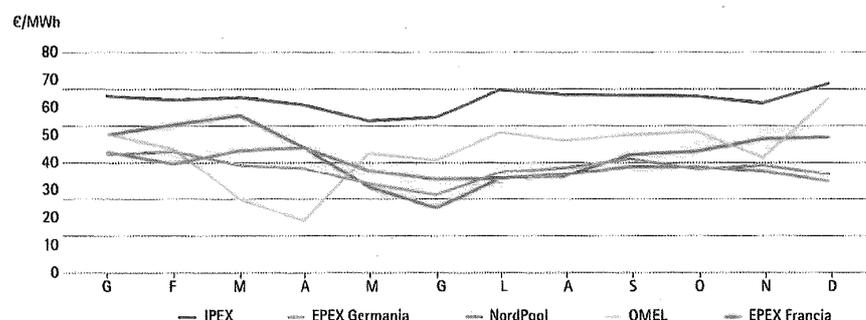


FIG. 2.12

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2014
Valori medi baseload; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	447	26
Trimestrali	503	23
Annuali	31.256	16
TOTALE	32.205	65

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

TAV. 2.20

Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2014
GWh

nei periodi di alta domanda. Sulla Borsa spagnola (Omel) la quotazione media per il 2014 è stata pari a 42,13 €/MWh, in riduzione del 5% rispetto allo scorso anno.

Mercato a termine dell'energia elettrica

L'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. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti: contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno, è previsto il meccanismo "della cascata"¹⁷. Nel 2014 sono stati scambiati 32,3 TWh di energia contro i 41,1 TWh del 2013, evidenziando su base annua un calo prossimo ai 9

TWh. Quest'ultimo riflette una riduzione dei volumi provenienti dai contratti bilaterali registrati a fini di *clearing* (13,9 TWh, -58,1%), solo parzialmente compensata dalla ripresa dei volumi di Borsa (18,4 TWh, +130,1%), tornati a rappresentare la quota principale degli scambi transitati sulla piattaforma. Il calo dei volumi dell'MTE ha interessato sia i prodotti *baseload* (32,2 TWh, -4,5 TWh) - con particolare riferimento all'annuale - sia i prodotti *peakload*, scesi a ridosso dello zero (0,1 TWh, -4,3 TWh).

La scarsa liquidità del mercato MTE, in termini di contratti conclusi e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l'analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2014 per l'anno 2015. Focalizzando, tuttavia, l'attenzione sul prodotto *baseload* annuale - che da solo rappresenta quasi il 72% degli abbinamenti - l'andamento osservato nel 2014 sull'MTE rivela una forte diminuzione del prezzo nella prima parte dell'anno, in corrispondenza di un significativo calo evidenziato anche dal prezzo *spot* dell'MGP, a ridosso della consegna, quando verosimilmente sulle aspettative degli operatori ha inciso anche la brusca riduzione delle quotazioni petrolifere.

¹⁷ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Mercati per l'ambiente

Il meccanismo dei certificati verdi

Il sistema dei CV è stato introdotto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e prevede la promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato. In particolare, la domanda di CV nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, ha raggiunto il valore massimo pari al 7,55% (in relazione alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2012) e successivamente è calata, secondo quanto previsto dall'art. 25, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sino ad azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 2,52% in relazione alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2014).

Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei CV; i produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo" riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto.

Pertanto, il mercato dei CV, che già da alcuni anni è caratterizzato da eccesso di offerta, nei prossimi anni è destinato a scomparire al termine delle negoziazioni necessarie a soddisfare l'obbligo correlato alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2014 (cioè dal prossimo anno solare).

Nel mercato dei CV, l'offerta è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012, e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte. Ogni CV corrisponde pertanto a 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 23 agosto 2004, n. 239, e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i CV sono stati transitoriamente estesi anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte.

I CV possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.21 mostra gli esiti delle contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso dell'anno solare 2014. Nella tavola sono raggruppate le contrattazioni distinguendo per tipo di prodotto negoziato, ovvero certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (IAFR) e certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), in entrambi i casi con indicazione dell'anno di riferimento.

Nella tavola sono mostrati anche gli esiti delle contrattazioni *over-the-counter* registrate sulla Piattaforma dei bilaterali certificati verdi (PBCV).

Si nota che il numero dei CV complessivamente oggetto di contrattazioni (pari a circa 43 milioni) è diminuito, rispetto all'anno solare 2013, di circa il 5%. Ciò va valutato anche in considerazione del fatto che i CV negoziati nell'anno 2014 non sono solo riferiti all'obbligo dell'anno 2014 (terminato il 31 marzo 2015) per il quale è iniziata la riduzione della quota d'obbligo, ma sono riferiti anche alla chiusura dell'obbligo dell'anno 2013 (fino al 31 marzo 2014), caratterizzato dal massimo valore storico della quota d'obbligo. Nel 2013 il numero dei CV contrattati era stato superiore rispetto a quello del 2012.

Nel 2014 il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME è stato di 92,71 €/MWh, in aumento di quasi l'11% rispetto al valore (pari a 83,73 €/MWh) registrato nel 2013, che era in ulteriore aumento rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda i bilaterali, il prezzo medio registrato è stato di 84,11 €/MWh, in aumento di circa il 7% rispetto al prezzo di 78,52 €/MWh riscontrato l'anno scorso e risultante da ulteriori aumenti degli anni precedenti.

La liquidità del mercato è stata pari al 19%, in aumento rispetto al 2013, secondo un trend già riscontrato l'anno scorso. I CV con i due anni di riferimento più prossimi (2013 e 2014) sono stati scambiati in quantità nettamente predominante rispetto a quelli riferiti ad altri anni di produzione, pur se, in particolare, la quota complessivamente raggiunta (pari al 95% del totale degli scambi) è leggermente

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Rinnovabili (2011)	13.764	85,23	142.721	18,06
Rinnovabili (2012)	294.579	87,60	6.386.825	74,43
Rinnovabili (2013)	3.161.795	88,62	12.314.309	82,18
Rinnovabili (2014)	4.622.947	96,00	14.676.943	91,00
Teleriscaldamento (2011)	0	-	34.082	0,00
Teleriscaldamento (2012)	16.416	87,65	140.243	57,52
Teleriscaldamento (2013)	85.796	85,63	1.157.244	84,70

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

TAV. 2.21

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2014

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

inferiore a quella riscontrata nel 2013 con riferimento ai CV negli anni di riferimento 2012 e 2013.

I dati della tavola 2.21 non tengono conto della sessione dedicata svolta per il GSE e tenutasi nel mese di aprile 2014, nel corso della quale sono stati assegnati 36.580 CV (2013) a un prezzo medio di 89,28 €/MWh, pari al prezzo di ritiro.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), conosciuti anche come "certificati bianchi", è stato introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 e successivamente oggetto di una prima revisione mediante il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 21 dicembre 2007. Tali disposizioni hanno anche stabilito gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale sino al 2012. Il decreto interministeriale 28 dicembre 2012 ha successivamente definito ulteriori obiettivi di risparmio di energia primaria sino all'anno 2016, disponendo, al contempo, rilevanti modifiche nella struttura e nella gestione del meccanismo in precedenza in capo all'Autorità e ora invece assegnata al GSE.

Il decreto prevede altresì un meccanismo di incremento della quota relativa all'obbligo quantitativo nazionale. In particolare, a partire dal 2014, nel caso in cui l'effettivo risparmio energetico conseguito registri un ammontare in eccesso superiore al 5% degli obiettivi nazionali, l'obbligo relativo all'anno successivo verrà incrementato della parte eccedente il 5%.

I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di 5-8 anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico aggiuntivo conseguito, secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (E.S.Co.), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager*, ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, suddivisi tra le seguenti tipologie progressivamente previste dall'Autorità per tenere conto delle modifiche alla normativa di riferimento:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi diversi dai precedenti;
- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo n. 28/11, ovvero approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel

settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i TEE di tipo IV;

- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Nel 2014, in particolare, sono stati scambiati sul mercato organizzato 3.482.221 TEE, quantità di circa il 24% maggiore rispetto alla analoga registrata nel precedente anno solare; negli anni precedenti, si era rilevato un deciso incremento anche nel 2011, cui era seguito, nel 2012, un valore confrontabile con quello del 2013.

La liquidità del mercato organizzato è stata del 30%, in controtendenza rispetto a quanto avvenuto negli anni scorsi, dal momento che tale dato era aumentato dal 31% registrato nel 2011 al 34% dell'anno 2013. Rimangono del tutto trascurabili le emissioni di TEE corrispondenti a risparmi perseguiti nei settori dei trasporti e, di conseguenza, i relativi scambi, mentre aumenta il peso percentuale dei TEE di tipo II-CAR ottenuti sulla base del decreto interministeriale 5 settembre 2011.

Si rimanda a successive analisi dell'Autorità per considerazioni più approfondite relative alle scelte adottate dagli operatori in materia di scambi di TEE e al loro effetto nell'ambito delle nuove regole di determinazione del contributo tariffario, di competenza dell'Autorità e che, a partire dall'anno solare 2014, tengono conto anche dei prezzi di scambio riscontrati sul solo mercato organizzato. Il prezzo medio registrato per i TEE di tipo V è particolarmente basso a causa del fatto che una parte di essi, numericamente trascurabile ma rilevante in termini relativi, è stata scambiata a titolo gratuito.

TAV. 2.22

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2014
Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.113.668	114,21	2.068.804	105,17
II	1.804.929	113,15	4.535.021	99,86
III	438.991	113,59	553.879	101,62
II-CAR	124.181	116,00	1.110.887	110,39
V	452	107,94	237	44,69

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato finale della vendita

Il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali e dei rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas è illustrato nella tavola 2.23. Nel 2014 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela 136 soggetti, di cui 134 hanno risposto all'Indagine; le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 450: l'83% di queste ha risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 54 che hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. D'altro canto, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica, è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero, dati i vincoli all'ingresso di nuovi operatori esistenti nel mercato di salvaguardia e in quello di maggior tutela. Nel 2013 i soggetti operanti (cioè che hanno svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 136 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 386 nel libero.

Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2014 di 64 unità, tutte sul mercato libero, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri comparti. Ancora una volta, dunque, si registra un'espansione nel novero delle imprese di vendita, nonostante il restringimento del mercato perduri quasi ininterrottamente dal 2008.

La tavola 2.24 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2014 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*). La tavola è costruita 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 93% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2014¹⁸ (ma questa percentuale può cambiare, 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 annuale (provvisori per il 2014) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 247 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.24). Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 4,1% rispetto al 2013, mentre i consumatori sono saliti dello 0,5%.

Come lo scorso anno, nonostante il calo generalizzato delle vendite, principalmente causato dal persistere della crisi economica, il mercato libero ha "tenuto" meglio del mercato di maggior tutela e i consumi del settore domestico hanno subito un ulteriore calo, benché meno rilevante rispetto a quello degli usi produttivi.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 57,4 TWh contro i 59,5 TWh del 2013, registrando quindi una diminuzione del 3,6%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno circa 190 TWh in luogo dei precedenti 198 TWh – ha evidenziato una riduzione del 4,3% rispetto al 2013. Come in passato, la

TAV. 2.23

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2014

MERCATO	IMPRESE OPERANTI ^(A)	IMPRESE RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	136	134	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	450	375	54

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2013, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: Anagrafica operatori dell'Autorità e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.24

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		
	2013	2014	VAR. % 2014-2013	2013	2014	VAR. % 2014-2013
Mercato di maggior tutela	63.832	57.968	-9,2%	26.608	25.408	-4,5%
Domestico	42.657	38.624	-9,5%	22.204	21.202	-4,5%
Non domestico	21.176	19.343	-8,7%	4.404	4.206	-4,5%
Mercato di salvaguardia	4.407	3.253	-26,2%	93	75	-18,9%
Mercato libero	189.707	186.132	-1,9%	10.232	11.648	13,8%
Domestico	16.881	18.768	11,2%	7.105	8.398	18,2%
Non domestico	172.826	167.364	-3,2%	3.127	3.250	3,9%
MERCATO FINALE	257.947	247.352	-4,1%	36.932	37.131	0,5%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini di energia, sia in termini di clienti, a vantaggio del mercato libero.

In un mercato finale che complessivamente si restringe (-10,6 TWh rispetto al 2013), i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti quasi di 6 TWh (altri nove punti percentuali in meno rispetto al 2013), quelli della salvaguardia sono scesi di circa 1 TWh (-26,2%) e quelli del mercato libero di 3,6 TWh (-1,9%). Le ragioni della continua diminuzione dei consumi risiedono sicuramente nel persistere di una fase congiunturale rimasta negativa anche nel 2014, ma sono in parte da attribuire anche a politiche di risparmio energetico e a una maggiore efficienza della domanda.

Nel 2014 i dati evidenziano ancora un consistente spostamento dei consumatori domestici verso il mercato libero (il mercato tutelato ha perso un milione di punti di prelievo domestici rispetto al 2013, mentre il libero ne registra 1,4 milioni in più). In entrambi i mercati, tutelato e libero, si evidenzia un'ulteriore discesa di circa 100 kWh nei consumi medi unitari, rispetto al 2013. Come lo scorso anno, insomma, le famiglie - che appaiono sempre più attente alle questioni ambientali - cercano di ridurre la spesa energetica, in parte riducendo i consumi, ma in parte anche spostandosi nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli.

Nel 2014 anche il servizio di salvaguardia si è fortemente ristretto: l'energia venduta è diminuita del 26% (-1,2 TWh), mentre il numero di clienti serviti si è ridotto quasi del 19% (-17.500 punti di prelievo). Nel 2014, inoltre, sono cambiati i gestori del servizio: per il triennio 2014-2016 si sono aggiudicate il servizio di salvaguardia le società

Enel Energia ed Hera Comm (fino al 2013 il servizio era gestito da queste stesse imprese, più Exergia). La riduzione della platea servita e il conseguente ridimensionamento dei prelievi confermano che, dopo aver assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, il segmento della salvaguardia sta tornando su livelli più fisiologici. Anche se, come verrà meglio spiegato nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato), un'analisi più dettagliata dei dati a livello territoriale sembra avvalorare l'ipotesi che, prima di perdere i clienti che serviva in salvaguardia, il gestore uscente li abbia incoraggiati a passare al mercato libero, offrendo loro un prezzo più basso.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita nel 2014 sul mercato libero ha subito una contrazione del 3,6%, nonostante il ragguardevole aumento dei clienti serviti (+13,8%). La caduta dei volumi venduti sul mercato libero sarebbe stata molto maggiore se la crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico non avesse mitigato la riduzione di oltre 5 TWh dell'energia venduta ai clienti non domestici (-3,2%). Anche nel 2014, infatti, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 8,7% nella maggior tutela, 30,2% nella salvaguardia e -1,2% nel libero.

Complessivamente, quindi, nel 2014 il mercato tutelato ha acquisito il 23,4% di tutta l'energia venduta al mercato finale (24,7% nel 2013), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,3% (contro l'1,7% del 2013) e il mercato libero ne ha acquistato il 75,2% (contro il 73,5% del 2013). Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che nel 2014 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 45,2% dell'energia nel mercato

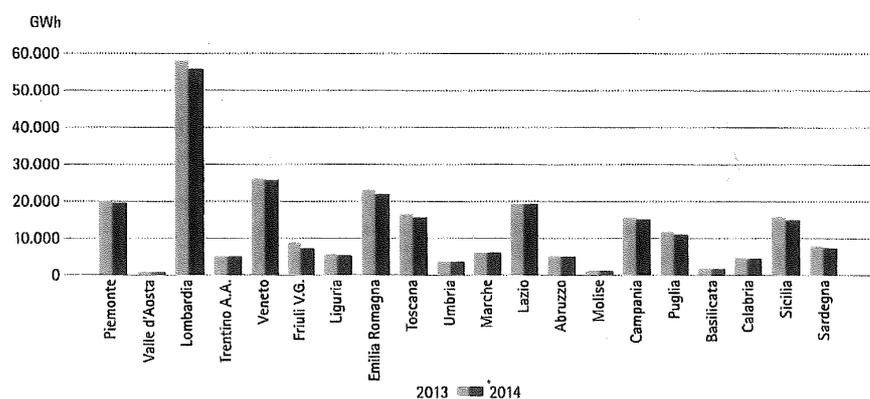
Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali dell'indagine esposti nella tavola i dati raccolti nell'indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola 2.24.

di maggior tutela, lo 0,9% tramite il servizio di salvaguardia e il 54,0% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (67,3%) 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 27,3% dell'energia sul mercato di maggior tutela, l'1,6% in salvaguardia e il 71,2% 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 (2,2%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,4%). Tuttavia, mentre la media tensione in salvaguardia è diminuita (nel 2013 la quota era del 2,9%), la quota di energia servita dalla salvaguardia ai clienti connessi in alta tensione è rimasta costante. Non è sostanzialmente mutata, nel 2014, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.13): la Lombardia è largamente la regione con i consumi più elevati, cui seguono – con valori

	2013				2014			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	57.968	1.109	69.296	128.373	57.968	1.109	69.296	128.373
Domestico	38.624		18.768	57.393	38.624	-	18.768	57.393
Non domestico	19.343	1.109	50.527	70.980	19.343	1.109	50.527	70.980
Media tensione	-	2.027	90.488	92.515	-	2.027	90.488	92.515
Alta/altissima tensione	-	117	26.348	26.465	-	117	26.348	26.465
TOTALE	57.968	3.253	186.132	247.352	57.968	3.253	186.132	247.352
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	26.608	83	10.127	36.818	25.408	68	11.548	37.024
Domestico	22.204	-	7.105	29.309	21.202	-	8.398	29.600
Non domestico	4.404	83	3.022	7.510	4.206	68	3.150	7.424
Media tensione	-	9,6	103	113	-	7,7	99	106
Alta/altissima tensione	-	0,0	1,0	1,1	-	0,03	1,0	1,0
TOTALE	26.608	93	10.232	36.932	25.408	75	11.648	37.131

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.25

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

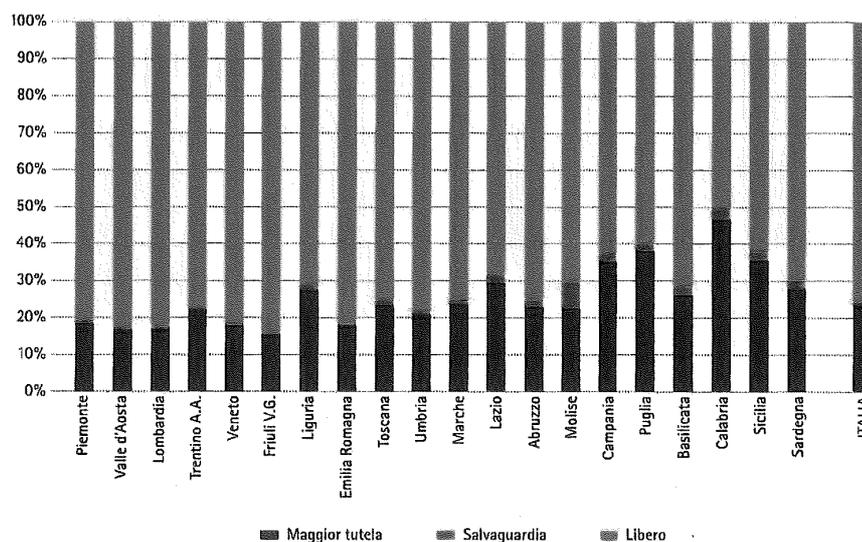
Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

FIG. 2.13

Vendite al mercato finale nel 2013 e nel 2014 per regione GWh

FIG. 2.14

Vendite al mercato finale
nel 2014 per regione e per
tipologia di mercato
Ripartizione percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

consistenti – il Veneto, l'Emilia Romagna, il Piemonte e il Lazio. I consumi più ridotti si osservano invece in Basilicata, Molise e Valle d'Aosta. Tutte le regioni mostrano tassi di variazione dell'energia venduta, rispetto al 2013, negativi, sebbene le riduzioni non siano tutte della medesima intensità. Particolarmente distanti dalla media nazionale risultano il Friuli Venezia Giulia e il Lazio: il primo evidenzia una caduta molto superiore alle altre regioni, il secondo, viceversa, molto inferiore. La percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali è, tuttavia, influenzata dai 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, anche in questo caso, si presenta sostanzialmente analoga a quella relativa al 2013: il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. Come l'anno scorso, il Friuli Venezia Giulia risulta al primo posto per ampiezza del mercato libero, seguito a brevissima distanza da Valle d'Aosta e Lombardia. Considerando i territori in cui la quota del mercato libero supera l'80%, la novità del 2014 è che alle tre regioni menzionate se ne sono aggiunte altre tre: Emilia Romagna, Veneto e Piemonte.

La regione Calabria è rimasta quella con la più bassa percentuale di apertura del mercato e l'unica nella quale la quota del mercato libero sulle vendite complessive è ancora appena del 50%. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Puglia (60% nel 2014, dal 59,2% dell'anno prima), Sicilia (62,1%, contro il 60,4% del 2013) e Campania (62,6%, contro il 60% del 2013).

Con l'eccezione delle prime cinque posizioni, la classifica (provvisoria) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2014 (Tav. 2.26) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

Nell'intero mercato della vendita finale, l'operatore dominante resta il gruppo Enel, sebbene la sua quota si vada (lentamente) assottigliando nel tempo: nel 2014 il peso è sceso al 34,1%, contro il 34,8% del 2013. La sua importanza, però, è alquanto differenziata nei vari segmenti del mercato finale. Nel settore domestico e nel non domestico allacciato in bassa tensione, infatti, il gruppo detiene una quota estremamente ampia e, soprattutto, assai lontana da quelle dei gruppi inseguitori; al contrario, nella vendita a clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore e, ovviamente, possiede quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

Nel 2014 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente risalito: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 66,6%

TAV. 2.26

Primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2014
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2013
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	42.765	29.458	8.597	3.426	84.247	1°
Edison	1.525	3.867	10.447	4.199	20.038	2°
Eni	3.043	2.418	3.444	1.053	9.958	3°
Accea	2.234	2.273	3.403	1.745	9.654	4°
Hera	890	2.895	4.499	297	8.582	5°
Gala	44	1.993	5.073	191	7.301	11°
Sorgenha	555	1.870	4.040	433	6.898	8°
E.On	162	1.426	3.598	1.084	6.269	9°
A2A	1.434	2.042	2.422	295	6.192	7°
Axpo Group	1	991	2.241	2.457	5.690	10°
Green Network Luce & Gas	56	552	2.227	1.851	4.685	6°
C.V.A.	128	1.656	2.660	1	4.445	13°
Iren	1.019	1.078	1.734	453	4.282	12°
Energetic Source	2	1.454	1.950	262	3.669	14°
Dolomiti Energia	511	1.183	1.572	168	3.434	17°
Repower AG	0	1.774	1.634	5	3.414	15°
Egea	32	402	2.623	307	3.366	16°
Metaenergia	14	364	2.619	100	3.097	20°
Gruppo Duferco	12	308	553	2.080	2.954	32°
GdF Suez	423	124	673	1.697	2.917	18°
Altri operatori	2.543	12.850	26.506	4.362	46.261	-
TOTALE OPERATORI	57.393	70.980	92.515	26.465	247.352	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

delle vendite complessive (la quota era del 66,1% nel 2013 e del 70% nel 2012). Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%. Metà del mercato (46,2%) è rifornito dai primi tre gruppi.

Nel 2014 il 74,5% dell'energia consumata dal settore domestico è stata venduta dal gruppo Enel (76,4% nel 2013); con una quota del 5,3%, il secondo gruppo è risultato Eni, che ha superato Acea, quest'anno scesa in terza posizione, nonostante la sua quota sia salita al 3,9% dal 3,7% dello scorso anno. Complessivamente, i primi cinque operatori (Edison e A2A insieme a quelli già citati) detengono l'88,9% del settore domestico (89,0% nel 2013).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 41,5%, rimane ben distanziata da quella del secondo gruppo (Edison con il 5,4%), ma certamente meno ampia rispetto a quella del segmento domestico. Seguono Hera, con il 4,1%, Eni, con il 3,4% e Acea

con il 3,2%. I primi tre gruppi occupano le stesse posizioni ottenute nella classifica del 2013, mentre in quarta posizione c'erano A2A e Sorgenha.

Nel 2014 il gruppo Edison ha consolidato la prima posizione, raggiunta l'anno precedente, nelle vendite ai clienti non domestici in media tensione; se nel 2013 il gruppo mostrava una quota appena superiore a quella di Enel (9,9% e 9,7% erano le rispettive porzioni), quest'anno la distanza tra i due gruppi è aumentata poiché Edison ha raggiunto l'11,3%, mentre Enel è scesa al 9,3%. Gala, Hera e Sorgenha sono i tre gruppi successivi nella classifica, con quote di almeno quattro punti percentuali inferiori ai primi tre.

Nel 2014 il gruppo Edison si è collocato al primo posto anche per le vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione, ai quali ha fornito il 15,9% dell'energia da essi acquisita. In questo caso Edison è seguita a breve distanza da Enel, Axpo Group e dal gruppo Duferco.

TAV. 2.27

Tassi di switching dei clienti finali nel 2013 e nel 2014

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2013		2014	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	9,7%	7,4%	10,3%	8,1%
Non domestico:	32,2%	15,3%	28,0%	15,8%
di cui:				
- bassa tensione	29,5%	15,1%	28,5%	15,6%
- media tensione	39,0%	27,5%	32,3%	28,7%
- alta e altissima tensione	21,1%	14,5%	17,1%	11,9%
TOTALE	27,2%	9,0%	24,2%	9,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

È passato invece in quinta posizione (7%) il gruppo Green Network Luce & Gas, che nel 2013 era in testa alla classifica dei venditori in tale segmento.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, lo *switching*¹⁸ complessivo nel mercato elettrico è rimasto consistente. Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti, cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2014. In termini di volumi essi corrispondono quasi a un quarto (24,2%) del totale dell'energia distribuita (Tav. 2.27). Come già era accaduto nel 2013, anche quest'anno lo *switching* risulta in aumento, se valutato in termini di punti di prelievo, e in diminuzione, se misurato in termini di volumi. Ciò probabilmente perché negli ultimi anni tra i clienti che cambiano fornitore sono sempre più numerosi quelli caratterizzati da bassi livelli di consumo. A ulteriore conferma si osservi anche la composizione del dato totale: i tassi di *switching* dell'utenza non domestica distinta per livello di tensione risultano maggiormente equilibrati che in passato, quando - storicamente - erano i volumi dei consumatori allacciati in media e soprattutto in alta o altissima tensione a registrare i tassi di *switching* più elevati, e dunque a spingere il valore complessivo verso l'alto. Inoltre, anche nel 2014 si continua a registrare una

sempre maggiore partecipazione del settore domestico, i cui tassi di *switching* aumentano di anno in anno.

Dopo il 7,4% registrato nel 2013, in effetti, la percentuale di clienti domestici che ha cambiato fornitore è salita all'8,1%, corrispondente a una quota di energia che ha superato il 10%. Tra i clienti non domestici, inoltre, quelli allacciati in bassa tensione (che per livello di consumo sono molto più simili ai domestici) hanno registrato tassi di *switching* superiori (in punti di prelievo e in volume) a quelli dei grandi consumatori allacciati in alta o altissima tensione. Ancora una volta, tuttavia, tra la clientela non domestica il segmento più dinamico è rimasto quello dei clienti connessi in media tensione: il 28,7% di loro (circa 31.000 punti di prelievo) ha cambiato fornitore nel 2014. La quota è però in lieve flessione rispetto al 2013.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹⁹ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno

¹⁸ I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- * il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- * lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- * lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

¹⁹ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2013	2014	VARIAZIONE	2013	2014	VARIAZIONE
Domestici	42.659	38.624	-9,5%	22.205	21.202	-4,5%
Residenti	37.837	34.202	-9,6%	17.295	16.438	-5,0%
Non residenti	4.821	4.422	-8,3%	4.910	4.764	-3,0%
Illuminazione pubblica	398	323	-18,9%	20	19	-3,7%
Altri usi	20.779	19.021	-8,5%	4.384	4.187	-4,5%
Fino a 16,5 kW	11.218	10.234	-8,8%	4.087	3.908	-4,4%
Oltre 16,5 kW	9.561	8.787	-8,1%	297	279	-6,3%
TOTALE	63.835	57.968	-9,2%	26.609	25.408	-4,5%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

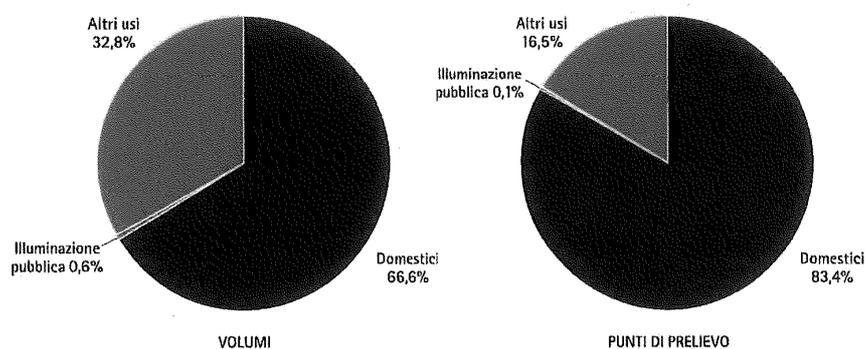


FIG. 2.15

Quote di consumo e clienti serviti in maggior tutela nel 2014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Dall'analisi dei primi risultati dell'Indagine annuale risulta che nel 2014 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 58 TWh a circa 25 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2013, i consumi sono scesi di circa 6 TWh (-9,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,5% (Tav. 2.28).

Come è accaduto nel 2013, le riduzioni nei volumi sono molto elevate in tutti gli usi: oltre nove punti percentuali in meno per i domestici (-9,5%), quasi altrettanti per gli altri usi (-8,5%), mentre la discesa dei consumi per illuminazione pubblica in termini percentuali è stata quasi del doppio (18,9%).

Il calo delle vendite ha lasciato praticamente immutate, rispetto al 2013, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (38,6 TWh) che, in termini di numerosità (21 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (sceso complessivamente a poco più di 25 milioni di punti di prelievo) (Fig. 2.15). L'88,6% del mercato domestico servito in maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, l'87,1% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 77,5% e al 92,9%.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 95,4% dei punti di prelievo (Tav. 2.29). Quasi

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela
per condizione economica
nel 2014

Volumi in GWh; numero dei punti di
prelievo in migliaia

	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Bioraria	115	0,2%	21	0,1%
Monoraria	1.895	3,3%	697	2,7%
Multioraria	18.408	31,8%	4.043	15,9%
Bioraria volontaria	896	1,5%	452	1,8%
Bioraria obbligatoria	36.654	63,2%	20.195	79,5%
TOTALE	57.968	100,0%	25.408	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela
per tipologia di cliente e
condizione economica nel
2014

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	29.801	51%	15.276	60%
Monoraria	615	1%	325	1%
Bioraria volontaria	632	1%	313	1%
Bioraria obbligatoria	28.554	49%	14.638	58%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.401	8%	1.162	5%
Monoraria	349	1%	85	0%
Bioraria volontaria	173	0%	47	0%
Bioraria obbligatoria	3.879	7%	1.030	4%
Domestici non residenti	4.422	8%	4.764	19%
Monoraria	110	0%	144	1%
Bioraria volontaria	91	0%	92	0%
Bioraria obbligatoria	4.221	7%	4.527	18%
Illuminazione pubblica	323	1%	19	0%
Monoraria	306	1%	16	0%
Multioraria	16	0%	3	0%
Altri usi fino a 16,5 kW	10.234	18%	3.908	15%
Monoraria	69	0%	20	0%
Bioraria	325	1%	119	0%
Multioraria	9.839	17%	3.770	15%
Altri usi oltre 16,5 kW	8.787	15%	279	1%
Monoraria	46	0%	1	0%
Bioraria	189	0%	7	0%
Multioraria	8.553	15%	271	1%
TOTALE	57.968	100%	25.408	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

tutti i clienti domestici (95,3%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato;

una quota molto modesta, pari al 2,2%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 2,5% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa

TAV. 2.31

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	29.801	77,2%	15.276	72,1%	1.951
0-1.000 kWh	1.595	4,1%	3.097	14,6%	515
1.000-1.800 kWh	6.079	15,7%	4.291	20,2%	1.417
1.800-2.500 kWh	7.753	20,1%	3.623	17,1%	2.140
2.500-3.500 kWh	8.565	22,2%	2.920	13,8%	2.933
3.500-5.000 kWh	4.659	12,1%	1.152	5,4%	4.044
5.000-15.000 kWh	1.131	2,9%	193	0,9%	5.877
> 15.000 kWh	19	0,0%	0	0,0%	38.315
Domestici residenti oltre 3 kW	4.401	11,4%	1.162	5,5%	3.788
0-1.000 kWh	35	0,1%	66	0,3%	521
1.000-1.800 kWh	154	0,4%	106	0,5%	1.453
1.800-2.500 kWh	345	0,9%	159	0,7%	2.171
2.500-3.500 kWh	836	2,2%	279	1,3%	2.998
3.500-5.000 kWh	1.285	3,3%	309	1,5%	4.162
5.000-15.000 kWh	1.596	4,1%	237	1,1%	6.738
> 15.000 kWh	151	0,4%	6	0,0%	23.686
Domestici non residenti	4.422	11,4%	4.764	22,5%	928
0-1.000 kWh	1.079	2,8%	3.363	15,9%	321
1.000-1.800 kWh	919	2,4%	682	3,2%	1.347
1.800-2.500 kWh	641	1,7%	303	1,4%	2.113
2.500-3.500 kWh	635	1,6%	217	1,0%	2.928
3.500-5.000 kWh	490	1,3%	120	0,6%	4.099
5.000-15.000 kWh	517	1,3%	73	0,3%	7.068
> 15.000 kWh	141	0,4%	5	0,0%	26.404
TOTALE DOMESTICI	38.624	100%	21.202	100%	1.822

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

biolaria obbligatoria è cresciuta dello 0,6% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con biolaria volontaria è salita dello 0,3% mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta di oltre un punto percentuale (nel 2013 era pari al 3,4%).

Anche nel 2014 il consumo medio del cliente domestico è ulteriormente diminuito, come da diversi anni a questa parte. Dai 2.014 kWh registrati nel 2012, è sceso a 1.921 kWh nel 2013, per arrivare a 1.822 kWh/anno (Tav. 2.31).

Considerando che il 72% dei punti di prelievo domestici serviti in maggior tutela ha un impianto di potenza fino a 3 kW, il consumo medio delle famiglie italiane è valutabile in 1.951 kWh/anno, un valore di circa 100 kWh inferiore a quello osservato nel 2013. Più elevato, pari a 3.788 kWh, ma sempre in discesa rispetto agli anni

scorsi, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno raggiungeva i 4.025 kWh; in lieve riduzione rispetto al 2013 anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2014 è sceso a 928 kWh contro i 982 kWh dell'anno precedente.

Si osserva, inoltre, che fatto 100 il numero dei punti di prelievo residenti con potenza fino a 3 kW, che come si è appena detto rappresentano la maggior parte (72%) dei clienti domestici serviti nel mercato tutelato, ben 72 appartengono alle prime tre classi di consumo: acquistano cioè al massimo 2.500 kWh/anno. Il 70% dei consumatori residenti con potenza superiore a 3 kW appartiene alle classi di consumo più elevate (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse tre classi rappresentano però il 3,9% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2014

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

TAV. 2.32

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2014

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	2.232	1.194	246	352	2.478	1.546
Valle d'Aosta	70	37	24	44	94	81
Lombardia	5.696	2.868	565	565	6.260	3.433
Trentino Alto Adige	628	313	72	102	701	415
Veneto	2.936	1.340	294	304	3.230	1.644
Friuli Venezia Giulia	762	390	71	92	833	482
Liguria	866	509	149	247	1.014	756
Emilia Romagna	2.358	1.149	278	302	2.635	1.451
Toscana	2.066	993	330	312	2.395	1.305
Umbria	453	213	58	58	511	272
Marche	841	414	96	123	937	537
Lazio	3.139	1.476	479	398	3.618	1.874
Abruzzo	692	361	103	173	795	535
Molise	163	94	23	43	186	137
Campania	3.148	1.407	335	273	3.483	1.681
Puglia	2.325	1.116	342	363	2.667	1.479
Basilicata	287	162	32	53	319	215
Calabria	1.206	573	202	274	1.408	847
Sicilia	3.092	1.345	525	496	3.617	1.841
Sardegna	1.243	482	199	190	1.442	672
ITALIA	34.202	16.438	4.422	4.764	38.624	21.202

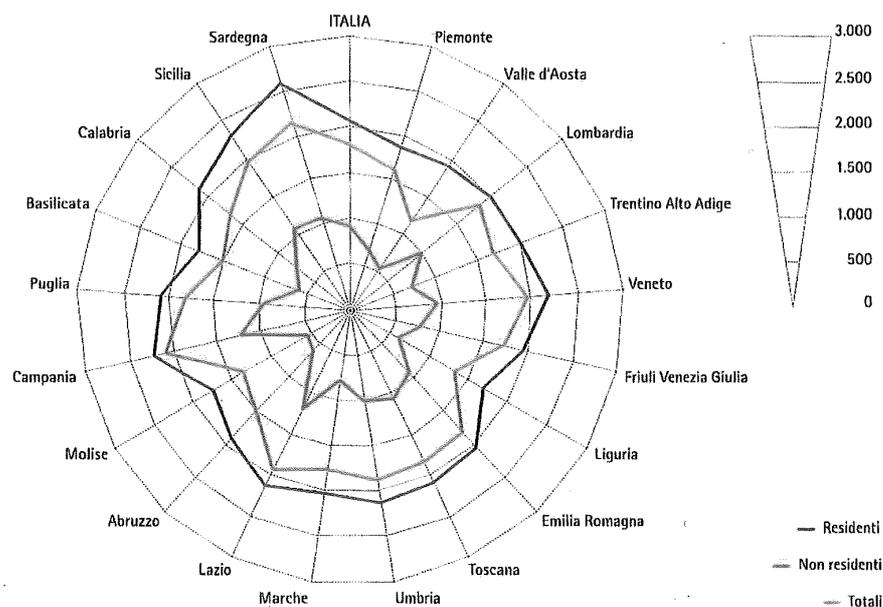
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

punti di prelievo non residenti (perlopiù seconde case), il 70,6% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'85% di tali clienti non superano i 1.800 kWh/anno.

La tavola 2.32 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 sensibilmente inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 16,2% dei punti di prelievo che acquista un'analoga quota dei volumi. Seguono per numerosità di punti di prelievo (ma le quote sono simili anche per i volumi di vendita): il Lazio e la Sicilia (entrambi quasi al 9%), la Campania (7,9%), il Veneto (7,8%), il Piemonte (7,3%). Nove regioni registrano una quota di punti di prelievo compresa tra il 2% e il 7%, mentre sono quattro le regioni la cui numerosità dei punti di prelievo è inferiore al 2% (i punti di prelievo di Molise e Valle d'Aosta sono meno dell'1% del totale). Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle varie regioni, si osserva che

Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria sono le regioni con la quota maggiore di punti di prelievo non residenti (intorno al 32% per tutte tranne che per la Valle d'Aosta, dove raggiunge il 54%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli Venezia Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è minima (16% nelle prime due e 19% nelle ultime due).

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, specie se si considerano quelli dei clienti domestici residenti (Fig. 2.16). I consumi dei residenti sono tendenzialmente maggiori al Sud, probabilmente spiegati da ragioni climatiche. Il consumo dei residenti più elevato si registra in Sardegna, che mostra un valore di quasi 500 kWh superiore alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 380 kWh in meno rispetto alla media nazionale. Altre regioni che mostrano valori abbastanza distanti dalla media nazionale sono – in positivo – la Sicilia (+218 kWh) e la Campania (+156 kWh), e – in negativo – il Molise (-347 kWh) e la Basilicata (-310 kWh).



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2014

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	1.074	555	1.936
0-1.000 kWh	61	208	291
1.000-1.800 kWh	134	98	1.367
1.800-2.500 kWh	170	81	2.111
2.500-3.500 kWh	227	77	2.941
3.500-5.000 kWh	228	55	4.135
5.000-15.000 kWh	231	35	6.593
> 15.000 kWh	24	1	27.343
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	37.550	20.647	1.819
0-1.000 kWh	2.648	6.319	419
1.000-1.800 kWh	7.018	4.981	1.409
1.800-2.500 kWh	8.568	4.004	2.140
2.500-3.500 kWh	9.808	3.339	2.938
3.500-5.000 kWh	6.206	1.525	4.069
5.000-15.000 kWh	3.015	468	6.446
> 15.000 kWh	288	11	25.322
TOTALE	38.624	21.202	1.822

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2014

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario rivela che non risultano fortemente differenziati, con l'eccezione della classe più bassa (Tav. 2.33). Infatti, escludendo la prima classe, per la quale i clienti con

condizione bioraria acquistano in media il 44% in più di quelli con tariffa monoraria, i consumi dei clienti a condizione bioraria – sia essa volontaria o obbligatoria – risultano sempre superiori (anche se in misura modesta e via via più ridotta all'aumentare del consumo

TAV. 2.34

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2014

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
Altri usi fino a 16,5 kW	10.234	53,8%	4.087	93,6%	2.618
< 5 MWh	3.766	19,8%	3.351	76,8%	1.124
5-10 MWh	2.264	11,9%	326	7,5%	6.936
10-15 MWh	1.335	7,0%	110	2,5%	12.115
15-20 MWh	912	4,8%	53	1,2%	17.178
20-50 MWh	1.773	9,3%	64	1,5%	27.580
50-100 MWh	166	0,9%	3	0,1%	59.745
100-500 MWh	11	0,1%	0	0,0%	158.574
500-2.000 MWh	6	0,0%	0	0,0%	949.676
2.000-20.000 MWh	0,3	0,0%	0	0,0%	3.882.600
20.000-50.000 MWh	-	-	-	-	-
Altri usi oltre 16,5 kW	8.787	46,2%	279	6,4%	32.160
< 5 MWh	112	0,6%	52	1,2%	2.140
5-10 MWh	273	1,4%	36	0,8%	7.507
10-15 MWh	370	1,9%	30	0,7%	12.508
15-20 MWh	439	2,3%	25	0,6%	17.496
20-50 MWh	2.753	14,5%	85	1,9%	32.380
50-100 MWh	2.445	12,9%	36	0,8%	68.323
100-500 MWh	2.276	12,0%	14	0,3%	160.345
500-2.000 MWh	111	0,6%	0	0,0%	690.614
2.000-20.000 MWh	7	0,0%	0	0,0%	2.456.702
20.000-50.000 MWh	0	0,0%	0	0,0%	22.992.091
TOTALE ALTRI USI	19.021	100,00%	4.366	100,00%	31.532

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

annuo) a quelli dei clienti monorari, sino alla soglia dei 2.500 kWh annui. Quando l'uso dell'energia elettrica diviene più intenso, e cioè nelle ultime tre classi, i clienti con condizione bioraria mostrano, invece, consumi medi mano a mano sempre più bassi di quelli dei clienti con condizione monoraria. Ciò è coerente con l'ipotesi di una maggiore attenzione verso i consumi elevati da parte dei clienti con condizione bioraria.

La tavola 2.34 propone la ripartizione dei volumi (19 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,4 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo (che non includono l'illuminazione pubblica) serviti nel mercato della maggior tutela.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 93,6% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e assorbono il 54% dei consumi. Come nel 2013, circa un quinto (19,8%) dell'energia per altri usi è stato venduto ai clienti della

prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono il 77% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 e 10 MWh, comprende un altro 7,5% dei punti di prelievo non domestici e assorbe il 12% dell'elettricità venduta per altri usi. In pratica, l'84% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi mostra consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW rappresentano solo il 6,4% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela, ma assorbono il 46% delle vendite totali. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.35. Anche in questo caso la Lombardia risulta la

TAV. 2.35

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2014

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	637	262	514	20	1.150	282
Valle d'Aosta	30	14	21	1	51	15
Lombardia	1.382	477	1.756	53	3.138	530
Trentino Alto Adige	223	76	210	8	433	84
Veneto	704	265	759	24	1.462	289
Friuli Venezia Giulia	153	62	144	5	297	67
Liguria	282	128	168	6	450	133
Emilia Romagna	685	282	657	23	1.342	304
Toscana	640	267	599	20	1.239	287
Umbria	125	54	109	4	233	58
Marche	231	106	240	8	471	113
Lazio	1.136	375	853	23	1.989	398
Abruzzo	203	148	157	6	361	154
Molise	50	21	29	1	79	22
Campania	1.130	353	652	17	1.783	370
Puglia	831	339	668	23	1.498	362
Basilicata	85	46	62	2	147	48
Calabria	383	148	263	8	646	156
Sicilia	986	361	693	20	1.679	381
Sardegna	337	124	234	8	570	132
ITALIA	10.234	3.908	8.787	279	19.021	4.187

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

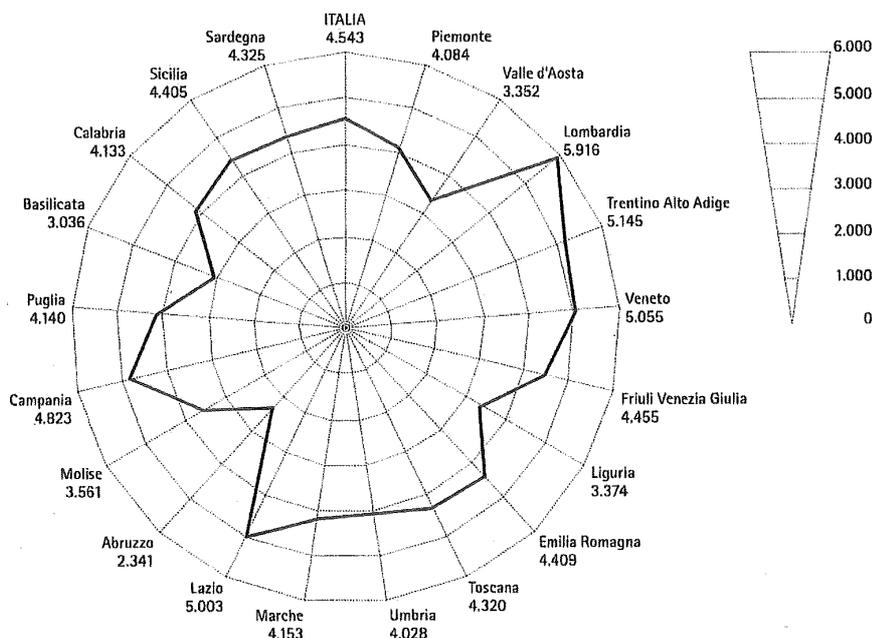
regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,7%), sia di volumi acquistati (16,5%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia, Campania e Puglia, che contano ciascuno intorno al 9% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo, sia di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Emilia Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote uniformi di punti di prelievo (le cinque regioni insieme raggiungono il 27,8% del totale nazionale) e di volumi acquisiti (complessivamente il 27,3% del totale). Anche per gli altri usi si osservano complessivamente valori di consumo medio regionali non troppo dissimili intorno alla media nazionale, nel 2014 scesa a 4.543 kWh dai 4.740 kWh del 2013. Fanno eccezione per i valori elevati: Lombardia, Trentino Alto Adige e Veneto (i cui valori di consumo medio risultano maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.373, 602 e 512 kWh). Al contrario, i valori più bassi si osservano in Abruzzo, Basilicata, Liguria e Valle d'Aosta, dove il dato di consumo medio è molto inferiore al valore

nazionale (rispettivamente di 2.202, 1.507, 1.191 e 1.169 kWh), come si può osservare nella figura 2.17. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso se calcolato tra le due tipologie di clienti: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.618 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 31.532 kWh (Tav. 2.34). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Da sottolineare è anche che la condizione economica assolutamente prevalente tra gli altri usi è la multioraria: essa è infatti applicata al 95,6% dei punti di prelievo e al 96,7% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che appartiene al 3% dei punti di prelievo (2,7% dei volumi). Residuali, invece, sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,5% dei clienti, ovvero lo 0,6% dell'energia acquistata in questa tipologia contrattuale.

FIG. 2.17

Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2014



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.36

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2014
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	15	4,6%	10	49,2%	1.564
5-10 MWh	20	6,1%	3	13,9%	7.260
10-15 MWh	19	6,0%	2	8,0%	12.386
15-20 MWh	19	6,0%	1	5,7%	17.459
20-50 MWh	93	28,7%	3	15,0%	31.806
50-100 MWh	79	24,6%	1	5,8%	69.771
100-500 MWh	69	21,5%	0	2,3%	153.013
500-2.000 MWh	7	2,2%	0	0,0%	837.771
2.000-20.000.000 MWh	1	0,3%	0	0,0%	2.029.519
TOTALE	323	100,0%	19	100,0%	16.578

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.36, infine, illustra la ripartizione dei volumi (322,5 GWh) e dei punti di prelievo (circa 20.000) relativi agli usi dell'energia elettrica per illuminazione pubblica. Poco meno dei due terzi dei punti di prelievo (63,1%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono il 10,7% dei volumi complessivamente venduti: I tre quarti (74,8%) dell'energia venduta per l'illuminazione pubblica, tuttavia, sono acquistati dai punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500

MWh, che insieme rappresentano il 23,1% di tutti i clienti dell'illuminazione pubblica. I consumi medi delle diverse classi sono, naturalmente, molto differenziati. Complessivamente, comunque, il consumo medio unitario per uso di illuminazione pubblica risulta pari a 16.578 kWh, un valore del 15,8% inferiore a quanto osservato nel 2013.

Nella figura 2.18 si vede la ripartizione per regioni dell'energia acquistata tramite il servizio di maggior tutela per l'illuminazione pubblica

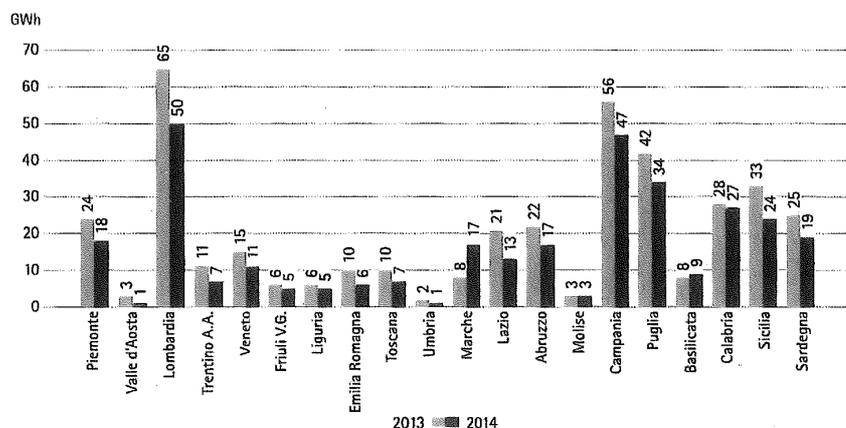


FIG. 2.18

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione nel 2014
GWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

RAGIONE SOCIALE	2013	QUOTA	2014	QUOTA
Enel Servizio Elettrico	54.697	85,7%	49.482	85,4%
Acea Energia	2.757	4,3%	2.878	5,0%
A2A Energia	2.338	3,7%	2.084	3,6%
Iren Mercato	850	1,3%	715	1,2%
Trenta	443	0,7%	417	0,7%
Hera Comm	475	0,7%	364	0,6%
AcegasAps Service	242	0,4%	223	0,4%
Azienda Energetica Trading - Etschwerke Trading	326	0,5%	301	0,5%
Agsm Energia	169	0,3%	143	0,2%
C.V.A. Trading ^(A)	147	0,2%	141	0,2%
A.I.M. Energy	141	0,2%	120	0,2%
Amet	92	0,1%	77	0,1%
A.E.M. Gestioni	80	0,1%	65	0,1%
Asm Vendita e Servizi	58	0,1%	55	0,1%
Gelsia	56	0,1%	51	0,1%
Altri esercenti	961	1,5%	852	1,5%
TOTALE	63.832	100,0%	57.968	100,0%

(A) Nel 2013 valori relativi a Vallenergie, incorporata in seguito da C.V.A. Trading.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.37

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2014 (e loro volumi di vendita nel 2013)
Volumi in GWh

nel 2013 e nel 2014. Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente per ampiezza della superficie.

I volumi maggiori si osservano, ancora una volta, in Lombardia (50 GWh), seguita dalla Campania (47 GWh) e dalla Puglia (34 GWh). I consumi, in effetti, mostrano un generale trend decrescente, con l'eccezione delle Marche.

Esattamente come nel 2013, nel 2014 hanno operato nel mercato della maggior tutela 136 esercenti (imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di energia elettrica a clienti tutelati). Di questi hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 134 imprese.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2013. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,4%, tre decimi di punto percentuale inferiore a quella dell'anno precedente; seguono Acea Energia (5%), A2A Energia (3,6%) e Iren Mercato (1,2%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli operatori che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,5% del mercato di maggior tutela, lo stesso valore che avevano l'anno prima (Tav. 2.37).

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2014 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- come si è anticipato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, dall'inizio del 2014 Energie Offida ha ceduto l'attività a Marche Energie, una *joint venture* appositamente costituita che è al 70% di Estra Energie e al 30% di Odoardo Zecca, mentre ASPM Soresina Servizi ha incorporato Soresina Reti e Impianti;
- sempre a inizio anno, Enel Servizio Elettrico ha acquisito da Iren Mercato l'attività di vendita a clienti tutelati relativa a 24 comuni della provincia di Torino; dall'Azienda Elettrica Comunale - Vipiteno quella relativa alla frazione S. Giacomo Val di Vizze del comune di Vipiteno;
- a fine aprile, nel capitale sociale di Prometeo, esercente il servizio di vendita di maggior tutela nelle Marche, è entrata Edma; Prometeo è dunque entrata a far parte del gruppo Edma, Energia del Medio Adriatico, la *holding* con sede ad Ancona, costituita dalla *utility* marchigiana Multiservizi e dalla toscana Estra;
- infine, nel mese di settembre, il Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce - STN Val di Sole è subentrato alle attività del Consorzio per i Servizi Territoriali del Noce.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2014 il mercato libero dell'energia elettrica si è nuovamente allargato in termini di clienti e di numero di operatori presenti, nonostante la contemporanea flessione nelle quantità vendute (Tav. 2.38). Secondo quanto è emerso dall'indagine annuale sui settori regolati (i cui risultati sul 2014, è bene ribadirlo, sono ancora preliminari), l'anno scorso il numero di venditori attivi è salito di 46 unità, ma l'elettricità venduta è diminuita di 3,6 TWh. Perciò il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato si è abbassato del 16%,

collocandosi a 580 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, pari al 43% di quello del 2007, anno di completa apertura del mercato.

Come sempre l'incremento delle imprese di vendita è avvenuto nelle classi di operatori più piccole. Infatti, i venditori con volume complessivo compreso tra 0,1 e 1 TWh sono passati da 60 a 64 unità, ma soprattutto quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh sono cresciuti da 182 a 225. Tra i grandi è da sottolineare il rientro di Eni nella seconda classe (nel 2013 era salita nella prima), per questo il numero di venditori oltre 10 TWh è diminuito di un'unità. Poiché anche dalla seconda classe è uscito un operatore (Green Network Luce & Gas, quest'anno scivolato nella terza), il numero di soggetti inclusi nella classe di imprese con vendite comprese tra 5 e 10 TWh è rimasto invariato a sette.

La riduzione delle vendite sul mercato libero registrata nel 2014 è stata interamente persa dagli operatori più grandi, le cui vendite sono diminuite di 9,2 TWh rispetto al 2013 (-14,6%). Il loro ridimensionamento dei maggiori venditori è stato parzialmente recuperato da tutte le altre classi di venditori, benché il vantaggio sia andato principalmente agli operatori medio-grandi, quelli cioè appartenenti alla seconda classe, che hanno venduto 3,4 TWh in più rispetto al 2013, e dei medi (inclusi cioè nella terza classe), le cui vendite sono aumentate di 2 TWh rispetto al 2013. Un modesto incremento (+0,2 TWh) si è avuto anche nell'ultima classe, quella dei piccolissimi. In pratica, come già era accaduto nel 2013, l'unica classe che non è cresciuta è quella dei venditori medio-piccoli (con vendite comprese tra 0,1 e 1 TWh) che ha mantenuto stabili le proprie vendite.

I risultati dello spostamento dei volumi dalla prima classe di operatori alle altre e dell'affacciarsi di un sempre maggior numero di venditori nelle classi più piccole sono stati, ovviamente, un notevole aumento (+28%) nel volume medio unitario di vendita dei più grandi e - all'opposto - una sua netta riduzione (-14%) per i piccolissimi.

Le prime tre classi di operatori (ovvero i primi 32 operatori, corrispondenti al 10% dei principali venditori attivi) hanno coperto l'86,3% delle vendite complessive del 2014; le stesse cifre, calcolate nel 2013, erano, rispettivamente, pari a 12% e a 86,6%; in pratica lo stesso livello di consumi è oggi soddisfatto da una porzione lievemente più piccola di imprese. Inoltre, poiché la fetta di mercato soddisfatta dagli operatori di più piccole dimensioni non aumenta di anno in anno in proporzione al numero di soggetti che entra nel mercato, il risultato è un continuo assottigliarsi dei volumi da questi gestiti.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Numero di esercenti maggior tutela	151	147	149	137	136	136	136
Numero di venditori attivi	149	177	193	196	230	275	321
Oltre 10 TWh	3	2	4	3	2	3	2
5-10 TWh	5	6	4	9	8	7	7
1-5 TWh	24	22	20	19	23	23	23
0,1-1 TWh	41	53	65	63	56	60	64
Fino a 0,1 TWh	76	94	100	102	141	182	225
Volume venduto (TWh) ^(A)	188,8	181,0	182,8	196,1	189,5	189,7	186,1
Oltre 10 TWh	77,8	68,3	77,9	70,9	55,4	62,6	53,4
5-10 TWh	37,5	44,5	31,5	63,0	59,5	45,0	48,4
1-5 TWh	56,0	46,3	44,5	34,4	50,0	56,7	58,7
0,1-1 TWh	15,8	19,5	26,9	25,7	21,8	22,2	22,2
fino a 0,1 TWh	1,8	2,3	2,0	2,0	2,8	3,1	3,3
Volume medio unitario (GWh)	1.267	1.022	947	1.000	824	690	580
Oltre 10 TWh	25.920	34.165	19.474	23.643	27.694	20.853	26.700
5-10 TWh	7.491	7.415	7.878	7.002	7.439	6.434	6.918
1-5 TWh	2.334	2.105	2.227	1.811	2.174	2.467	2.553
0,1-1 TWh	385	369	414	408	389	371	348
fino a 0,1 TWh	24	24	20	20	20	17	15

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna, comunque non inferiore all'89% negli anni 2008-2010.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2013	2014	VARIAZIONE	2013	2014	VARIAZIONE
Bassa tensione	68.037	69.296	1,9%	10.127	11.548	14,0%
Domestico	16.881	18.768	11,2%	7.105	8.398	18,2%
Illuminazione pubblica	4.857	4.877	0,4%	218	224	3,0%
Altri usi	46.299	45.651	-1,4%	2.805	2.926	4,3%
Media tensione	91.587	90.488	-1,2%	103	99	-4,4%
Illuminazione pubblica	339	373	10,0%	0,90	1,00	10,7%
Altri usi	91.248	90.115	-1,2%	102	98	-4,5%
Alta e altissima tensione	30.084	26.348	-12,4%	1,04	0,97	-6,9%
Altri usi	30.084	26.348	-12,4%	1,04	0,97	-6,9%
TOTALE	189.707	186.132	-1,9%	10.232	11.648	13,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.39, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente e per tensione; i clienti serviti nel mercato libero sono perlopiù cresciuti, con tassi di variazione in alcuni casi molto

elevati. Spicca, in particolare, il settore domestico, nel quale i punti di prelievo sono saliti del 18,2% rispetto al 2013, dato che risulta ancor più notevole se si considera che segue il +22,5% registrato

TAV. 2.38

Attività dei venditori nel periodo 2008-2014 per classe di vendita

TAV. 2.39

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.40

Mercato libero domestico nel 2014 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	749	4,0%	1.508	18,0%	497
1.000-1.800 kWh	2.824	15,0%	1.992	23,7%	1.418
1.800-2.500 kWh	3.986	21,2%	1.860	22,2%	2.143
2.500-3.500 kWh	5.325	28,4%	1.812	21,6%	2.938
3.500-5.000 kWh	3.704	19,7%	910	10,8%	4.069
5.000-15.000 kWh	1.999	10,7%	308	3,7%	6.488
> 15.000 kWh	182	1,0%	7	0,1%	24.899
TOTALE DOMESTICI	18.768	100,0%	8.398	100,0%	2.235
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	119	4,2%	254	18,9%	469
1.000-1.800 kWh	498	17,4%	353	26,3%	1.412
1.800-2.500 kWh	657	22,9%	307	22,9%	2.138
2.500-3.500 kWh	768	26,8%	262	19,5%	2.931
3.500-5.000 kWh	498	17,4%	122	9,1%	4.063
5.000-15.000 kWh	290	10,1%	44	3,2%	6.643
> 15.000 kWh	38	1,3%	1	0,1%	25.919
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.868	100,0%	1.344	100,0%	2.134

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

nel 2013. Ma anche l'illuminazione pubblica evidenzia una crescita del 3,1% nei punti di prelievo serviti (crescita che è ancora maggiore, pari al 10,7%, se valutata tenendo conto solo della media tensione). I punti di prelievo della categoria "altri usi", invece, crescono solo in bassa tensione, mentre registrano un calo nella media tensione e più ancora nell'alta/altissima tensione.

Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita: in questo caso si evidenziano tassi di variazione molto positivi solo per i clienti domestici, verso i quali le vendite sono salite dell'11,2%, ovvero di quasi 2 TWh, e per l'illuminazione pubblica allacciata in media tensione. I maggiori quantitativi di energia venduti a questi clienti, tuttavia, non sono bastati a compensare la contrazione di 5,5 TWh registrata nei consumi degli altri usi (-3,3%).

Da un punto di vista relativo si osserva che il 37,2% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 35,9% nel 2013), il 48,6% dalla media tensione (era il 48,3% nel 2013) e il 14,2% dall'alta e altissima tensione (era il 15,9% nel 2013). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2013 era dell'88,4% sull'intero mercato libero, è scesa all'87,1% in termini di energia e al 26% in termini di punti di prelievo (era al 28,4% nel 2013).

Tra i 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 23,7% dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive 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 28,4% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'85% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.40). In ogni classe i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.31).

Nel 2014 il 16% dei clienti domestici, circa 1,3 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. La quota di clienti domestici con questo tipo di contratto è salita di un punto percentuale rispetto a quella registrata nel 2013. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 2,9 TWh, oltre il 15% di tutta l'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Anche questi clienti mostrano consumi medi simili a quelli generali.

La disaggregazione, disponibile anche per il mercato libero, dei clienti per tariffa applicata (Tav. 2.41) mostra una preferenza per la modalità contrattuale bioraria, che è stata scelta in oltre la metà (55%) dei casi. Il 36,8% dei clienti ha scelto la modalità monoraria e solo il 9% quella multioraria.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	10.440	35,3%	4.653	35,7%
Bioraria	6.632	55,6%	2.997	55,4%
Multioraria	1.696	9,0%	748	8,9%
TOTALE DOMESTICI	18.768	100,0%	8.398	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	2.910	1,7%	1.783	1.632
5-10 MWh	BT	3.058	1,8%	429	7.124
10-15 MWh	BT	2.655	1,6%	216	12.270
15-20 MWh	BT	2.436	1,5%	140	17.362
< 10 MWh	MT	41	0,0%	10	4.339
10-20 MWh	MT	83	0,0%	6	14.391
< 20 MWh	AT e AAT	0,4	0,0%	0,1	5.055
20-50 MWh	Tutti	11.587	6,9%	370	31.314
50-100 MWh	Tutti	9.492	5,7%	138	68.877
100-500 MWh	Tutti	24.726	14,8%	118	209.731
500-2.000 MWh	Tutti	27.558	16,5%	29	939.974
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.642	29,1%	10	4.998.282
20.000-50.000 MWh	Tutti	13.485	8,1%	0,45	29.706.419
50.000-70.000 MWh	Tutti	2.859	1,7%	0,05	59.153.515
70.000-150.000 MWh	Tutti	5.969	3,6%	0,06	94.178.980
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	11.860	7,1%	0,04	302.890.785
TOTALE NON DOMESTICI		167.364	100,0%	3.250	51.499

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	50.527	1.226	3.150	75
MT	90.488	527	99	1
AT e AAT	26.348	36	1	0,02
TOTALE NON DOMESTICI	167.364	1.789	3.250	76

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo elevate: metà dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico viene venduta a clienti con consumi superiori a 2.000 MWh/anno. Il 55% dei clienti, tuttavia, risulta consumare meno di 5 MWh

all'anno (Tav. 2.42). Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 76.000 sugli oltre 3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è circa pari a 1,8 TWh sui 167 complessivi (Tav. 2.43).

TAV. 2.41

Mercato libero domestico nel 2014 per condizione contrattuale applicata
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.42

Mercato libero non domestico nel 2014 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.43

Mercato libero non domestico nel 2014 per livello di tensione
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.44

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 servizi

REGIONE	NUMERO OPERATORI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	167	32,1	47,8
Valle d'Aosta	66	81,0	66,4
Lombardia	208	31,8	66,1
Trentino Alto Adige	129	71,7	71,0
Veneto	174	35,4	53,5
Friuli Venezia Giulia	128	43,1	52,8
Liguria	143	40,2	56,2
Emilia Romagna	169	41,3	70,2
Toscana	163	39,8	66,9
Marche	117	45,3	68,4
Umbria	137	38,3	64,3
Lazio	169	47,9	55,5
Abruzzo	138	39,8	78,4
Molise	99	48,9	64,3
Campania	162	49,5	67,2
Puglia	158	51,6	72,0
Basilicata	100	58,4	85,4
Calabria	117	58,7	86,5
Sicilia	129	48,3	81,8
Sardegna	124	62,2	72,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.44. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori (calcolata per i singoli esercenti e non per i gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi servizi. Come in passato, anche nel 2014 le regioni 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 33% delle vendite complessive regionali. In Piemonte, inoltre, i primi tre operatori risultano servire la più bassa quota di clienti. Viceversa, Sardegna, Calabria e Basilicata sono 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 soprattutto di clienti serviti.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.45.

Anche nel 2014 il gruppo Enel mantiene la prima posizione, sebbene con una quota assai meno rilevante che nel mercato tutelato: qui, infatti, evidenzia una quota del 17,9%, sette punti superiore a quella del gruppo Edison. La distanza rispetto al secondo gruppo si è ulteriormente accorciata rispetto al 2013, considerando che la quota di Enel è cresciuta meno di quanto non sia accaduto a quella di Edison (quest'anno al 10,8% contro il 9,9% dell'anno precedente). Al contrario, il gruppo Eni mantiene la terza posizione, sebbene evidenzi una percentuale in lieve riduzione rispetto a quella del 2013 (5,3% al posto di 5,5%). Uno scambio di posizioni è avvenuto tra i gruppi Gala e Green Network Luce & Gas: il primo gruppo è infatti passato al quarto posto dal decimo che occupava nel 2013. L'opposto è accaduto a Green Network Luce & Gas. Avvicinamenti meno importanti si sono avuti nelle posizioni più basse della classifica, se si eccettua quella del Gruppo Duferco che, rispetto al 2013,

TAV. 2.45Primi venti gruppi di vendita
al mercato libero nel 2014

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %	POSIZIONE NEL 2013
Enel	33.383	17,9%	1°
Edison	20.038	10,8%	2°
Eni	9.917	5,3%	3°
Gala	7.301	3,9%	10°
Sorgenia	6.898	3,7%	6°
Acea	6.776	3,6%	5°
Hera	6.347	3,4%	7°
E.On	6.269	3,4%	8°
Axpo Group	5.690	3,1%	9°
Green Network Luce & Gas	4.685	2,5%	4°
C.V.A.	4.304	2,3%	12°
A2A	4.109	2,2%	11°
Energetic Source	3.669	2,0%	13°
Iren	3.568	1,9%	14°
Repower AG	3.414	1,8%	15°
Egea	3.366	1,8%	16°
Metaenergia	3.097	1,7%	19°
Dolomiti Energia	3.016	1,6%	18°
Gruppo Dufenco	2.954	1,6%	32°
GdF Suez	2.878	1,5%	17°
Altri operatori	44.454	23,9%	—
TOTALE VENDITORI MERCATO LIBERO	186.132	100%	—

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

ha più che raddoppiato le proprie vendite, specialmente al settore non domestico, e ha quindi guadagnato moltissime posizioni.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è lievemente risalito: la quota dei primi tre gruppi è passata dal 33% al 34%; quella dei primi dieci è salita al 57,6% dal 56,8% del 2013.

Quasi la metà, il 48,9% per la precisione, dei 321 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 46 imprese, pari al 14,3%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 118 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

Molte sono state le operazioni societarie che hanno interessato nel 2014 gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che 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).

Tra le incorporazioni sono da ricordare:

- Acea Energia ha incorporato Acea Energia Holding a partire da gennaio;
- Asa Trade, dopo aver ceduto in affitto a Eni il ramo d'azienda relativo alla vendita elettrica nel mese di luglio, a fine anno è stata incorporata in Eni;
- Energrid nel mese di luglio ha incorporato Energia 2.0;
- Sinergas nel mese di dicembre ha incorporato Sorgea Energia;
- Edlo Energy, a partire da gennaio 2015, ha incorporato Orobie Gas & Power e Lion Energy.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica, realizzate nel corso del 2014, sono da annoverare:

TAV. 2.46

Ripartizione delle imprese che vendono energia elettrica per classi di addetti

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	42,3%	-	37,8%
1	17,8%	0,6	1,2%
2-9	25,8%	4,4	7,2%
10-19	4,3%	13,2	4,2%
20-49	4,3%	35,3	9,1%
50-250	5,5%	86,6	40,5%
TOTALE	100,0%	8,1	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

- in novembre Gascom ha ceduto l'attività a SGP Trading; quest'ultima a metà dicembre ha assunto il nuovo nome di Europe Energy Gas & Power;
- nel mese di dicembre Energia Pulita ha acquisito l'attività da Che Bolletta.

Si sono estinte per liquidazione, inoltre, le imprese: Energia Lucana (gennaio), Limpida Energia (ottobre) ed Energia Green Power (novembre). Infine:

- 26 imprese, perlopiù provenienti dal settore del gas naturale, ma anche consorzi e società di altro tipo, hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero in corso d'anno. Tra queste: Versalis, società del gruppo Eni, Api Nòva Energia, CURA Gas & Power, Amgas Blu, Europagas, Madogas Natural Energy, Metano Nord, Milano Gas e Luce, Cogas Più, solo per citarne alcune;
- cinque imprese hanno cambiato il gruppo societario: Prometeo è passata nel gruppo Edma, Veritas Energia è passata nel gruppo Ascopiave, Acam Clienti è entrata nel gruppo Eni, Amga Energia & Servizi è passata nel gruppo Hera;
- 12 imprese hanno cambiato natura giuridica, divenendo in dieci casi società per azioni;
- 13 imprese hanno cambiato ragione sociale.

La dimensione media delle imprese che effettuano la vendita di energia elettrica all'ingrosso o a clienti finali è piuttosto piccola e risulta diminuita rispetto all'anno precedente. In media le imprese di

vendita sul mercato libero operano con 8,1 addetti (Tav. 2.46). L'86% circa dei venditori²¹ opera con meno di dieci addetti, ma vende il 46% dell'energia complessiva. Il restante 54% dei volumi venduti sul mercato libero è fornito dal 14,1% dei soggetti che opera con un numero di addetti compreso tra dieci e 250.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta²², che ottengono il diritto a esercitare il servizio per tre anni consecutivi. Nel novembre 2013 si è tenuta la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia dal 2014 al 2016. Le imprese che si sono aggiudicate il diritto sono due:

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;
- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

Anche nel 2014, come già accadde nel 2013, il regime di salvaguardia si è ristretto: lo scorso anno, infatti, su questo mercato sono stati

²¹ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2013 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 163 società.

²² Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

TAV. 2.47

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2014

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2013	2014	VARIAZIONE	2013	2014	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	381	262	-31,2%	15,4	11,0	-28,5%
Altri usi	1.209	847	-29,9%	67,7	56,6	-16,5%
TOTALE BT	1.590	1.109	-30,2%	83,1	67,6	-18,7%
Illuminazione pubblica	35	22	-38,0%	0,1	0,1	-25,8%
Altri usi	2.667	2.005	-24,8%	9,5	7,6	-20,4%
TOTALE MT	2.702	2.027	-25,0%	9,6	7,7	-20,5%
Altri usi	116	117	0,3%	0,0	0,0	-37,7%
TOTALE AT	116	117	0,3%	0,0	0,0	-37,7%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.407	3.253	-26,2%	92,8	75,2	-18,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

serviti poco più di 75.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), che complessivamente hanno prelevato circa 3,3 TWh (Tav. 2.47). In pratica, il mercato della salvaguardia risulta essersi ridotto del 18,9% in termini di punti di prelievo e del 26,2% in termini di energia consumata rispetto al 2013. La contrazione di punti serviti e volumi di consumo è avvenuta in tutte le tipologie di clienti, con l'eccezione degli altri usi connessi in alta tensione, per i quali si evidenzia un netto calo nei punti di prelievo, ma una sostanziale invarianza nell'energia prelevata.

Diversamente dal 2013 e con l'eccezione appena menzionata degli altri usi connessi in alta tensione, la riduzione dei consumi è stata però nettamente più elevata della diminuzione dei punti di prelievo serviti, motivo per cui anche i consumi medi unitari si sono decisamente abbassati. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione, infatti, è sceso da 19 a 16 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 280 a 265 MWh; al contrario, i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 2,7 a 4,4 GWh. La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e commerciali, che prelevano il 91,3% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più tali clienti sono allacciati in media tensione (61,7%), ma una quota non trascurabile di essi (26%) è connessa in bassa tensione. Il restante 8,7% dell'energia è utilizzato per l'illuminazione pubblica.

L'analisi più dettagliata a livello territoriale, esposta nella tavola 2.48, offre alcuni spunti interessanti. Il 2014, infatti, è il primo anno del triennio 2014-2016 di nuova gestione del servizio. Nel triennio precedente (2011-2013) gli operatori della salvaguardia erano tre⁷³: Enel Energia, Hera Comm ed Exergia. In base ai risultati dell'ultima procedura concorsuale, i territori precedentemente serviti dalla società Exergia sono stati aggiudicati in parti quasi uguali tra Enel Energia e Hera Comm. La prima ha ottenuto tre delle regioni precedentemente servite da Exergia (Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna), mentre la seconda si è aggiudicata le restanti quattro (Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e Liguria). Nell'ambito dell'asta, però, anche altre regioni hanno visto cambiare il gestore della salvaguardia, segnatamente: Umbria, Marche e Basilicata sono passate da Enel Energia a Hera Comm e, al contrario, l'Abruzzo è passato da Hera Comm a Enel Energia.

A livello geografico si nota come il dato medio nazionale osservato nella riduzione dei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari al 18,9%, mostri una fortissima variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui le diminuzioni risultano vicine o superiori al 40% (Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna) ad altre in cui il numero di clienti serviti in salvaguardia è addirittura salito, come in Valle d'Aosta (26,7%), Molise (12%) e Sardegna (6,5%). In media, nelle regioni in cui vi è stato un avvicendamento nella gestione del servizio, il numero di punti di prelievo risulta

⁷³ Con la sola eccezione dei mesi da ottobre a dicembre 2013, nei quali il servizio di salvaguardia in Piemonte è stato svolto dalla società A.E.M. Comune di Chiomonte, al posto di Exergia, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto tra Exergia e l'impresa di distribuzione. Per maggiori dettagli si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno.

TAV. 2.48

Servizio di salvaguardia nel
2013 e nel 2014 per regione

Volumi in GWh; punti di prelievo in
migliaia

REGIONE	2013			2014		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Exergia ^(A)	183	3,6	Hera Comm	128	3,4
Valle d'Aosta	Exergia	5	0,1	Hera Comm	5	0,1
Lombardia	Hera Comm	590	11,1	Hera Comm	500	10,0
Trentino Alto Adige	Exergia	15	0,4	Hera Comm	6	0,2
Veneto	Exergia	273	5,4	Enel Energia	81	3,2
Friuli Venezia Giulia	Exergia	51	1,5	Enel Energia	36	0,9
Liguria	Exergia	59	1,8	Hera Comm	72	1,1
Emilia Romagna	Exergia	274	6,8	Enel Energia	105	4,3
Toscana	Hera Comm	313	9,0	Hera Comm	246	7,2
Umbria	Enel Energia	46	1,5	Hera Comm	39	1,1
Marche	Enel Energia	52	1,8	Hera Comm	47	1,3
Lazio	Hera Comm	521	6,5	Hera Comm	481	6,3
Abruzzo	Hera Comm	150	2,9	Enel Energia	113	2,6
Molise	Hera Comm	68	0,6	Hera Comm	88	0,6
Campania	Enel Energia	457	11,3	Enel Energia	350	9,2
Puglia	Hera Comm	249	6,2	Hera Comm	219	6,0
Basilicata	Enel Energia	60	0,9	Hera Comm	40	0,7
Calabria	Enel Energia	365	6,3	Enel Energia	153	4,9
Sicilia	Enel Energia	538	11,9	Enel Energia	362	8,8
Sardegna	Enel Energia	139	3,2	Enel Energia	181	3,4
ITALIA	—	4.407	92,8	—	3.253	75,2

(A) Negli ultimi tre mesi dell'anno 2013 il servizio di salvaguardia è stato svolto dalla società A.E.M. Comune di Chiomonte al posto di Exergia.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

calato del 24,4%, mentre in quelle in cui il gestore è rimasto invariato, il calo è solo del 9,5%. Queste evidenze, analizzate insieme ad altri dati provenienti dal monitoraggio mensile del mercato della salvaguardia, sembrano avvalorare l'ipotesi che il gestore uscente, prima di perdere i clienti che serviva in salvaguardia, li abbia incoraggiati a passare al mercato libero, offrendo loro un prezzo più basso. In questo caso, la salvaguardia ha quindi agito da stimolo alla concorrenza. Più in generale, comunque, vale sempre quanto già osservato negli anni scorsi e cioè che il ridursi del perimetro di questo mercato (tanto nei consumi, quanto negli acquirenti) costituisce, per certi aspetti, un segnale positivo sull'andamento dell'economia, perché il servizio di salvaguardia è anche il regime in cui finiscono gli utenti del mercato libero che perdurano in una condizione di morosità.

Nonostante il complessivo restringimento del mercato della salvaguardia, Lombardia, Sicilia, Lazio e Campania sono rimaste, nell'ordine, le regioni che hanno assorbito i volumi maggiori di energia elettrica acquisita in questo regime. Rispetto al 2013, anzi, la quota di energia assorbita complessivamente da questi territori è salita dal 47,8% al 52%. Quote relativamente importanti (superiori al 5%), a scendere, appartengono anche ad altre tre regioni: Toscana, Puglia e Sardegna.

Come nel 2013, la quota di Hera Comm è risultata superiore a quella di Enel Energia (Fig. 2.19), ma il divario tra le due è aumentato. La quota di Exergia, che nel 2013 serviva il 19,5% di questo mercato, è andata soprattutto a vantaggio di Hera, passata dal 42,9% al 57,5%, mentre Enel Energia è salita dal 37,6% al 42,5%.

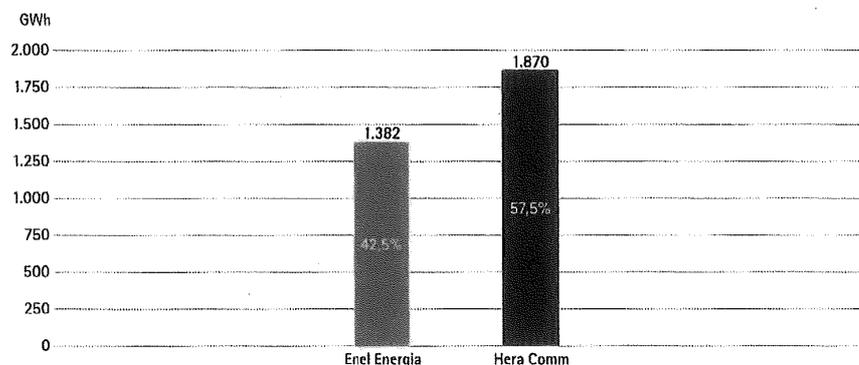


FIG. 2.19

Venditori del servizio di salvaguardia nel 2014
GWh e quota percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare per l'anno 2015 le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2015 risulta pari a 3,108 c€/kWh. Nella tavola 2.49 tale tariffa media viene confrontata con quella

relativa al 2014, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2015. I valori delle componenti UC₃ e UC₆ considerate nel calcolo per gli anni 2014 e 2015 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, e 29 dicembre 2014, 675/2014/R/com, con riferimento al primo trimestre dei due anni.

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2014	0,610	1,851	0,269	0,104	2,834
2015	0,664	1,902	0,259	0,283	3,108
Variazione assoluta	0,054	0,051	-0,010	0,179	0,274
Variazione %	8,9%	2,8%	-3,7%	172,1%	9,7%

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.49

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura c€/kWh

TAV. 2.50

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

	2013	2014	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,413	4,849	0,436
BT illuminazione pubblica	2,162	2,536	0,374
BT altri usi	3,421	3,809	0,388
MT illuminazione pubblica	1,378	1,565	0,187
MT altri usi	1,609	1,792	0,183
AT	0,700	0,813	0,113
AAT	0,618	0,727	0,109

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.51

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

	2013	2014	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,882	0,847	-0,035
BT illuminazione pubblica	0,057	0,052	-0,005
BT altri usi	0,232	0,222	-0,010
MT illuminazione pubblica	0,060	0,060	-
MT altri usi	0,030	0,030	-
AT	0,006	0,005	-0,001
AAT	0,002	0,002	-

Fonte: AEEGSI.

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2014 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 103,41 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Il dato si riferisce, come già nel 2013, al totale delle offerte del mercato libero e considerando tutte le tipologie di clienti servite in bassa tensione.

Per quanto riguarda, invece, le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 99,48 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già

inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, DISP_{BT} e PPE, ovvero le voci relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione.

Complessivamente si registra, quindi, anche nel 2014 per i clienti serviti in bassa tensione, un prezzo più elevato nel mercato libero, come nei tre anni precedenti. Così come nel 2013, si rileva una netta differenziazione tra i clienti domestici e quelli non domestici. Mentre per i domestici il mercato libero risulta più oneroso e con un differenziale rilevante (19,30 €/MWh, pari a +19,7%), per i clienti non domestici in bassa tensione il mercato libero presenta una convenienza (-4,66 €/kWh, pari a -4,5%).

TIPOLOGIA DI CLIENTE	MERCATO LIBERO	SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA
Domestico	117,10	97,80
Non domestico ^(B)	98,17	102,83
TOTALE CLIENTI	103,41	99,48

(A) Dati provvisori.

(B) Bassa tensione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(C)
< 1.000 kWh	749	1.507.589	144,39
1.000-1.800 kWh	2.824	1.991.932	120,75
1.800-2.500 kWh	3.986	1.860.038	117,02
2.500-3.500 kWh	5.325	1.812.056	114,93
3.500-5.000 kWh	3.703	910.117	114,61
5.000-15.000 kWh	1.998	307.894	113,28
> 15.000 kWh	181	7.266	105,83
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	18.765	8.396.891	117,10

(A) Dati provvisori.

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a: energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO ^(C)
Bassa tensione	49.047	3.086.261	98,17
Media tensione	88.536	96.610	79,53
Alta e altissima tensione	26.086	953	67,19
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	163.670	3.183.824	83,15

(A) Dati provvisori.

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

(C) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a: energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come emerso nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva in materia, di cui alla delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, occorre considerare che le offerte sul mercato libero sono più articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e talvolta sono caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, che comportano meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi

diversi da quello della maggior tutela, che si muove con cadenza trimestrale.

Nel 2014 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si distribuisce per classe di consumo e livello di tensione, rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica, secondo quanto illustrato dalle tavole 2.53 e 2.54.

TAV. 2.52

Prezzi medi finali
(componente
approvvigionamento) nel
2014^(A)
€/MWh

TAV. 2.53

Prezzi dei clienti
domestici nel mercato
libero (componente
approvvigionamento)
suddivisi per classe di
consumo nel 2014^(A)

Quantità energia in GWh; prezzi in
€/MWh

TAV. 2.54

Prezzi dei clienti non
domestici nel mercato
libero (componente
approvvigionamento)
suddivisi per livello di
tensione nel 2014^(A)

Quantità energia in GWh; prezzi in
€/MWh

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge n. 125/07, di conversione del decreto legge n. 73/07, 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 2.55 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2014. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 60% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sull'MGP, circa il 12% di essi è stato coperto dal rischio prezzo con contratti *Virtual Power Plant* (VPP).

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, si è attestata su valori inferiori a quelli del 2013 e corrispondenti allo 0,9% del fabbisogno.

Nella tavola 2.56 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

TAV. 2.55

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2014
GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	14.288	8.324	15.320	37.932
di cui:				
- contratti bilaterali tramite aste AU	10.395	7.797	14.789	32.981
- contratti stipulati su MTE	3.893	527	531	4.951
Mercato del giorno prima	7.905	10.077	7.405	25.387
di cui:				
- contratti VPP	933	700	1.328	2.961
- acquisti al PUN	6.972	9.377	6.077	22.426
Sbilanciamento Unità di consumo ^(A)	-143	-191	-259	-593
TOTALE	22.050	18.210	22.466	62.726

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

TAV. 2.56

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2014

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2014

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali tramite aste AU	47%	43%	66%	53%
Contratti stipulati su MTE	18%	3%	2%	8%
Contratti differenziali e VPP	4%	4%	6%	5%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

DATA ASTA	MW	DATA ASTA	MW
08/03/13	50	10/07/13	50
15/03/13	50	17/07/13	80
22/03/13	50	24/07/13	80
12/04/13	50	31/07/13	80
19/04/13	70	11/09/13	80
08/05/13	60	18/09/13	55
15/05/13	60	25/09/13	25
22/05/13	50	03/10/13	80
29/05/13	60	09/10/13	80
05/06/13	60	16/10/13	80
12/06/13	60	24/10/13	50
19/06/13	25	30/10/13	50
26/06/13	5	13/11/13	1
03/07/13	60	04/12/13	80

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

TAV. 2.57

Quantità assegnate ai contratti fisici bilaterali (baseload) nel 2015

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2015 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'AU	PREZZO
Contratti bilaterali e acquisti sull'MTE	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente unico per l'anno 2014 e gli acquisti effettuati sull'MTE dell'energia elettrica	29.092	49,2	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (MGP)	La quota rimanente per soddisfare la domanda dei clienti finali	30.074	50,8	Prezzo unico nazionale
TOTALE FABBISOGNO		59.166	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Acquirente unico.

TAV. 2.58

Approvvigionamenti dell'Acquirente unico previsti per l'anno 2015

Con riferimento al 2015²⁴, l'ammontare di energia elettrica acquistata sull'MGP corrisponde a circa il 51% del fabbisogno dell'Acquirente unico.

Per l'anno 2015, in esito alle aste riportate nella tavola 2.57, l'Acquirente unico ha sottoscritto contratti fisici bilaterali di tipo *baseload*. Le clausole contrattuali prevedono la registrazione delle quantità oggetto dei contratti sulla piattaforma dell'MTE gestito dal GSE e, pertanto, la loro regolazione avviene secondo le regole di tale mercato.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.57 si aggiungono le quantità contrattate direttamente

sull'MTE. Complessivamente, per l'anno 2015 la quantità di energia elettrica approvvigionata mediante aste dell'Acquirente unico e acquisti sull'MTE risulta, rispettivamente, pari a 13.850 GWh e a 15.242 GWh, per un totale di 29.092 GWh.

Infine, la tavola 2.58 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2015.

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

²⁴ I dati relativi all'anno 2015 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2015.

TAV. 2.59

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali tendenziali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
2014						
Gennaio	120,9	1,2%	107,4	0,7%	112,6	0,5%
Febbraio	120,9	1,2%	107,3	0,5%	112,7	0,7%
Marzo	120,9	1,2%	107,4	0,4%	112,6	0,8%
Aprile	119,9	0,8%	107,6	0,6%	111,4	0,3%
Maggio	119,9	0,8%	107,5	0,5%	111,5	0,4%
Giugno	119,9	0,8%	107,6	0,3%	111,4	0,6%
Luglio	120,0	-0,2%	107,5	0,1%	111,6	-0,3%
Agosto	120,0	-0,2%	107,7	-0,1%	111,4	-0,2%
Settembre	120,0	-0,2%	107,3	-0,2%	111,8	-0,1%
Ottobre	121,9	1,9%	107,4	0,1%	113,5	1,8%
Novembre	121,9	1,9%	107,2	0,2%	113,7	1,7%
Dicembre	121,9	1,9%	107,2	0,0%	113,7	1,9%
ANNO 2014	120,7	0,9%	107,4	0,2%	112,3	0,7%
2015						
Gennaio	119,2	-1,4%	106,8	-0,6%	111,6	-0,9%
Febbraio	119,2	-1,4%	107,2	-0,1%	111,2	-1,3%
Marzo	119,2	-1,4%	107,3	-0,1%	111,1	-1,3%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito dall'1,61% del 2014 all'1,96% del 2015, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat. 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 il dicembre 2014, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2013, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

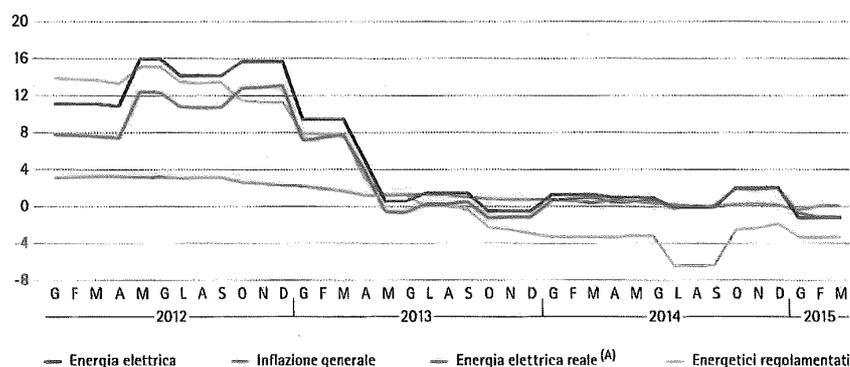
Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale

a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è salito nel 2013 (vedi il Capitolo 3 di questo volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 3,8% del 2014 al 4,7% del 2015.

Nel 2014 il segmento di consumo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat ha presentato prezzi in aumento nella prima metà dell'anno (+1,2% nel primo trimestre 2014 rispetto al trimestre precedente e +0,8% nel secondo trimestre), in diminuzione nel terzo trimestre (-0,2%) e nuovamente in aumento nel quarto (+1,2%) (Tav. 2.59). Tali variazioni, combinandosi con gli andamenti dell'anno precedente, fanno sì che complessivamente il 2014 presenti un aumento medio annuo dello 0,9%, il quale, confrontato con lo 0,2% del livello generale dei prezzi, porta a una crescita, in termini reali, dello 0,7%.

Nel primo trimestre di quest'anno, l'indice dell'elettricità ha registrato una diminuzione del 2,2% rispetto al quarto trimestre 2014.

Il tasso di variazione a 12 mesi è quindi sceso, a marzo 2015, al -1,4%, che si confronta con un tasso di inflazione tendenziale pari al -0,1%. Considerando invece il livello medio dell'indice energia



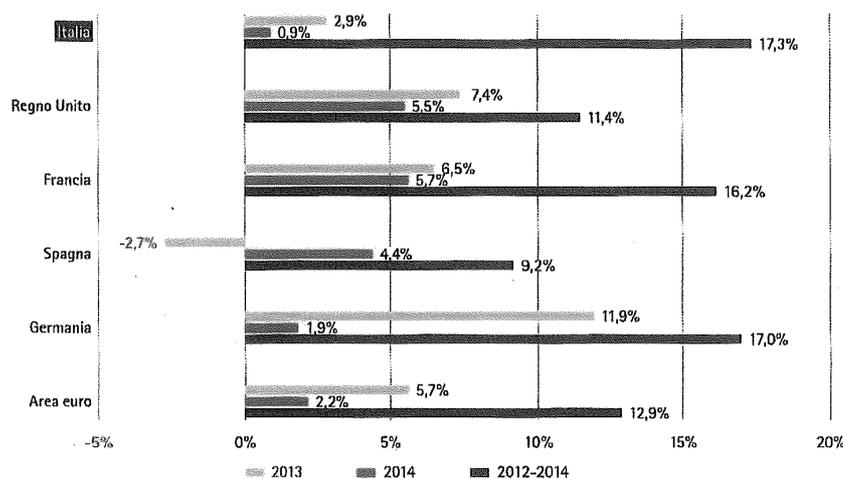
(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

FIG. 2.20

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

FIG. 2.21

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2012-2014

elettrica nel 2014 (120,7), l'inflazione settoriale acquisita³⁶ per il 2015 da questo segmento di consumo è pari al -1,2%.

L'andamento dell'elettricità appena visto ha certamente contribuito ad abbassare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.20) che, dopo aver toccato il punto di massima (15,3%) a metà del 2012, nei mesi successivi è sceso in misura considerevole e continuativa, portandosi su valori negativi (decremento dei prezzi) a partire da luglio 2013.

La crescita del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.21). Il rincaro dello 0,9%, registrato nel 2014 in Italia, risulta inferiore a tutti i Paesi considerati, nonché alla media dell'Area euro (2,2%).

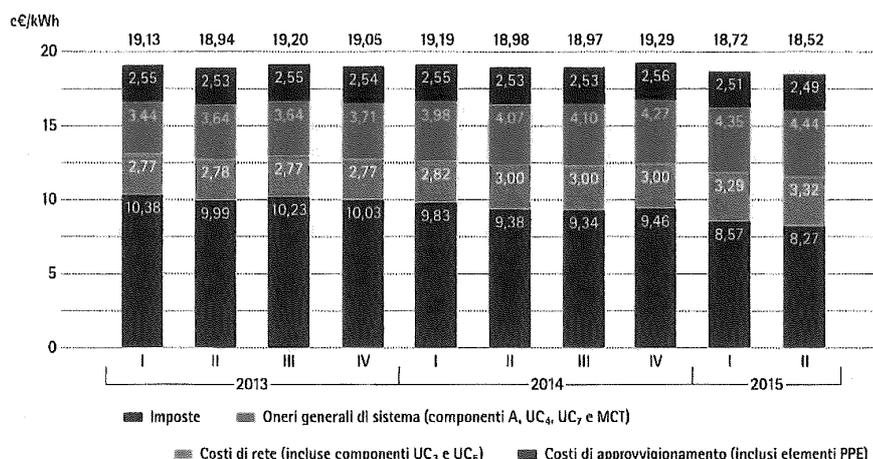
Se si considerano le variazioni del prezzo elettrico negli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento del 17,3%, sostanzialmente

³⁶ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

FIG. 2.22

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; 2013-2015

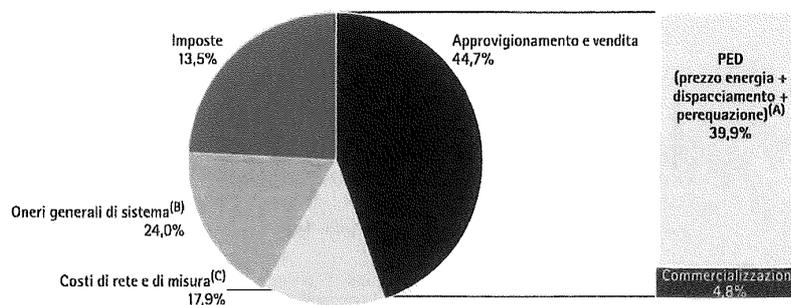


Fonte: AEEGSI.

FIG. 2.23

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 2015



(A) Il corrispettivo per l'acquisto e il dispacciamento di energia include gli elementi di perequazione PPE₁ e PPE₂.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₄, UC₇ e MCT.

(C) La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura include le componenti UC₃ e UC₆.

Fonte: AEEGSI.

allineato a quello della Germania (17%) e lievemente superiore a quello della Francia (16,3%). Presentano incrementi inferiori il Regno Unito (11,4%) e la Spagna (9,2%), nonché la media dell'Area euro (12,9%).

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova sostanziale corrispondenza nell'andamento delle condizioni economiche 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 condizioni di fornitura in maggior tutela presentano nel 2013 e nel 2014 livelli sostanzialmente stabili intorno al valore medio di 19,1 c€/kWh. Nella prima metà del 2015 vi sono state due sensibili diminuzioni che hanno determinato una variazione di 0,77 c€/kWh (Fig. 2.22).

A determinare la dinamica suddetta hanno concorso principalmente i seguenti fattori:

- i ribassi dei costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso, registrati in otto dei dieci trimestri in oggetto, con una riduzione complessiva di circa 2 c€/kWh;

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	323
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	12.903
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	435
A ₅	Finanziamento della ricerca	51
A ₆	Stranded Costs	0
A _E	A agevolazioni imprese energivore	17
A _S	Bonus sociale	799
UC ₄	Imprese elettriche minori	64
MCT	Misure di compensazione territoriale	47
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	114
TOTALE		14.754

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati CCSE.

TAV. 2.60

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2014
M€

- gli aumenti nei costi di rete, verificatisi con continuità a partire dal primo trimestre 2014 (+0,55 c€/kWh);
- i sistematici incrementi negli oneri generali di sistema, emersi in modo particolare per effetto della dinamica della componente A₃, relativa agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, nonché per l'introduzione nel primo trimestre 2014 della componente A_E volta a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica, di cui all'art. 39 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

All'1 aprile 2015, 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 16,03 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,52 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione 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) incidono per il 17,9% sul prezzo lordo complessivo, in aumento rispetto al peso registrato nell'ultimo trimestre 2014 (15,5%).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2015 presentano

un'incidenza sul prezzo lordo pari al 44,7%, in riduzione di quasi cinque punti percentuali rispetto a un anno prima. 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 PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Infine, all'1 aprile 2015 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 24%, in aumento di oltre due punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2014. La tavola 2.60 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza nel 2014, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Si rimanda al Capitolo sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica del secondo volume per ulteriori informazioni di dettaglio.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2014, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un netto miglioramento rispetto al quadriennio 2010-2013. Nella tavola 2.61 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2014.

Il motivo della diminuzione della ENS è dovuto principalmente all'assenza di incidenti rilevanti nell'anno 2014. Sono così definite le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh (considerando gli effetti

dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originarie sulla rete di trasmissione).

In particolare negli anni 2012 e 2013 si sono verificati, rispettivamente, tre e due incidenti rilevanti, che hanno comportato valori di ENS pari a 2.985 MWh nel 2012 e a 1.163 MWh nel 2013.

TAV. 2.61

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

ANNO	ENS ^(A)
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460
2013	2.980
2014	1.693

(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 all'AEEGSI.

TAV. 2.62

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

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.63

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici
Numero di episodi;
MWh/anno

ANNO	EPISODI	MITIGAZIONE
2012	17	447
2013	22	1.408
2014	9	353

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

Nella tavola 2.62 sono rappresentati il numero e l'entità complessiva della ENS netta in occasione degli incidenti rilevanti, mentre nella tavola 2.63 sono rappresentati il numero degli episodi relativi al servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici, oltre all'entità complessiva di tale servizio in termini di energia controalmentata riconosciuta alle medesime imprese.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità 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 2012-2015, gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono differenziati tra la rete di trasmissione storica (già esistente al 2008) e la porzione di rete di trasmissione acquisita nel 2009 da Enel Distribuzione (rete TELAT); nel 2014 tali valori sono rispettivamente pari a 906 MWh e 556 MWh, per un totale di 1.462 MWh. I valori effettivi di ENS regolata, comunicati da Terna e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono pari a 685 MWh per la rete di trasmissione storica e a 295 MWh per la rete TELAT, per un totale di 980 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per utente (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, e compresi gli incidenti rilevanti) è riportato nella tavola 2.64. Il numero medio su base nazionale è aumentato rispetto agli anni precedenti. Per quanto riguarda la distribuzione del numero medio di interruzioni

tra le diverse aree operative territoriali gestite da Terna, nel 2014 si evidenzia un leggero peggioramento, rispetto al 2013, in diverse aree operative territoriali, mentre le aree di Firenze e Roma registrano un miglioramento e l'area di Napoli non registra variazioni. Si evidenzia un trend di peggioramento, partendo dall'anno 2012, per le aree operative di Torino, Milano, Padova, Palermo e Cagliari. Con particolare riferimento a quest'ultima, si registra il progressivo aumento del numero medio delle interruzioni, che è passato da valori inferiori alla media nazionale (0,11 nel 2010) a un valore decisamente superiore alla media nazionale (2,33 nel 2014), mentre nelle aree operative di Torino, Milano e Firenze si confermano valori sensibilmente inferiori rispetto alle altre aree operative.

Il numero medio su base nazionale è aumentato rispetto agli anni precedenti. Per quanto riguarda la distribuzione del numero medio di interruzioni tra le diverse aree operative territoriali gestite da Terna, nel 2014 si evidenzia un leggero peggioramento, rispetto al 2013, in diverse aree operative territoriali, mentre le aree di Firenze e Roma registrano un miglioramento e l'area di Napoli non registra variazioni. Si evidenzia un trend di peggioramento, partendo dall'anno 2012, per le aree operative di Torino, Milano, Padova, Palermo e Cagliari. Con particolare riferimento a quest'ultima, si registra il progressivo aumento del numero medio delle interruzioni, che è passato da valori inferiori alla media nazionale (0,11 nel 2010) a un valore decisamente superiore alla media nazionale (2,33 nel 2014), mentre nelle aree operative di Torino, Milano e Firenze si confermano valori sensibilmente inferiori rispetto alle altre aree operative.

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61

(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 all'AEEGSI.

TAV. 2.64

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la Rete di trasmissione nazionale
Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)^(A)

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2014 si conferma il trend di miglioramento della durata e del numero delle interruzioni dopo il peggioramento registrato nel 2012, dovuto essenzialmente a eventi meteorologici di natura eccezionale. Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il miglioramento è pari al 71% per la durata delle interruzioni e pari al 44% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si conferma un sensibile divario, anche se in lieve riduzione, tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2014, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 37 minuti a livello nazionale (Figg. 2.24 e 2.26), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle

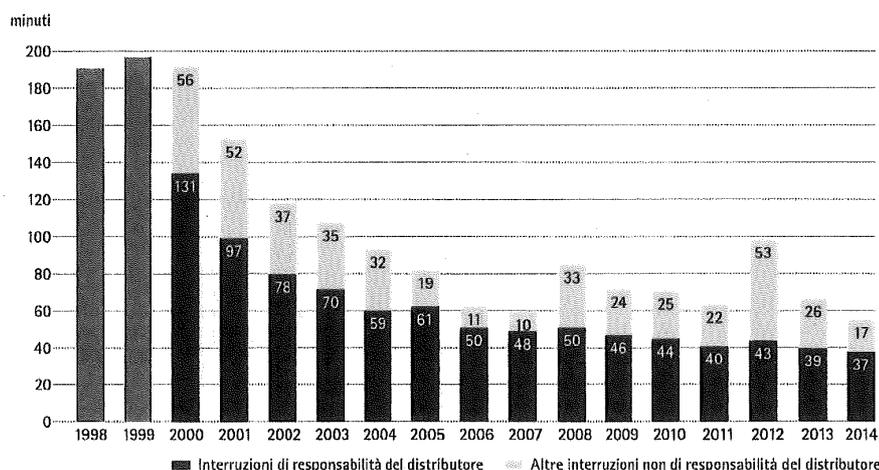
imprese distributrici si attesta a 3,12 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.29). Per entrambi gli indicatori è stato raggiunto il minimo storico dall'introduzione della regolazione incentivante (anno 2000 per la durata e anno 2008 per il numero delle interruzioni lunghe e brevi). 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, nella figura 2.25 è mostrato il contributo alla durata su base regionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2014:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 54 minuti (Fig. 2.24);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 37 minuti a livello nazionale, di

FIG. 2.24

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A), riferita a Enel 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 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

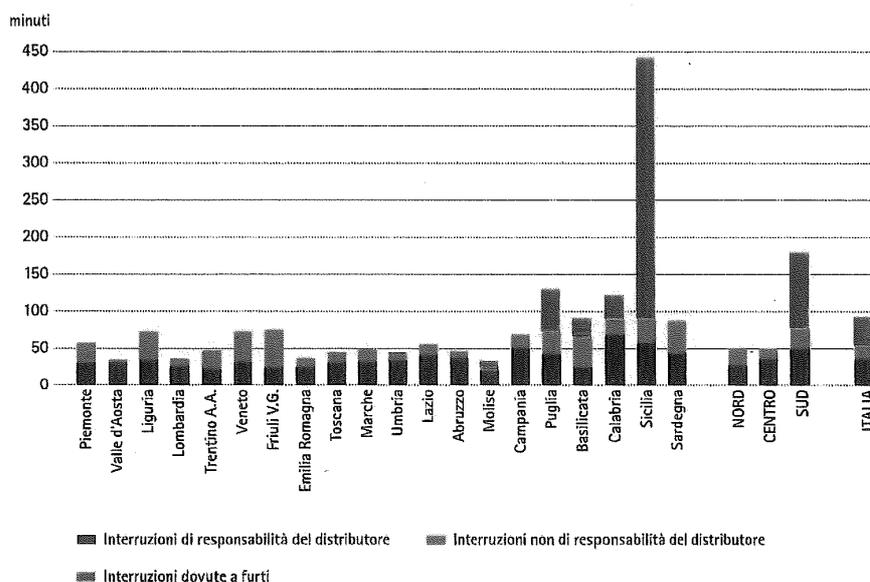


FIG. 2.25

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

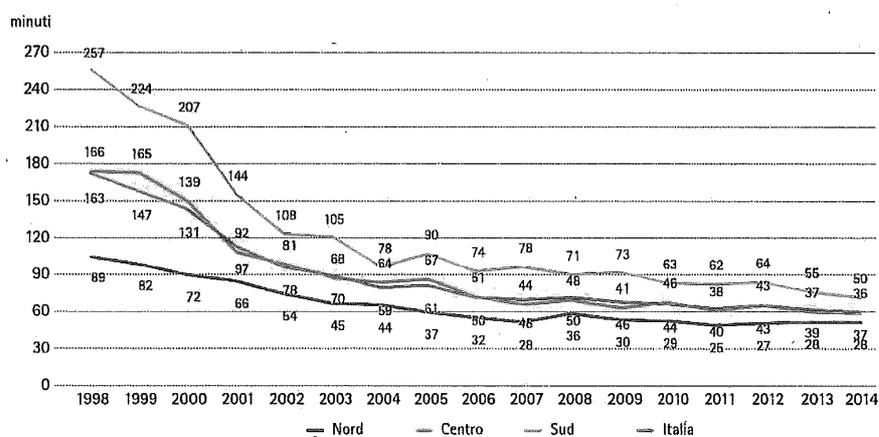


FIG. 2.26

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 Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

(A) La quota di minuti di Interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

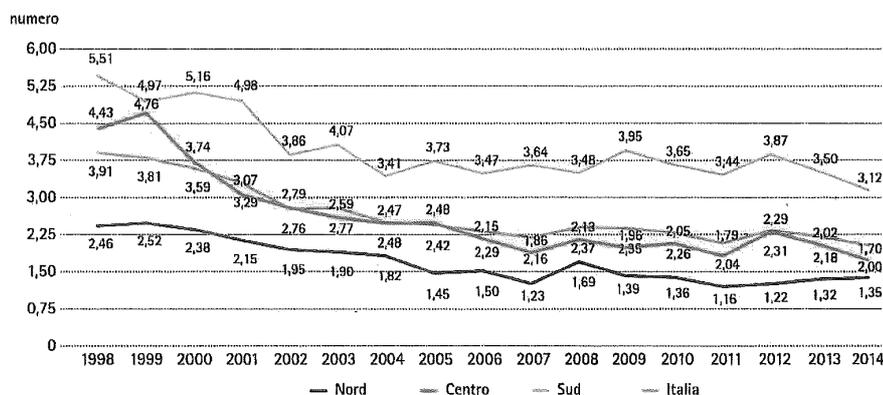
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

- 28 minuti nel Nord Italia, di 36 minuti nel Centro Italia e di 50 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.26);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,00 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.27);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,11 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.28);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,12 a livello nazionale, con un miglioramento del 32% rispetto al 2008; pari a 2,23 interruzioni nel Nord Italia; pari a 2,75 interruzioni nel Centro Italia; pari a 4,61 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.29).

FIG. 2.27

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



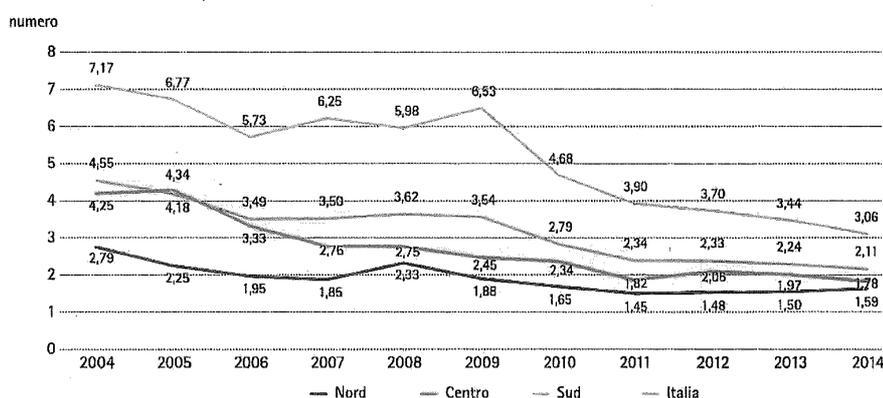
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.28

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



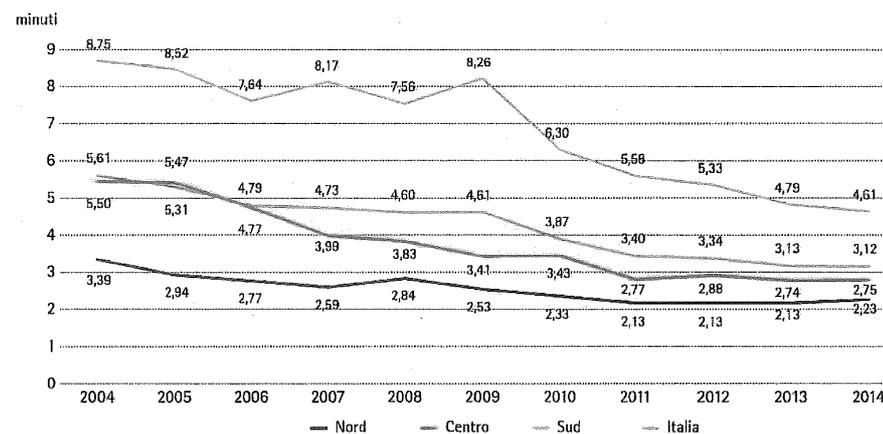
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.29

Numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2014 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.65

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	58	1,49	1,78	3,15
Valle d'Aosta	36	0,83	1,74	1,66
Liguria	73	1,64	2,35	3,29
Lombardia	36	1,13	1,10	1,64
Trentino Alto Adige	48	1,75	2,60	1,62
Veneto	73	1,75	2,04	5,24
Friuli Venezia Giulia	76	1,22	1,71	4,91
Emilia Romagna	38	1,06	1,29	2,85
Toscana	46	1,46	1,52	3,89
Marche	49	1,34	1,65	5,93
Umbria	44	1,64	2,02	7,23
Lazio	56	1,97	1,97	5,28
Abruzzo	47	2,10	2,34	9,55
Molise	24	1,21	1,04	3,44
Campania	70	2,84	2,98	4,40
Puglia	73	2,68	2,54	5,85
Basilicata	65	1,64	1,62	4,78
Calabria	90	3,47	3,11	6,99
Sicilia	91	4,14	4,29	11,00
Sardegna	87	3,22	2,49	4,80
Nord	51	1,35	1,59	2,96
Centro	51	1,70	1,78	5,05
Sud	77	3,12	3,06	7,02
ITALIA	54	2,00	2,11	4,71

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per cliente in bassa tensione nel 2014

Valori medi annuali riferiti a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

La tavola 2.65 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) registrato nel corso del 2014.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha individuato nella pubblicazione comparativa tra imprese distributrici un possibile strumento mirato a ridurre il numero. Per gli anni 2012 e 2013, per ciascuna provincia, è stata

pubblicata sul sito internet dell'Autorità la percentuale di utenti in media tensione con numero di interruzioni transitorie superiore a determinate soglie. L'aggiornamento per l'anno 2014 avverrà a seguito della comunicazione dei dati da parte delle imprese distributrici nel primo semestre del 2015. La suddetta 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 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 2008-2014, come illustrato nella tavola 2.66. Il fenomeno dei furti non sembra rilevante nelle regioni del Centro-Nord.

TAV. 2.66

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione dovute a furti registrate da Enel Distribuzione
Minuti persi

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10
Campania	0	0	0	1	1	1	1
Puglia	13	15	44	169	71	129	58
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26
Calabria	0	0	0	30	39	37	33
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1
Sud	22	23	60	135	91	95	103
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

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 (Tav. 2.67) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, questi ultimi, per avere diritto a tali indennizzi, devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

Gli utenti in media tensione che nel 2014 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti ha raggiunto il 23% (come per l'anno 2013, mentre era pari al 26% nell'anno 2012), ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.30).

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 conguaglio per il settore elettrico (CCSE) (Tav. 2.68). Alla CCSE 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 (Tav. 2.69). In particolare, tali ammontari vengono destinati al Conto qualità dei servizi elettrici presso la CCSE 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). Le somme derivanti dal CTS, raccolto dalle imprese distributrici nel 2014, evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Gli utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2014 hanno, infatti, largamente superato le 60.000 unità (Fig. 2.31).

TAV. 2.67

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: AEEGSI.

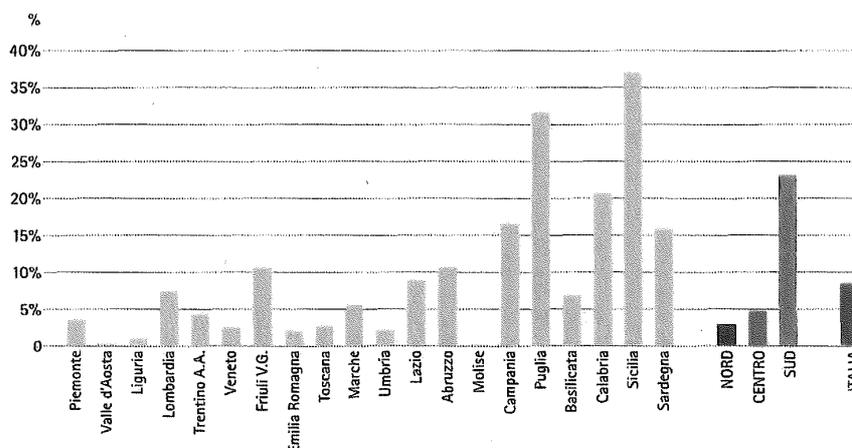


FIG. 2.30

Percentuale di utenti peggio serviti rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2014

Riferita a Enel Distribuzione e ad altre imprese distributrici

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA 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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.68

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
M€

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CCSE
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

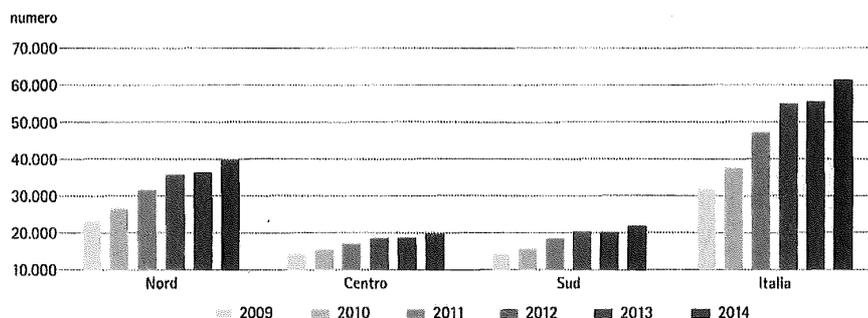
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.69

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle Interruzioni lunghe e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
M€

FIG. 2.31

Utenti in media tensione con impianti adeguati^(A)



(A) Per gli anni 2009, 2010 e 2011 sono indicati gli utenti MT che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.70

Buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione Anno 2014

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	39,5	4,1	1,7	0,9	0,5
$70 \leq u < 80$	15,4	3,3	0,6	0,3	0,0
$40 \leq u < 70$	18,3	5,5	0,6	0,2	0,1
$5 \leq u < 40$	6,2	2,2	0,3	0,0	0,0
$1 \leq u < 5$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	79,4	15,1	3,2	1,4	0,5

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 30 dicembre 2013 e quella del 4 gennaio 2015.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN a cura di Ricerca sul sistema energetico.

Le penalità versate per l'anno 2013 hanno subito una drastica riduzione dovuta al miglioramento della qualità, stimolata anche da una nuova regolazione per le imprese distributrici, in vigore dal 2012, che incentiva la riduzione del numero di utenti in media tensione con numero di interruzioni superiore agli standard, nonché per effetto della limitazione al numero di interruzioni penalizzabili (c.d. "tetto alle penalità"), pari al doppio dello standard (Tav. 2.67) per il biennio 2012-2013 (per il biennio 2014-2015 il tetto alle penalità è pari al triplo dello standard).

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a 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, diverso da una interruzione (tensione residua al di sotto del 5% su tutte le tre fasi di alimentazione), 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).

La tavola 2.70 rappresenta il numero medio di buchi di tensione per punto di misura per l'anno 2014. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma europea EN 50160, *Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*, pubblicata nel maggio 2011.

La tavola 2.71 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici, relativi ai buchi di tensione, rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6
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	62,3
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	20,9

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del sistema di monitoraggio OuEEN.

dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiama la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla norma CEI EN 61000-2-4.

Rispetto al lieve peggioramento degli ultimi anni, nel 2014 si assiste, da una lato, a un miglioramento (intorno al 10%) del numero medio totale dei buchi di tensione, dall'altro, a un peggioramento del numero medio dei buchi di tensione meno gravosi, con classe di severità 2 e 3, che si assestano su una numerosità rispettivamente pari a circa 62 e 21 buchi, rispetto ai 40 e 17 buchi del 2013.

Per quanto riguarda i buchi di tensione al di fuori delle classi di immunità, si sono verificati mediamente circa 37 buchi di tensione al di fuori della classe di immunità 2 rispetto agli 81 del 2013, e circa 16 buchi di tensione al di fuori delle classi di immunità 2 e 3 rispetto ai 54 del 2013.

Nel corso del 2014 è inoltre proseguita, da parte delle imprese distributrici, la messa in servizio di apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione in corrispondenza di tutte le semisbarre in media tensione delle cabine primarie, il cui completamento è stato fissato al 31 dicembre 2014. La disponibilità di tali apparecchiature consentirà la definizione di elementi di regolazione in materia di buchi di tensione per gli utenti alimentati in media tensione.

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)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	16	8
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.71

Indicatori relativi ai buchi di tensione medi su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione Anni 2006-2014

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 (Tav. 2.72). La tavola 2.73 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2014 per il superamento di tali standard: circa 20 milioni di euro a circa 180.000 utenti in bassa tensione (in media poco più di 100 € per utente in bassa tensione) e 1,4 milioni di euro a circa 1.400 utenti in media tensione (in media poco più di 1.000 € per utente in media tensione). Per il 2014, 18,6 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CCSE, in quanto dovuti a interruzioni causate da eventi meteorologici eccezionali. Tale Fondo è finanziato in parte dalle imprese di distribuzione e da Terna (per l'anno 2014 pari a 4,8 milioni di euro) e in parte dagli utenti alimentati in media e in bassa tensione. Sempre per il 2014, 3,1 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.74).

TAV. 2.72

Standard in vigore sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e media tensione Ore

TAV. 2.73

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni

Numero di clienti; M€

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	60.962	5,1	221	0,3
Media	55.560	5,9	784	0,6
Bassa	62.786	9,2	390	0,5
TOTALE	179.308	20,2	1.395	1,4

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.74

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici

M€

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA	AMMONTARE VERSATO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI
2009	4,2	3,5	0,6	9,6
2010	15,5	13,2	2,3	5,3
2011	21,6	18,4	3,2	5,2
2012	92,9	89,3	3,7	6,1
2013	38,8	29,8	8,9	9,5
2014	21,7	18,6	3,1	4,8

Fonte: AEEGSI.

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 e nel 2011, in occasione della revisione quadriennale della disciplina.

I clienti finali, e dall'anno 2013 anche i produttori, 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. Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità: i tempi medi reali di effettuazione 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). Dal 2013 le prestazioni di verifica del gruppo di misura, di verifica della tensione di fornitura, di sostituzione del gruppo di misura guasto e di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura sono state estese anche ai produttori di energia connessi alle reti in bassa e media tensione. Dal secondo semestre 2012 gli standard relativi a preventivi e allacciamenti sono stati estesi alle connessioni temporanee in bassa tensione. Nell'anno 2014 si riscontra una decisa diminuzione dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico e del numero e dell'ammontare degli indennizzi pagati rispetto all'anno 2013 (Tav. 2.75), dovuti alla diminuzione del numero totale delle prestazioni richieste dai clienti finali e dai produttori.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da 2.77 a 2.81) si osserva che la percentuale più alta dei casi di

mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2014 è attribuibile:

- * per i clienti in bassa tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- * per i clienti in media tensione, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura;
- * per i produttori in bassa tensione, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono al di sotto del 3%.

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.75

Numero dei rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; M€

TAV. 2.76

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	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	20	giorni lavorativi	216.237	11,00	0,79%	2.325
Esecuzione di lavori semplici	15	giorni lavorativi	278.543	5,86	0,44%	1.666
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.369.643	0,66	0,17%	3.308
Disattivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	932.943	0,64	0,16%	2.701
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	1.711.943	0,08	0,23%	4.242
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	55.102	0,00	0,20%	124
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4	ore	98.104	1,53	1,55%	1.216
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	15.454	9,29	3,88%	769
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	7.644	6,33	0,49%	30
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	1.535	15,65	2,77%	16
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	718	50,03	11,73%	2

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.77

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	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	17.916	4,41	1,49%	384
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 44 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5	giorni lavorativi	11.450	2,70	1,30%	199
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 44 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10	giorni lavorativi	2.116	3,60	0,14%	11

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	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	40	giorni lavorativi	3.301	22,02	0,88%	38
Esecuzione di lavori semplici	30	giorni lavorativi	378	12,90	0,49%	2
Attivazione della fornitura	5	giorni lavorativi	1.534	3,29	2,13%	38
Disattivazione della fornitura	7	giorni lavorativi	2.053	5,01	2,33%	49
Riattivazione per morosità	1	giorni feriali	2.236	0,69	4,03%	99
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2	ore	873	0,00	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15	giorni lavorativi	362	11,17	3,53%	4
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	95	5,37	1,47%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	43	21,33	8,54%	2
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	3	8,67	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	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	148	11,00	2,70%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	65	4,58	0,97%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	153	15,58	1,54%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	122	70,27	20,61%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	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	11	10,82	1,85%	0
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15	giorni lavorativi	12	3,17	0,00%	0
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20	giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50	giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.78

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2014

Enel Distribuzione e Imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.79

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2014

Enel Distribuzione e Imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.80

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

Per alcune prestazioni (richieste di esecuzione di lavori complessi, risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per le 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 di individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

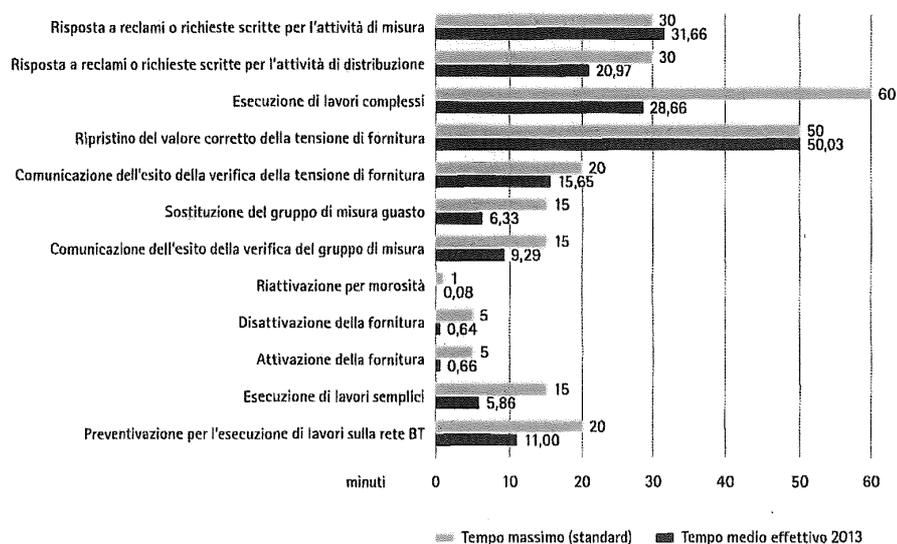
Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2013 per categoria di utenza (Figg. da 2.32 a 2.36), si può osservare che, per ogni tipologia di prestazione, il

tempo medio effettivo risulta essere migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità, a esclusione:

- per i clienti in bassa tensione, della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura e del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i clienti in media tensione, della comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura;
- per i produttori in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.32

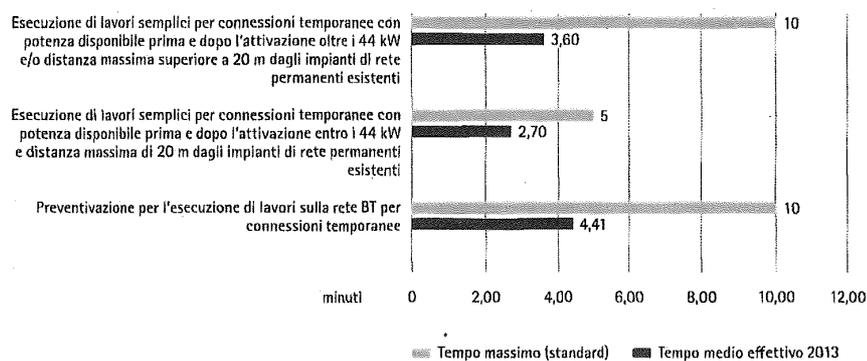
Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2014
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



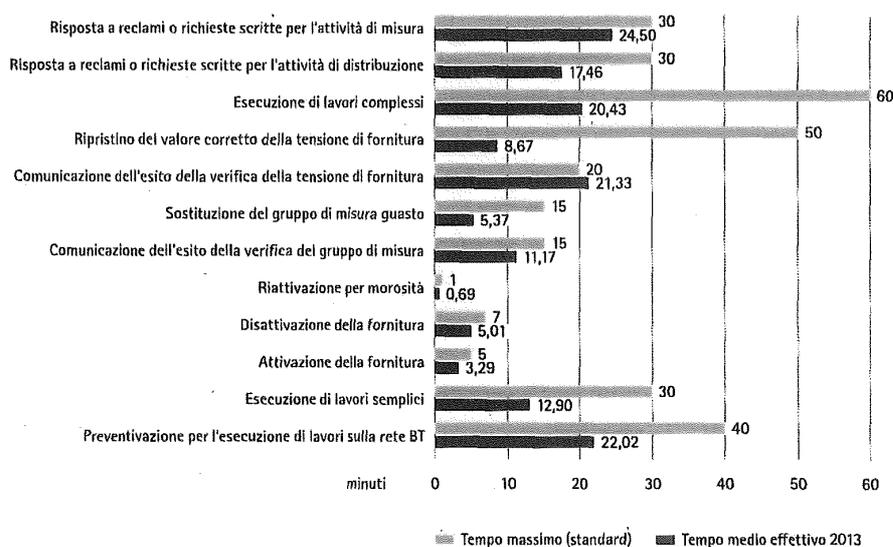
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.33

Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2014
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

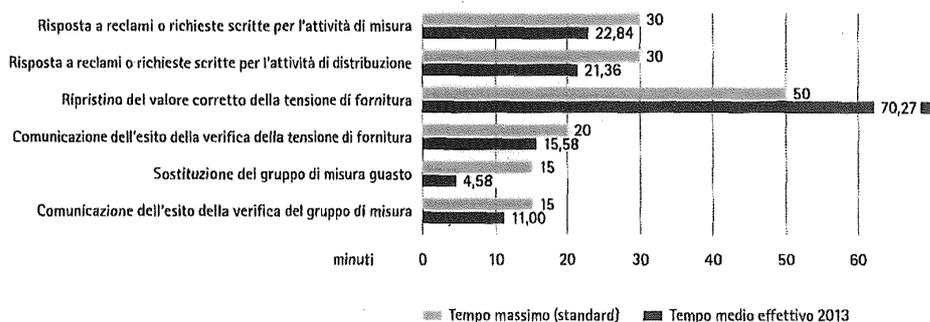


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.34

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

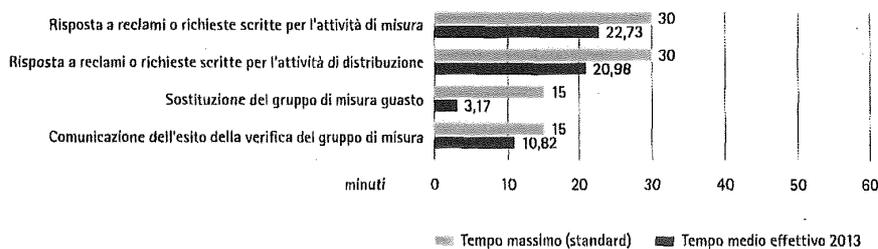


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2014

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

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* (TIOV), il quale prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). 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 non 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 2.81 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 2014. I dati per l'anno 2014 sono in linea con quelli relativi agli anni precedenti. Per la richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard è superiore al 5%.

TAV. 2.81

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2014

Enel Distribuzione e Imprese elettriche locali con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	UNITÀ	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10	giorni lavorativi	7.394	8,01	5,72%	497
Richiesta di altri dati tecnici	15	giorni lavorativi	59.024	11,52	1,85%	1.103

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'AEEGSI.

3.

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale

Il 2014 è stato un anno deludente per l'Area euro: le prospettive di una fase di crescita significativa, che l'andamento positivo dei principali indicatori congiunturali lasciava presagire all'inizio dell'anno, si sono affievolite con il passare dei mesi, per la perdurante debolezza della domanda interna e la frenata di quella estera. L'espansione dell'economia americana, seppure brillante, non è stata sufficiente, da sola, a compensare le difficoltà di altre aree: un rallentamento ha, infatti, interessato i vari Paesi emergenti, Brasile e Russia in particolare, ma anche la Cina, dove la crescita degli investimenti è diminuita nella seconda parte dell'anno; il Giappone ha registrato una crescita vicina allo zero, come riflesso di una domanda interna debole e del crollo degli investimenti residenziali.

La delusione è stata anche più significativa per l'Italia. Nonostante i primi segnali di miglioramento evidenziati lo scorso anno in queste stesse pagine, la nostra economia è stata l'unica, fra quelle dell'eurozona, a chiudere con una variazione del PIL di segno negativo. In media d'anno, l'indice del fatturato dei prodotti industriali ha registrato nel 2014 una riduzione (-1,2%) per il terzo anno consecutivo, seppure nettamente più contenuta di quella osservata nei due anni precedenti (-7% nel 2012 e -3,8% nel 2013). Il calo, tra l'altro, è stato tutto a carico del mercato interno, mentre le imprese orientate ai mercati esteri hanno registrato un segno positivo. Nella media del 2014, infatti, il fatturato industriale sul mercato nazionale è diminuito del 2,6%, mentre la componente realizzata sui mercati esteri ha segnato un'accelerazione (+1,8%).

In aggiunta a ciò, i mesi invernali (inizio e fine anno) del 2014 hanno registrato condizioni climatiche particolarmente miti, facendo mancare alla domanda di gas anche la spinta proveniente dai consumi per riscaldamento.

Non stupisce, quindi, che lo scorso anno, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo interno lordo di gas naturale sia diminuito di altri 8 miliardi di metri

cubi, scendendo a 61,9 G(m³) dai 70,1 G(m³) del 2013. In termini percentuali, il consumo lordo è diminuito dell'11,6% rispetto al 2013. Con quest'ultima caduta, la quarta consecutiva, i livelli di consumo lordo sono tornati ai valori rilevati tra il 1997 e il 1998.

Nei primi mesi del 2015 lo scenario è mutato: i segnali sono finalmente quelli di un'inversione di tendenza. Un sostegno alla crescita dovrebbe derivare ancora dal rafforzamento degli scambi mondiali, dalla caduta del prezzo del petrolio, dalla svalutazione dell'euro e dalle misure di politica monetaria, poste in essere dalla Banca centrale europea, che favoriranno il mantenimento di un basso costo del servizio del debito pubblico e di bassi tassi di interesse anche per gli investimenti privati. Sebbene permangano pesanti elementi di incertezza, non ultimo dei quali un tasso di disoccupazione ai massimi storici e un'estrema selettività delle banche a concedere credito, sul quadro economico italiano potranno giovare il migliorato clima di fiducia e il potere d'acquisto delle famiglie, tornato a salire dopo sei anni consecutivi di contrazione.

Coerentemente agli andamenti economici e climatici sopra accennati, nel 2014 si sono registrati, in particolare, una marcata diminuzione (-16,9%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una discesa nei consumi della generazione termoelettrica - dove il gas risulta sempre più spiazzato dalle fonti rinnovabili - ancora molto rilevante (-14,1%) e un ulteriore ripiegamento negli usi industriali (-2,1%). Come da diversi anni a questa parte, l'unico comparto in costante crescita è risultato quello dell'autotrazione: nel 2014 l'impiego di gas per i trasporti è aumentato del 6%, superando per la prima volta un miliardo di metri cubi.

Rispetto al punto di massimo toccato nel 2005, nel 2014 la domanda finale complessiva si è ridotta del 28%, ma la contrazione ha inciso profondamente sugli usi produttivi (-30% nell'industria, -43% nel termoelettrico) più che sul settore civile,

dove i consumi hanno tenuto, almeno fino al 2013. Il crollo del 2014 (-17%), infatti, è largamente imputabile al fattore climatico. La caduta, ancora rilevante, della domanda finale nel 2014 è stata coerentemente accompagnata da riduzioni nella produzione nazionale (-7,6%) e nelle importazioni nette (-10,1%). I quantitativi di gas importato dall'estero si sono ridotti di 6,2 G(m³) rispetto al 2013, scendendo a 55,8 G(m³); le esportazioni sono salite leggermente da 228 a 237 M(m³). Inoltre, nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i quantitativi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 757 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio d'anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2014 è risultato pari a 59,8 G(m³), un valore del 12,3% più basso del 2013. Poiché il calo nelle importazioni è stato inferiore a quello dei consumi, nel 2014 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,1% dall'88,4% registrato nel 2013.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato anche quest'anno 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 dichiarò di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la 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. Come di consueto, tutte le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie. Nell'anno 2014 i tre gruppi principali sono stati Eni, GdF Suez ed Edison, i cui impieghi sono risultati rispettivamente pari a 60,9 G(m³), 28,3 G(m³) e 19,1 G(m³). In particolare, la crescita del gruppo Eni e del gruppo GdF Suez è da imputarsi alla crescente attività nel mercato all'ingrosso di alcune società appartenenti a tali gruppi industriali.

Nella classe dei grandi gruppi che hanno impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), vi sono, come l'anno scorso, due gruppi con vendite e autoconsumi che nel caso di Enel corrispondono a 12,3 G(m³), mentre nel caso di Royal Dutch Shell a 12,2 G(m³). Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti nove gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 4,5 G(m³) di ENOI ai 2,2 G(m³) di Iren, mentre gli altri gruppi appartenenti a questa classe sono E.On, Hera, Duferco Group, A2A, Gunvor, Roma Gas & Power e VNG Italia. Risultano, dunque, usciti da questa classe Vitol e Unogas.

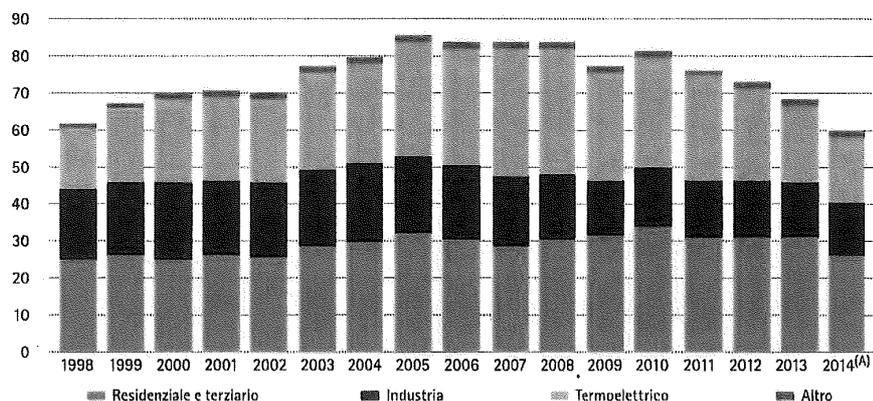
Vitol, con impieghi pari a 1,9 G(m³), è il più grande dei dieci gruppi inclusi nella classe successiva, quella dei gruppi con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³): in questa classe il gruppo più piccolo è, invece, EconGas i cui impieghi sono di poco superiori a 1 G(m³).

Unogas è, invece, compreso tra i 72 gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) e che hanno vendite e/o autoconsumi pari a circa 380 M(m³); nell'ultima classe ricadono, infine, 259 gruppi che vanno dai 95 M(m³) del più grande ai 755 m³ del più piccolo.

Come si spiegherà più diffusamente nel corso del presente Capitolo, continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato; questo aspetto,

FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

	GRUPPO ENI	15-30 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	6,9	0,3	0,7	-	-	0,1	0,0	8,1
Importazioni nette ^(A)	30,9	10,3	5,4	2,5	1,7	2,5	0,1	53,4
Variazioni scorte	0,8	0,2	-0,1	-0,7	-0,1	0,1	0,0	0,1
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,2	0,6	1,3	0,0	8,2
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	2,0	1,1	1,0	1,9	0,7	1,2	0,0	8,0
Acquisti sul territorio nazionale	24,6	36,1	18,5	27,6	10,9	23,9	4,3	145,9
da Eni	20,0	2,3	3,4	6,2	1,4	3,0	0,5	36,8
da altri operatori	4,5	33,8	15,1	21,4	9,5	20,9	3,9	109,1
Acquisti in Borsa	0,1	0,1	0,0	0,5	1,5	0,6	0,1	3,0
Cessioni ad altri operatori nazionali	42,2	35,2	17,4	21,1	11,4	14,2	0,8	142,3
- di cui vendite al PSV	38,6	26,8	12,2	14,9	8,5	7,3	0,4	108,7
Vendite in Borsa	0,0	1,0	0,2	1,0	0,2	0,8	0,0	3,3
Trasferimenti netti	-1,7	0,8	0,2	0,3	0,2	0,4	0,1	0,3
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,4	0,2	0,3	0,1	0,2	0,0	1,8
Autoconsumi	5,3	2,9	0,1	0,6	0,0	1,1	0,2	10,1
Vendite finali	13,3	8,4	6,9	7,4	2,4	11,4	3,6	53,3
- di cui a clienti finali collegati	0,7	0,8	1,5	1,4	0,8	1,6	0,2	7,0
Al mercato libero	9,7	7,7	5,8	5,4	2,2	9,2	2,5	42,5
Al mercato tutelato	3,6	0,7	1,0	2,0	0,2	2,2	1,1	10,8
Vendite finali per settore								
Domestico	3,6	1,0	2,4	2,3	0,3	2,7	1,4	13,7
Condominio uso domestico	0,5	0,0	0,1	0,5	0,0	0,7	0,5	2,3
Commercio e servizi	1,5	0,4	0,4	0,9	0,5	1,9	0,7	6,4
Industria	6,0	3,9	2,0	1,2	0,7	4,4	0,7	18,8
Generazione elettrica	1,4	3,0	2,0	2,3	0,9	1,2	0,1	10,9
Attività di servizio pubblico	0,3	0,1	0,0	0,2	0,0	0,5	0,1	1,2

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

unito al fatto che la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza, fa sì che la connotazione delle classi sia diversa rispetto al passato.

Come da tradizione, la produzione nazionale è sostanzialmente tutta in capo al gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni altri piccoli coltivatori.

Relativamente alle importazioni, continua la diminuzione delle stesse a livello nazionale e il fenomeno ha praticamente riguardato tutte le classi.

Per quello che attiene al mercato all'ingrosso, appare in controtendenza rispetto agli ultimi anni la modalità di un approvvigionamento particolarmente differenziato dei diversi gruppi; rispetto al passato, infatti, è risalita al 17,5% la quota di gas direttamente approvvigionato da Eni.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, nel 2014 sono risultate pari a quasi il 70% dei volumi venduti e autoconsumati e appaiono molto significative in tutte le classi, eccetto quella che comprende i gruppi più piccoli, dove la quota di gas destinato

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2014

G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

a questo mercato è pari ad appena il 18,1%; d'altra parte, in questa classe sono raggruppati i soggetti che sono concentrati nella vendita al dettaglio. Nel 2014 è cresciuto notevolmente anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che ammontano a oltre 100 G(m³), rappresentando quasi il 75% delle vendite all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è sempre particolarmente elevata (nel gruppo Eni supera addirittura il 90%), sebbene sia pari al 48% nella classe cui afferiscono i gruppi che hanno venduto e/o autoconsumato tra 0,1 e 1 G(m³), e al 44% nel caso di quelli con impieghi sotto i 0,1 G(m³).

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata, nel 2014, pari al 4,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppi più grandi, che generalmente dispongono di impianti di produzione di energia elettrica, ma appare abbastanza significativa anche nei gruppi di minori dimensioni dove sono presenti diversi produttori di energia elettrica. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimanga considerevole, seppure in continua diminuzione negli anni più recenti: esso, infatti, equivale all'8,2% del gas complessivamente

impiegato (la stessa quota era pari al 13,3% nel 2011, al 12,3% nel 2012 e al 10,5% nel 2013). Eni destina il 10% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono i più piccoli con quote pari a 9,8% e 8,7%.

Le vendite al mercato finale hanno rappresentato anche nel 2014 il 25,5% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 72,2%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 41,5% del gas impiegato e per quelli della classe 10-15 G(m³) al 28%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2014 il 20,2% delle vendite complessive al mercato finale; per gli operatori della classe più piccola la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 30,5%. Appartengono, infatti, a questa classe gli operatori le cui vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate dato che raggiungono il 77,4% delle vendite finali, confermando che quanto più un operatore è piccolo, tanto più tende ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, che risale ad ancora prima della liberalizzazione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori del Bilancio energetico nazionale diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2014 l'estrazione di gas sul territorio nazionale è scesa a 7.149 M(m³), evidenziando quindi una diminuzione del 7,6% rispetto al 2013, per una copertura del fabbisogno interno (lordo) dell'11,5%.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, la produzione 2014, pari a 7.286 M(m³) - valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente - è stata ottenuta per il 33% da giacimenti a terra e per il 67% da coltivazione in mare. La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.422

M(m³), è leggermente aumentata (+2,3%) rispetto al 2013, mentre un netto ridimensionamento (-8%) ha riguardato la produzione in mare, quest'anno pari a 4.863 M(m³). Nel suo *Rapporto Annuale*, la Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico valuta le riserve certe di gas, al 31 dicembre 2014, in 53,7 G(m³) e quelle probabili in 59,8 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati diffusi nel 2014, le riserve certe risultano diminuite del 4,4%, mentre quelle probabili sono maggiori del 2,1%. Anche le riserve valutate come possibili¹ sono cresciute, passando da 21,9 a 24,4 G(m³).

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in sei anni e otto mesi, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie

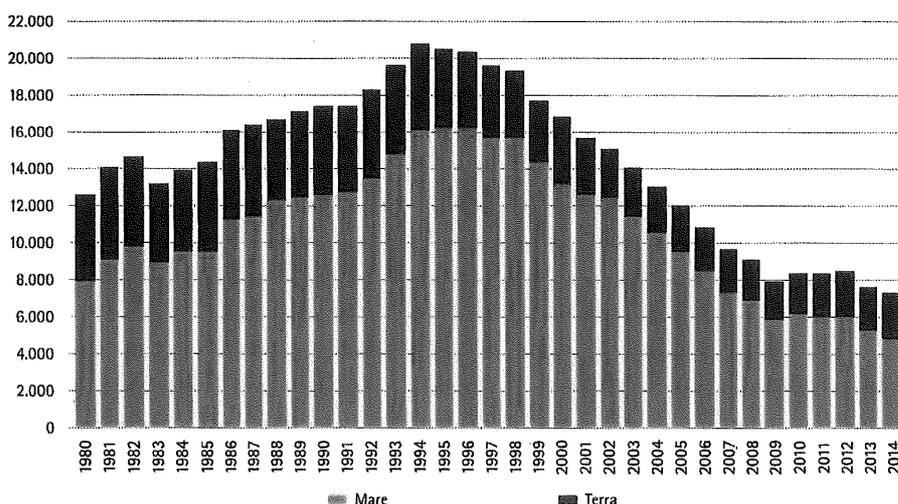


FIG. 3.2

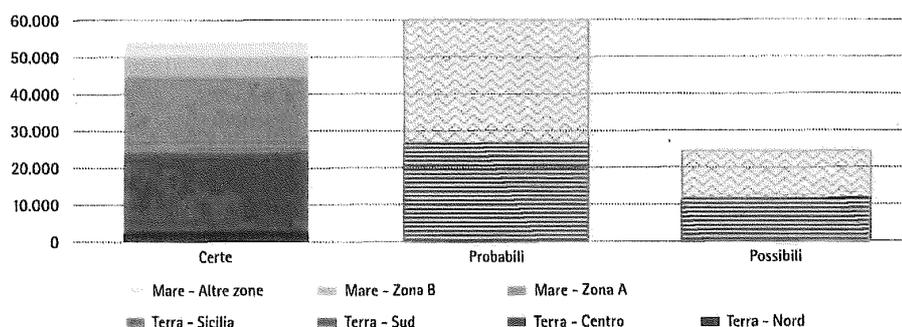
Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

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%.

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2014
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2014
M(m³)

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	6.877	85,1%
Royal Dutch Shell	674	8,3%
Edison	350	4,3%
Gas Plus	145	1,8%
Altri	34	0,4%
TOTALE	8.080	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	7.149	—

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti. La parte più rilevante delle riserve certe, il 55%, si trova in mare, mentre il restante 45% è localizzato in terraferma (quasi interamente al Sud). In base ai dati raccolti nella consueta indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel 2013 sono stati estratti complessivamente 8.080 M(m³) da 18 imprese, riunite in 12 gruppi societari².

L'85% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, con l'8,3%. Quest'ultimo ha comunque accresciuto la propria quota di mercato dell'1% rispetto al 2013, distanziandosi maggiormente dal gruppo Edison (4,3% nel 2014 e 5,1% nel 2013), con il quale da diversi anni

si alterna nella seconda e nella terza posizione. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,8%.

Importazioni

Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2014 si sono ridotti di un altro 10%, scendendo a 55.757 dai 61.966 M(m³) dell'anno precedente. Il calo, il quarto consecutivo, è stato anche il più marcato, nettamente superiore a quelli dei tre anni precedenti (-8,5% nel 2013, -3,8% nel 2012 e -6,6% nel 2011). In un percorso di discesa che non accenna a fermarsi, dal 2010 le importazioni di gas in Italia si sono ridotte di un quarto, pari a circa 20 G(m³). Essendo le esportazioni lievemente aumentate da 228 a 237 M(m³), cioè del 3,9%, il tasso di

² Come lo scorso anno, e diversamente da quanto accadeva negli anni precedenti, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati che potrebbero essere differenti.

riduzione delle importazioni nette è risultato leggermente più forte, pari a -10,1%, con i volumi che dai 62 G(m³) scarsi sono arrivati a 55,5 G(m³).

Coerentemente con una domanda lorda e finale in continua diminuzione, inoltre, un altro miliardo scarso di metri cubi è andato a stoccaggio: le immissioni, infatti, hanno superato i prelievi, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati superiori di 757 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2013.

Poiché la produzione nazionale è scesa, come si è appena visto, a 7.149 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 2.070 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2014 (Fig. 3.4) sono valutabili in 59.842 M(m³), 12,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2013. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è risalito al 90,1% dall'88,4%.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas³. L'ulteriore crollo delle importazioni del gas di origine algerina ha lasciato spazio ad altri Paesi che, nonostante la generale contrazione dei livelli di consumo – e dunque delle importazioni in Italia – mostrano un incremento nei volumi.

Le importazioni dall'Algeria, che già lo scorso anno avevano registrato una corposa riduzione, nel 2014 si sono sostanzialmente dimezzate (-5,9 miliardi, ovvero -46%), fermandosi a 8,8 G(m³). Il nuovo cedimento è certamente legato alle difficoltà produttive del Paese africano (per i noti problemi socio-politici), ma anche al contenimento dei quantitativi che gli importatori hanno imposto in attesa che i prezzi dei contratti gas di lungo-termine, stipulati con Sonatrach, iniziassero a scendere per riflettere la discesa delle quotazioni petrolifere cui sono indicizzati.

Penalizzato da prezzi elevati come quello algerino, anche il GNL proveniente dal Qatar è diminuito di un altro 13% (che segue il -14% registrato nel 2013), vale a dire di 650 M(m³). Nel 2014 le minori importazioni di gas da Algeria e Qatar, insieme a quelle provenienti da altri Paesi (tra cui Trinidad e Tobago), hanno complessivamente condotto in Italia 12,3 G(m³) in meno rispetto al 2013. Questo spazio è stato compensato, ma solo a metà, dalle ridotte esigenze di gas in Italia, da un aumento dei quantitativi importati di altra origine.

Nonostante le agitazioni ancora in atto in quel Paese, le importazioni dalla Libia sono infatti salite del 14% (+808 milioni), ma soprattutto sono cresciuti gli approvvigionamenti dai mercati maggiormente concorrenziali del Nord Europa, favoriti dai prezzi contenuti che

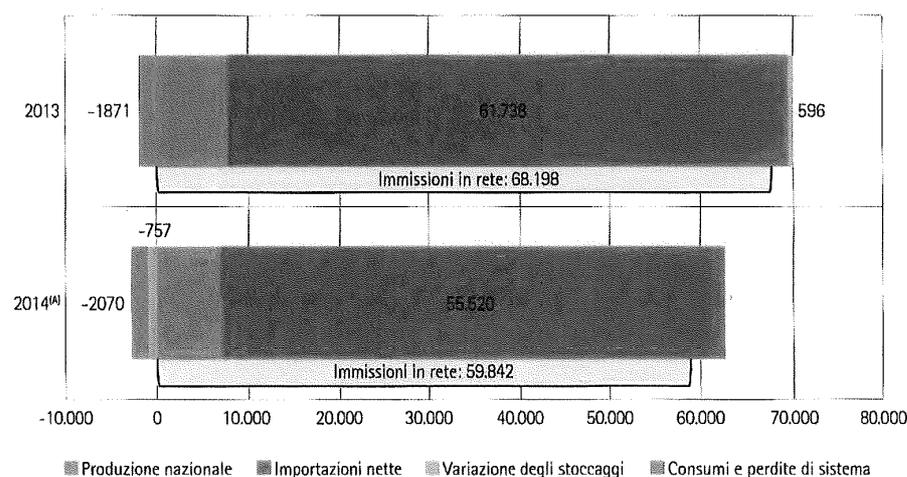


FIG. 3.4

Immissioni in rete nel 2013 e nel 2014
G(m³)

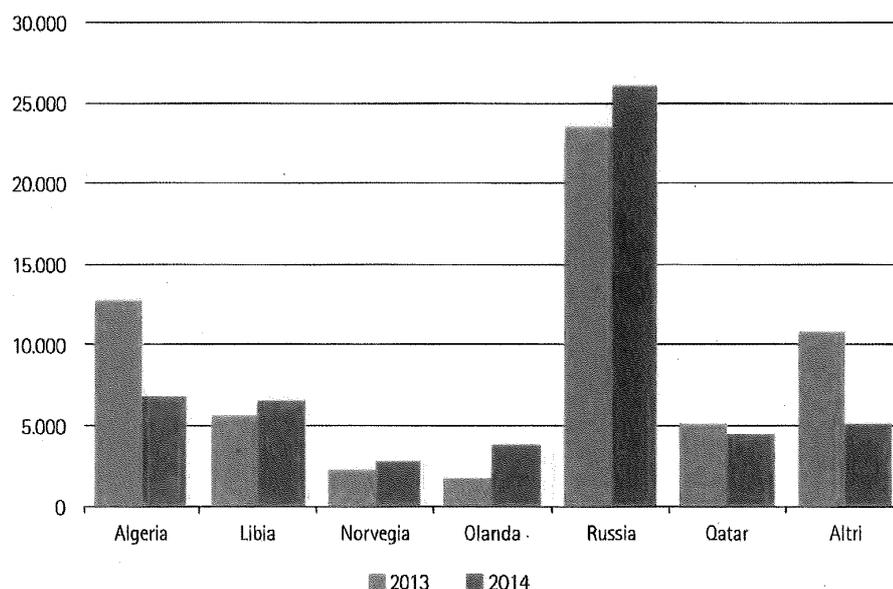
(A) Dati preconsuntivi per il 2014

³ 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.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas nel 2013 e nel 2014 secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

si sono manifestati specialmente nei mesi estivi. Le importazioni dall'Olanda sono aumentate di 2,15 G(m³), cioè del 123%, e quelle dalla Norvegia sono cresciute di 500 M(m³), vale a dire del 22%. Le rinegoziazioni dei contratti *take or pay* sono, invece, alla base della crescita di altri 2,65 G(m³) (+11%) dalla Russia, che già nel 2013 aveva compensato la caduta delle importazioni algerine.

Per effetto di queste variazioni, nel 2014 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia si è ulteriormente accresciuto, arrivando a contare quasi per metà (47%) dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota del 12,3% del gas complessivamente importato, l'Algeria ha conservato comunque la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,7%).

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2014 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 53,6 G(m³) dai 61,3 G(m³) raggiunti nel 2013⁴.

La diminuzione è stata, quindi, pari a -12,6%, più ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 5,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee (Tab. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, che anche nel 2014 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – non ha diminuito i quantitativi acquistati all'estero: infatti, i volumi approvvigionati, pari a 31,05 G(m³), sono lievemente superiori (0,9%) a quelli del 2013, pari a 30,8 G(m³). Il piccolo incremento delle importazioni di Eni, confrontato con una base complessiva (il totale delle importazioni nazionali) che si è fortemente ridotta, ha fatto balzare la quota di mercato della società al 58% (55,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), nettamente superiore, quindi, al 50% registrato nel 2013. L'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas ha raggiunto

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ 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.

TAV. 3.3Primi venti importatori di gas
in Italia nel 2014M(m³); Importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	31.052	58,0%
Edison	9.723	18,2%
Enel Trade	4.934	9,2%
Gunvor International B.V.	572	1,1%
Axpo Italia	561	1,0%
Gdf Suez Energia Italia	555	1,0%
ENOI	535	1,0%
Dufenergy Trading	485	0,9%
Shell Energy Europe Limited	467	0,9%
Repower Italia	417	0,8%
Hera Trading	304	0,6%
Energetic Source	300	0,6%
Centrex Italia	292	0,5%
Worldenergy	272	0,5%
E.On Global Commodities	249	0,5%
Statoil Asa	235	0,4%
Gas Intensive	219	0,4%
Vitol	194	0,4%
Econgas Gmbh	166	0,3%
BP Energy Europe – Sede secondaria	161	0,3%
Altri	1.863	3,5%
TOTALE	53.556	100%
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	2.953	5,5%
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	55.757	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

il minimo nel 2010 con il valore del 39,2%; dal 2011, anno della fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, è costantemente in aumento.

Con alcune (poche) eccezioni oltre a Eni, nel 2014 tutti gli importatori hanno ridotto i quantitativi di acquisto all'estero. Edison, secondo in classifica, ha approvvigionato quasi 3 G(m³) in meno rispetto al 2013. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 18,2% e la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata, arrivando quasi a 40 punti percentuali. Nel 2014 le importazioni di Enel Trade si sono ridotte quasi di un terzo, essendo scese a 4,9 G(m³) dai 7 G(m³) acquistati nel 2013. Ciò nonostante, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota del 9,2%, due punti in meno all'11,3% ottenuto l'anno precedente.

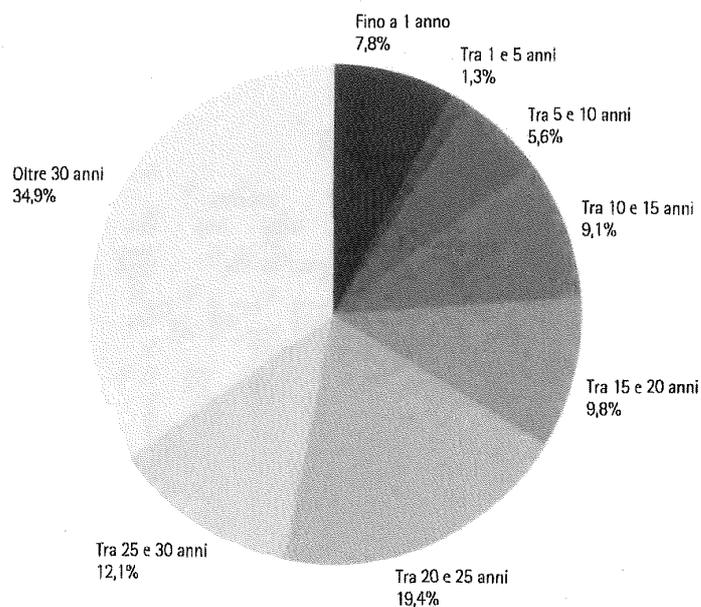
Gunvor International B.V. è il quarto importatore che ha approvvigionato poco più di mezzo miliardo di metri cubi per il mercato italiano, ma – com'è evidente dalla tavola 3.3 – la sua quota è largamente inferiore a quella dei primi tre.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato quasi 46 dei 54 G(m³), cioè l'85,3% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era 82,1% nel 2013) a causa dell'incremento della quota di Eni che le riduzioni nelle quote di Edison ed Enel Trade non riescono a compensare.

L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2014 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera

FIG. 3.6

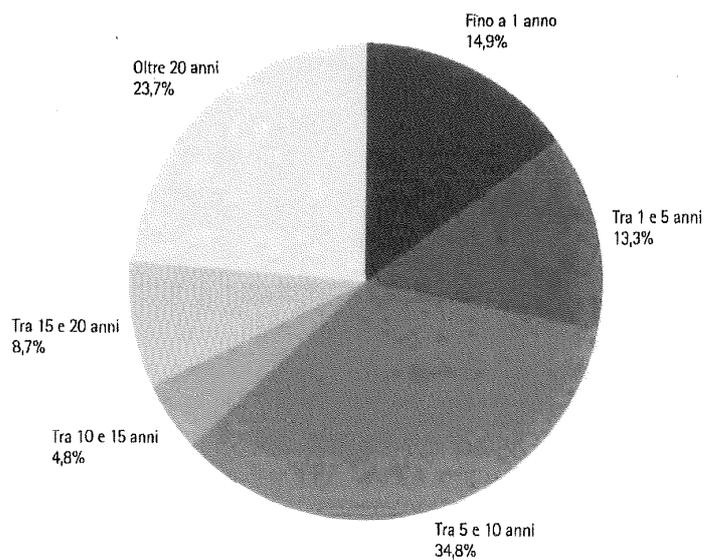
Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2014, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

supera i 20 anni, è infatti pari al 66,4% e risulta stabile negli ultimi cinque anni. L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è leggermente diminuita (9,2% nel 2014 contro l'11,2% del 2010), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è rimasta più o meno costante intorno al 25%. Va detto però che il mercato si va restringendo. Con il passare del tempo, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono complessivamente sempre più basse: dai circa 125 G(m³) pattuiti cinque anni fa, nel 2014 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a circa 86 G(m³). Resta, infine, da

sottolineare che l'incidenza delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è leggermente diminuita anche nel 2014, passando dall'8,8% al 7,8%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2014 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando: il 63% dei contratti (60% nel 2013) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 28% di essi (27% nel 2013) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 32% dei contratti oggi in vigore con una vita residua superiore a 15 anni è comunque pari al 32%.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Come ogni anno, il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato, nell'ottobre 2014, la Rete nazionale dei gasdotti e la Rete di trasporto regionale⁷. Per quanto riguarda la Rete nazionale dei gasdotti, le novità introdotte hanno riguardato l'inserimento dei metanodotti "Allacciamento Geo Gas Stock di Salandra" e "Nuova dorsale DN600(24") San Marco-Recanati" di circa 32 km, oltre che la cancellazione del gasdotto "Allacciamento Ital Gas Storage di Corneigliano Laudense" (tipologia "f"), in quanto il cliente ha formalmente rinunciato alla realizzazione dello stesso. L'aggiornamento della Rete di trasporto regionale ha riguardato l'inserimento di numerosi tratti di rete di nuova realizzazione o di tratti in progetto e diverse cancellazioni o dismissioni.

L'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto, comunque, sostanzialmente invariato rispetto agli scorsi anni. Al di là delle modifiche

delle reti, sono sempre dieci le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale: tre per la Rete nazionale e nove per la Rete regionale (Tav. 3.4).

Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 32.339 km di rete sui 34.628 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas, vale a dire il 93,4% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente amministra 1.527 km di rete, di cui 473 km sulla Rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di Rete regionale. La tavola 3.5 mostra i dati preconsuntivi circa le attività di trasporto per regione. La prima e la seconda colonna riportano la lunghezza delle reti. Nelle cinque colonne successive sono, invece, riportati i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti; nell'ultima colonna è evidenziato il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti. L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di

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.

⁷ Tramite due decreti del Ministero dello sviluppo economico, entrambi del 9 ottobre 2014. Come ha stabilito il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 ottobre 2010, infatti:

- i soggetti gestori di tratti della Rete nazionale dei gasdotti, entro il 31 luglio di ogni anno, devono presentare al ministero l'istanza per l'aggiornamento delle infrastrutture (descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno) e quella relativa ai progetti di nuovi gasdotti in corso a tale data. Il ministero procede poi, entro il 30 novembre, all'emanazione di un decreto relativo all'aggiornamento della Rete nazionale, sentite l'Autorità e le Regioni interessate;
- i soggetti gestori di tratti della Rete di trasporto regionale, entro il 31 luglio di ogni anno, devono presentare al ministero l'istanza di aggiornamento delle infrastrutture, descrivendo lo stato della consistenza al 30 giugno dello stesso anno. Entro il 30 novembre, sentite l'Autorità e le Regioni interessate, il ministero emana un decreto relativo all'aggiornamento della Rete regionale dei gasdotti.

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto
nel 2014
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.559	22.780	32.339
Società Gasdotti Italia	473	1.054	1.527
Retragas	0	407	407
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Energie	0	63	63
Gas Plus Trasporto	0	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas		41	41
Netenergy Service	0	36	36
Italcogim Trasporto		15	15
TOTALE	10.115	24.513	34.628

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per
regione nel 2013
Lunghezza reti in km; volumi
riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)		
Valle d'Aosta	0	56	45	49	0	0	94	11
Piemonte	504	2.153	3.262	1.062	1.996	67	6.387	499
Lombardia	22	455	816	223	411	2	1.452	64
Trentino Alto Adige	704	4.439	7.699	2.486	3.820	531	14.536	2.371
Veneto	108	372	599	284	58	0	942	91
Friuli Venezia Giulia	817	2.083	3.431	1.298	437	52	5.219	575
Liguria	491	566	706	543	600	164	2.014	168
Emilia Romagna	1.249	2.580	3.662	2.671	1.824	4.380	12.537	732
Toscana	611	1.472	1.942	920	1.514	4	4.380	324
Umbria	477	1.456	1.982	580	546	464	3.572	455
Marche	303	645	773	384	0	73	1.230	220
Lazio	179	465	488	244	69	0	801	96
Abruzzo	562	936	628	312	188	91	1.218	310
Molise	354	522	116	65	174	400	755	134
Campania	554	1.399	1.011	464	604	7	2.086	611
Puglia	690	1.311	985	918	2.230	3	4.136	275
Basilicata	432	891	181	98	27	0	307	209
Calabria	986	1.173	266	40	886	5	1.197	285
Sicilia	1.072	1.539	666	993	2.516	31	4.206	260
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	9.140	9.140	2
ITALIA	10.115	24.513	29.259	13.635	17.902	15.413	76.209	7.692

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(B)
Passo Gries	59,0	35,1	23,9	59,6%	23
Tarvisio	107,0	94,6	12,4	88,4%	38
Mazara del Vallo	96,6	86,5	10,1	89,6%	8
Gorizia ^(A)	2,0	0,0	2,0	0,0%	0
Gela	29,2	29,2	0,0	100,0%	3
TOTALE	293,8	245,5	48,3	83,6%	50
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	4,8	8,2	36,6%	-
Cavarzere	26,4	24,4	2,0	92,5%	-
Livorno	15,0	2,5	12,5	16,7%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) 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.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2014-2015
M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato

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.

La contrazione che il settore del gas ha subito nel 2014 si è, naturalmente, fatta sentire anche nell'attività di trasporto: i volumi riconsegnati sulle reti si sono infatti ridotti di 10 G(m³), ovvero dell'11,4%, essendo scesi a poco più di 76 G(m³) contro gli 86 G(m³) del 2013. Poiché da un anno all'altro il numero dei punti di riconsegna è leggermente aumentato (7.692 nel 2014 contro i 7.596 del 2013), il volume medio trasportato ha registrato una netta contrazione, portandosi a 9,9 M(m³) dagli 11,3 del 2013.

Diversamente dallo scorso anno, la caduta dell'attività è da ascrivere all'ennesima severa contrazione delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, ma anche alla forte riduzione delle riconsegne agli impianti di distribuzione sui quali, come si è detto nelle pagine precedenti, nel 2014 gli sfavorevoli andamenti climatici hanno avuto un deciso impatto.

Per gli impianti di generazione elettrica sono stati trasportati nel 2014 quasi 3 G(m³) in meno rispetto al 2013 (-14,1%), mentre i volumi non prelevati dalla distribuzione ammontano a poco più di 5 G(m³), cioè il 15% in meno di quelli prelevati nel 2013. Le riconsegne a clienti finali industriali, invece, sono rimaste pressoché invariate, a 13,6 G(m³), rispetto al 2013, mentre un altro forte calo, pari a 1,7 G(m³), si è registrato nelle riconsegne al comparto "Altro", a causa della riduzione delle riconsegne ai punti di uscita verso lo stoccaggio e ad altre imprese di trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti, effettuati all'inizio dell'anno termico, di capacità di trasporto di tipo continuo per l'anno termico 2014-2015. Complessivamente la capacità conferibile si è lievemente ridotta (-1,6%), essendo passata da 298,6 a 293,8 M(m³)/giorno. Ciò per la riduzione della capacità di trasporto sia a Mazara (punto di ingresso del gasdotto Transmed per l'importazione dall'Algeria), sia a Gela (punto di entrata del gasdotto Greenstream per l'importazione dalla Libia).

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 l'83,6% a 50 soggetti. Considerando, tuttavia, l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2015 la medesima quota sale fino al 91,7% per l'aumento delle capacità conferite a Passo Gries (+50%) e a Tarvisio (+7% circa).

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(m³)/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. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2015-2016 al 2020-2021

M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Tarvisio	80,9	80,5	80,5	69,7	10,6	0,0
Mazara Del Vallo	86,5	83,9	77,7	66,9	0,0	0,0
Passo Gries	7,2	7,3	7,3	7,3	1,0	0,0
Gela	21,9	21,9	11,0	11,0	10,9	0,0
Gorizia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cavarzere	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Livorno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Panigaglia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	217,5	214,7	197,5	175,9	43,6	21,0
Tarvisio	26,1	26,5	26,5	37,3	96,4	107,0
Mazara Del Vallo	10,1	12,7	18,9	29,7	96,6	96,6
Passo Gries	51,8	51,7	51,7	51,7	58,0	59,0
Gela	7,3	7,3	18,2	18,2	18,3	29,2
Gorizia	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cavarzere	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Livorno	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE CAPACITÀ DISPONIBILE	130,7	133,5	150,7	172,3	304,6	327,2

Fonte: Snam Rete Gas.

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(m³)/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(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente assegnata per due mesi, ovvero sino a novembre 2014. Pertanto, la capacità disponibile viene valutata in 2,5 M(m³)/giorno per i dieci mesi restanti. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013. È opportuno ricordare che OLT *Offshore* LNG Toscana, la *joint venture* controllata da E.ON (48,24%) e Iren (49,07%) che ha realizzato il rigassificatore, era titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso di terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni; ma nel luglio 2013 la società ha presentato istanza di rinuncia. Con un proprio decreto del 3 settembre 2014, il Ministero dello sviluppo economico ha disposto l'accettazione dell'istanza. Infine, nel gennaio scorso, non sollevando obiezioni alla richiesta di rinuncia presentata da OLT, la Commissione europea ha revocato il rilascio dell'esenzione. Con

quest'ultimo passaggio, il terminale GNL è quindi tornato integralmente e irrevocabilmente nel regime regolato.

Complessivamente, nell'anno solare 2014 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 344, contro i 293 del 2013, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.202 unità, dalle 1.120 unità del 2013.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2014) presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici, a partire dal 2016-2017, complessivamente a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2015-2016, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

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 ^(A)	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 Trieste	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 ^(A)	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sernano	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 le risorse minerarie ed energetiche.

Per tutti gli anni termici esposti nella tavola 3.7, i valori della capacità conferibile restano fermi ai valori esposti nella tavola 3.6, complessivamente pari a 348,2 M(m³)/giorno se si considerano anche le capacità dei terminali di rigassificazione. Come lo scorso anno, invece, la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2015-2016 all'anno termico 2019-2020 lo spazio disponibile ai punti di entrata della Rete di trasporto nazionale più che raddoppia per effetto del calo della capacità conferita specialmente a Tarvisio, Mazara e Gela.

Più precisamente, circa tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati sino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi tre anni termici considerati, invece, la capacità conferita in quel punto si riduce dapprima di circa 11 M(m³)/giorno, poi di altri 59 M(m³)/giorno, fino ad azzerarsi nell'ultimo anno considerato. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione resta intorno all'80% sino all'anno termico 2017-2018, mentre dal 2018-2019 scende al 69% perché si liberano quasi 11 M(m³)/giorno. Negli ultimi due anni, poi, la capacità conferibile sale al 100%. A Passo Gries la capacità assegnabile, già molto ampia (78%) dal prossimo anno termico, aumenta lievemente (altri 6 M(m³)/giorno) a partire dall'anno termico 2019-2020. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9 M(m³)/giorno dall'anno termico 2017-2018.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni vigenti (Tav. 3.8). I siti di stoccaggio attivi sono dieci, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Nel 2014 non sono state conferite nuove concessioni, né attivati nuovi siti. A fine anno è stata conferita la proroga alla concessione di Cellino, la cui scadenza, quindi, è passata al 10 dicembre 2024. Sono però in corso i procedimenti per il rilascio di sei nuove concessioni e per l'ampliamento di alcune concessioni esistenti.

Secondo i dati pubblicati nel *Rapporto Annuale* 2015 della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2013-2014 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 16,54 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 290 M(m³), al giorno (Tav. 3.9).

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel mese di febbraio 2015, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto annuale

in materia (decreto 6 febbraio 2015). Tale assetto replica, in parte, quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione, per l'anno termico 2015-2016, pari a 6,843 G(m³), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità pari a circa 1,6 G(m³), destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, viene conferita in asta.

Novità per il 2015-2016 è l'introduzione di una capacità per un servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni. In sintesi, anche per il 2015-2016, l'assetto dello stoccaggio è caratterizzato da due tipi di prestazione. In particolare, i prodotti disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono essere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità definite del ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;
- attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2014-2015 Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 72 operatori; 58 utenti dispongono di capacità per il servizio di modulazione di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto,

TAV. 3.9

Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2013-2014
M(m³)

TITOLARE	SITI DI STOCCAGGIO	WORKING GAS
Stogit	Brugherio, Cortemaggiore, Fiume Trieste, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Sergnano, Settala	15.628
Edison Stoccaggio	Cellino, Collalto	910
TOTALE		16.430

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche.

TAV. 3.10

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2014-2015 e 2015-2016
M(m³) standard

ANNO TERMICO 2014-2015			ANNO TERMICO 2015-2016		
SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO	SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO
Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.638	Decreto legislativo n. 130/10	Fisico disponibile	2.642
Minerario	Definito da MSE	25	Minerario	Definito da MSE	197
Bilanciamento trasporto	A richiesta	202	Bilanciamento trasporto	A richiesta	203
Imprese industriali import GNL	Definito da MSE	500	Servizi di stoccaggio correlati alla rigassificazione	Definito da MSE	500
Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.950	Punta (ex modulazione)	Ad asta	6.843
Uniforme (complemento al working disponibile)	Ad asta	1.623	Uniforme	Ad asta	1.122
			Pluriennale uniforme	Asta (prezzo riserva a tariffa)	500
Strategico	Definito da MSE	4.620	Strategico	Definito da MSE	4.620
TOTALE		16.558			16.627

Fonte: AEEGSI.

quattro utenti del solo servizio di modulazione uniforme (a fronte di 47 utenti complessivi per questo servizio), sette del solo servizio connesso alle capacità del decreto legislativo n. 130/10 (a fronte di 41 utenti complessivi per questo servizio) e nessun utente del solo servizio di stoccaggio minerario (a fronte di due utenti complessivi per questo servizio).

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2015 sono risultati pari a circa 18,6 G(m³), di cui 10,2 in erogazione e 8,4 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2014-2015 sono stati dieci: nove utenti del servizio di modulazione di punta e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2014 sono risultati pari a poco più di 1 G(m³), di cui 0,53 in erogazione e 0,65 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 2014 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2013. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2014.

Ogni anno i distributori chiamati a partecipare all'Indagine sono quelli iscritti nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre dell'anno precedente⁸. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti alle 230 imprese che al 31 dicembre 2014 indicavano la distribuzione di gas naturale tra le proprie attività (erano 233 al 31 dicembre 2013, più altri cinque soggetti che, pur non risultando attivi al 31 dicembre 2014, dovevano confermare i dati forniti lo scorso anno). Hanno risposto 234 operatori: di questi, sette hanno avviato l'attività nel 2014 (nel 2013 non erano presenti), mentre sette sono quelli che erano operativi nel 2013, ma non più attivi nel 2014. Nel corso del 2014 e nei primi mesi del 2015 si sono realizzati, come sempre, numerosi avvicendamenti nelle società.

Tra le operazioni societarie sono innanzitutto da ricordare quelle avvenute nei primi mesi del 2014 e già descritte nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, vale a dire tre operazioni di cessione dell'attività di distribuzione: quella a Centria da parte di E.S.T.R.A., la *multiutility* a partecipazione pubblica che lavora principalmente in Toscana, essendo nata dalla fusione delle imprese di distribuzione di Prato (Consiag), di Siena (Intesa) e di Arezzo (Coingas); quella di BIM Gestione Servizi Pubblici alla società BIM Belluno Infrastrutture e quella di Novenergia a Pedemontana Distribuzione Gas. Quest'ultima cessione è avvenuta coinvolgendo un terzo operatore "passante", cioè Pedemontana Patrimonio e Servizi. Entrambe le società, BIM Belluno Infrastrutture e Pedemontana Distribuzione Gas operano in provincia di Vicenza.

Nel 2014, inoltre, sono avvenute le seguenti fusioni:

- nel mese di marzo Gas Natural Distribuzione Italia è passata dal gruppo Gas Natural Internacional SDG a Union Fenosa International;
- Piceno Gas Distribuzione ha acquisito l'attività di distribuzione di gas dal Comune di Accumoli (Rieti) in data 10 marzo 2014. In precedenza la località era servita a GPL da Eni; con il passaggio a Piceno Gas Distribuzione, il comune ha iniziato a essere servito a gas naturale;
- in aprile ASMT Energia ha acquisito l'attività da ASMT Servizi Industriali, l'impresa che opera nel comune di Tortona (AL). Dallo scorso gennaio tale impresa è posseduta praticamente per intero da S.I.M.E., un altro distributore gas che serve quasi esclusivamente comuni lombardi;
- all'inizio di maggio CNEA Sud è passata da Bruno Group a Lucana Service;
- l'1 giugno 2014 Erogasmet ha incorporato Molteni, impresa che serviva più di 30 comuni tra Piemonte, Lombardia e Veneto. Al momento dell'incorporazione Molteni era al 100% di Erogasmet;
- il 26 giugno 2014 2i Rete Gas ha acquisito la società Genia Distribuzione Gas, gestore della distribuzione nel comune di San Giuliano Milanese (MI);
- dall'1 luglio Salerno Energia Distribuzione ha acquisito l'attività da Irno Service, impresa che operava nel comune di Solofra

⁸ Più precisamente, il questionario sulla distribuzione viene somministrato ogni anno ai distributori presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, ma anche alle imprese che, pur non essendo più attive a quella data, avevano però fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima. Ciò per ottenere la conferma o la rettifica dei dati forniti.

(Avellino), e Azienda Energia e Servizi (Torino) è entrata nel gruppo Snam;

- nello stesso mese è cominciata un'altra operazione di aggregazione societaria che è terminata a fine anno. Nell'ambito di accordi societari tra Centria e la società Multiservizi, il distributore gas di Ancona e di altri comuni della stessa provincia, è stata creata una nuova società: Edma Reti Gas (partecipata al 59,5% da Multiservizi, al 40,4% da Centria e per lo 0,03% da altri soci) nella quale sono gradualmente confluite le attività di distribuzione e misura del gas naturale della Multiservizi (relative a circa 120.000 punti di riconsegna) e parte (circa 30.000 punti di riconsegna) delle attività di distribuzione e misura sia di gas naturale, sia di gas diversi appartenenti a Centria, la società del gruppo E.S.T.R.A. (vedi sopra);
- ancora nel mese di luglio Acegas-Aps ha incorporato Amga - Azienda Multiservizi, esercente il servizio nelle provincie di Udine e Pordenone, e Isontina Reti Gas, esercente il servizio nella provincia di Udine, acquisendo la nuova denominazione sociale di AcegasApsAmga. L'operazione fa parte dell'espansione del gruppo Hera nel Triveneto. Dopo l'ingresso nel gruppo della storica società di distribuzione del gas triestina Acegas-Aps,

avvenuto a gennaio 2013, infatti, con questa fusione e con la razionalizzazione della *joint venture* con Eni, il gruppo Hera ha acquisito il controllo delle attività di distribuzione di energia anche a Gorizia.

Inoltre, dall'1 gennaio 2015:

- Naturgas (impresa posseduta al 100% da CPL Concordia) ha acquisito l'attività da CPL Concordia. L'unico comune interessato è quello di San Giuseppe Vesuviano (NA);
- Italgas ha incorporato Metano Arcore, esercente l'attività di distribuzione gas ad Arcore (MI);
- F2i Reti Italia ha incorporato 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas) e contemporaneamente ha assunto la nuova denominazione 2i Rete Gas, uguale, quindi, a quella della società incorporata.

Complessivamente i 227 operatori attivi nel 2014 hanno distribuito 29,2 G(m³), 5 in meno dell'anno precedente. Tra il 2013 e il 2014 la numerosità delle grandi imprese (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000) è scesa di quattro unità, che si sono distribuite equamente nelle altre classi, tutte aumentate di una unità. La

TAV. 3.11

Attività dei distributori nel periodo 2008-2014

OPERATORI ^(A)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
NUMERO	272	251	235	227	226	227	227
Molto grandi	8	9	9	9	8	7	8
Grandi	27	25	23	25	27	26	22
Medi	27	22	23	18	18	20	21
Piccoli	123	119	112	114	112	115	116
Piccolissimi	87	76	68	61	61	59	60
VOLUME DISTRIBUITO - M(m ³)	33.923	34.048	36.336	34.295	33.913	34.241	29.240
Molto grandi	17.286	19.023	21.016	19.677	19.309	19.553	17.192
Grandi	8.954	8.355	8.243	8.591	8.834	8.682	6.750
Medi	3.403	2.574	2.912	2.015	2.034	2.227	2.061
Piccoli	3.937	3.797	3.909	3.780	3.512	3.578	3.062
Piccolissimi	342	298	257	233	223	201	176

(A) 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: Indagine annuale sui settori regolati.

classe dei molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è aumentata per l'ingresso della nuova società AcegasApsAmga.

Il netto ripiegamento dei volumi complessivamente distribuiti, pari a -14,6%, ha colpito, naturalmente, tutte le classi anche se in misura non omogenea. La perdita percentualmente più forte si è avuta nel caso dei grandi operatori che nel 2014 hanno distribuito il 22,3% in meno del gas erogato nel 2013 (quasi due miliardi di metri cubi in meno). Anche i piccoli operatori hanno visto diminuire i loro livelli di attività in misura rilevante: nel 2014 hanno, infatti, erogato circa mezzo miliardo in meno del 2013, un calo che – dato il loro livello di partenza – equivale a una perdita del 14,4%. I distributori molto grandi e i piccolissimi hanno perso circa il 12% dei volumi, mentre la classe degli operatori di media dimensione è quella che ha tenuto meglio, registrando un calo solo del 7,5%, equivalente a -166 M(m³), rispetto al 2013.

Il 13,2% delle imprese (30 su 227) serve più di 100.000 punti di prelievo, soglia oltre la quale scatta l'obbligo di separazione

funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa sull'*unbundling*. Nel 2014 esse hanno distribuito complessivamente l'81,9% dei volumi totali; le restanti 197 imprese attive nel settore hanno, invece, distribuito poco meno di un quinto dei volumi totali. Come detto, nel 2014 sono stati distribuiti in Italia 29,2 G(m³) a poco più di 23 milioni di clienti (identificati mediante il numero dei gruppi di misura). Il servizio di distribuzione è stato gestito attraverso più di 6.400 concessioni in circa 7.100 comuni (Tav. 3.12).

La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano gran parte della marcata eterogeneità osservata nei prelievi di gas delle diverse regioni. 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. Al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nei quali viene distribuito il 62,2% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono

TAV. 3.12

Attività di distribuzione per regione nel 2014
Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	28	2088	1095	3.360	982	11,5%	9,0%
Valle d'Aosta	1	22	24	49	36	0,2%	0,1%
Lombardia	55	4893	1573	7.715	1342	26,4%	21,1%
Trentino Alto Adige	13	277	192	601	192	2,1%	1,2%
Veneto	31	2114	659	3.416	545	11,7%	9,1%
Friuli Venezia Giulia	8	553	199	762	174	2,6%	2,4%
Liguria	8	875	158	806	152	2,8%	3,8%
Emilia Romagna	24	2302	394	3.690	294	12,6%	9,9%
Toscana	10	1613	250	2.008	242	6,9%	6,9%
Umbria	11	359	93	480	78	1,6%	1,5%
Marche	27	675	234	809	189	2,8%	2,9%
Lazio	13	2293	328	1.957	308	6,7%	9,9%
Abruzzo	26	651	306	621	273	2,1%	2,8%
Molise	9	130	136	115	135	0,4%	0,6%
Campania	23	1396	441	913	407	3,1%	6,0%
Puglia	10	1318	258	923	257	3,2%	5,7%
Basilicata	13	203	128	179	121	0,6%	0,9%
Calabria	12	427	330	246	349	0,8%	1,8%
Sicilia	13	1015	328	590	345	2,0%	4,4%
ITALIA	-	23.203	7.126	29.240	6.421	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

complessivamente un altro 19,8%, il residuo 18% viene distribuito nel resto d'Italia, con quote regionali che non raggiungono il 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata. La ripartizione regionale delle percentuali di clienti serviti sul totale nazionale mostra un ordinamento simile a quello dei volumi. Il confronto tra le quote di ciascuna regione, quella calcolata sui volumi rispetto a quella determinata in base ai punti di prelievo, rivela indirettamente il tipo di clientela servita: una quota in termini di volume superiore a quella valutata sui clienti indica, cioè, la maggiore presenza di usi produttivi che prelevano quantità unitarie di gas superiori a quelle dei clienti civili.

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 distribuito il 69,8% del gas totale a poco più di 13 milioni di clienti (il 56,6% dei clienti totali); seguono il Centro con il 24,7% del gas erogato a 6 milioni di clienti (il 24,7% dei

clienti totali) e il Sud e Isole con il 9,7% di gas a più di 4 milioni di clienti (il 18,8% dei clienti totali).

Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti in tutte le ripartizioni geografiche; l'aggregazione dei comuni, tuttavia, appare più forte al Nord e al Centro, dove il numero delle concessioni è, rispettivamente, pari al 18% e al 20% del numero di comuni serviti, mentre la stessa quota al Sud e Isole risulta del 52%. Da segnalare, comunque, che tale rapporto è in forte diminuzione ovunque, coerentemente allo svolgersi delle gare d'ambito.

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2014 sono state metanizzate 33 nuove località.

Nella tavola 3.13 l'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle

TAV. 3.13

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	2013			2014		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	28	74,1	75,9	28	73,9	75,9
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	56	54,8	58,1	55	54,0	57,9
Trentino Alto Adige	13	77,9	82,5	13	77,3	82,7
Veneto	30	49,4	51,9	31	48,7	51,7
Friuli Venezia Giulia	10	77,8	81,3	8	94,0	94,0
Liguria	8	90,5	88,8	8	90,2	88,7
Emilia Romagna	24	78,1	77,9	24	78,2	77,9
Toscana	10	86,1	84,6	10	84,4	80,7
Umbria	11	71,3	68,5	11	71,8	69,2
Marche	27	59,0	58,2	27	58,9	57,9
Lazio	13	96,0	96,5	13	95,5	96,5
Abruzzo	25	71,7	72,3	26	70,5	72,1
Molise	9	82,6	84,1	9	82,8	84,3
Campania	23	82,6	83,9	23	81,8	83,5
Puglia	10	81,1	80,1	10	80,5	80,3
Basilicata	13	87,5	85,4	13	87,5	85,0
Calabria	12	90,2	90,3	12	89,7	90,2
Sicilia	13	79,9	81,1	13	79,1	81,1
MEDIA	18	78,5	79,0	18	78,9	79,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori.

Come sempre, la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche senza tenere conto di questa regione, i dati mostrano, come in passato, livelli di concentrazione mediamente piuttosto elevati, anche se – diversamente da quanto è accaduto negli anni più recenti – nel 2014 hanno registrato incrementi lievi. Infatti, il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione è rimasto invariato a 18 unità, il valore del C3 è salito al 78,9%, contro il 78,5% registrato nel 2013, così come la quota di clienti serviti è passata dal 79% al 79,5%.

Nei dati più recenti si osservano: 16 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, dieci regioni in cui è pari o superiore all'80% e quattro regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2013 evidenziano 16 regioni con C3 maggiore del 70%, nove regioni con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%.

Le quattro regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono quasi le stesse nei due anni considerati: nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Friuli Venezia Giulia. Quest'ultima ha sostituito la Calabria che, insieme alle prime tre, era nel gruppo nel 2013. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, inferiore al 50%. In Lombardia la relativamente modesta concentrazione (è la regione con il secondo valore di C3 più basso) del 2013 è diminuita nel 2014 (dal 54,8% al 54%).

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2014, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, è illustrata nella tavola 3.14.

Il 37,3% delle quote è detenuto da enti pubblici (nel 2013 era il 31,1%), mentre il 22,9% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,5% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche, diminuita di poco rispetto al 13,7% dello scorso anno. Complessivamente, le quote detenute da imprese energetiche sono diminuite rispetto al 2013, quando contavano per il 30,5%, mentre nel 2014 sono scese al 26,2%. Al loro interno, inoltre, l'importanza delle imprese nazionali si è ridotta meno di quella delle imprese locali (le prime sono scese dal 15,9% al 14,3%, mentre le seconde si sono ridotte dal 13,8% all'11,3%); è rimasta invariata, invece, la quota di quelle estere. Nel 2014 il capitale straniero prevalente è risultato quello di provenienza spagnola, mentre si è ridotta l'importanza delle quote detenute da imprese austriache; per la prima volta si registra l'ingresso di capitali provenienti dal Lussemburgo e dall'India, seppure in misura irrisoria.

In Italia sono posati 256.410 km di rete (di cui 789 non in funzione), il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione (Tav. 3.15). Il 59% delle reti (quasi 151.000 km) è collocato al Nord, il 23% (58.500 km) al Centro e il restante 18% (47.000 km) si trova nel Sud e in Sicilia. Mediamente i gestori possiedono l'81,7% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono solo il 12%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. È comunque bene ricordare che la proprietà delle reti può essere del distributore, del Comune, come pure di altri soggetti: per questo la somma delle percentuali della tavola può differire dal 100%. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.323 cabine e più di 95.000 gruppi di riduzione finale. Il numero di cabine e gruppi è diminuito rispetto al 2013. La consistenza delle reti e delle strutture di distribuzione del gas naturale è,

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Enti pubblici	37,3%
Società diverse	22,9%
Imprese energetiche nazionali	14,3%
Persone fisiche	13,5%
Imprese energetiche locali	11,3%
Imprese energetiche estere	0,6%
Istituti finanziari nazionali	0,1%
TOTALE	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.14

Composizione societaria dei distributori nel 2014

TAV. 3.15**Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2014**

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	895	6.237	82,9	12.812,8	1.1354,0	90,0%	4,9%
Valle d'Aosta	5	53	0,0	166,6	191,6	98,5%	0,8%
Lombardia	1.538	15.739	102,3	14.981,5	32.486,7	77,2%	17,3%
Trentino Alto Adige	218	18.938	189,2	2.080,6	2.070,5	89,7%	10,0%
Veneto	614	11.888	243,5	10.999,7	18.787,2	77,3%	18,4%
Friuli Venezia Giulia	126	1.461	5,2	2.237,0	5.175,1	65,5%	33,8%
Liguria	83	3.084	57,6	1.991,5	4.088,8	72,4%	0,6%
Emilia Romagna	416	8.161	233,1	17.476,8	13.060,6	72,2%	14,6%
Toscana	356	10.350	254,0	6.451,0	9.740,6	88,7%	9,4%
Umbria	117	1.569	99,1	1.924,6	3.317,2	58,4%	41,6%
Marche	128	2.445	21,8	4.499,7	4.701,7	47,6%	31,5%
Lazio	340	2.065	173,0	7.355,2	7.866,8	62,8%	37,2%
Abruzzo	212	2.106	1,4	4.834,1	5.006,4	71,7%	25,3%
Molise	96	509	0,4	1.098,5	1.141,6	70,8%	28,8%
Campania	375	6.212	31,9	4.371,5	8.187,6	76,6%	17,1%
Puglia	253	1.703	137,9	3.449,6	8.546,2	94,0%	5,8%
Basilicata	111	452	0,8	953,3	1.652,6	52,3%	47,0%
Calabria	228	820	35,4	3.079,6	3.571,7	88,3%	11,7%
Sicilia	212	1.735	69,6	4.567,1	8.393,0	90,8%	6,7%
ITALIA	6.323	95.527	1.739,0	105.330,6	149.340,0	81,7%	12,0%
di cui non in funzione	-	-	0,3	422,5	374,2	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

come di consueto, pre-consuntiva. Il loro utilizzo, tuttavia, richiede quest'anno un maggior grado di prudenza alla luce del fatto che il principale operatore – la società Italgas, per la quale è stata disposta la misura dell'amministrazione giudiziaria – ha dichiarato che i dati forniti sono oggetto di procedure di accertamento.

Come per la prima volta lo scorso anno, la consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, illustrata in queste pagine, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013 e definite¹³ nell'ambito della riforma del *settlement* che l'Autorità ha adottato al fine di ottenere una più corretta attribuzione, agli utenti del servizio di bilanciamento, dei quantitativi di gas consumati dai punti di riconsegna (cioè dai clienti

finali) che non vengono misurati giornalmente. La tavola 3.16 mostra, appunto, la ripartizione nel 2014 di clienti e volumi distribuiti nelle sette categorie d'uso che hanno sostituito le 13 precedentemente in vigore¹⁴, ma che – come in passato – sono state definite in base a dei profili di consumo standard.

Come si vede dai dati, ben più della metà dei clienti (o, più precisamente, il 54,7% dei clienti) utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale uso, che preleva il 45,4% del gas complessivamente distribuito in Italia, comprende un consumo medio di circa 1.048 m³ all'anno. Il secondo utilizzo più diffuso tra i clienti (41,6%) è quello corrispondente al codice C2, che prevede

¹³ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

¹⁴ Le categorie d'uso precedentemente in vigore erano quelle individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17.

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,7%	13.380
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	41,6%	6,3%	190
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,7%	45,5%	1.048
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,1%	2.776
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,1%	3.729
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	4,6%	28.231
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	21,8%	18.957
	TOTALE	100,0%	100,0%	1.260

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.16

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2014

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2013 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³

l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questo fine è risultato pari al 6,3% del totale, per un consumo annuo mediamente pari a 190 m³.

L'utilizzo del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) non possiede una quota rilevante in termini di clienti (solo il 2%), ma naturalmente incide molto di più in termini di consumi: esso, infatti, ha acquisito, nel 2014, il 21,7% del gas totale. Tale uso comporta mediamente un consumo annuo di 13.380 m³ circa.

Poco più di un quinto dei volumi di gas prelevati, infine, viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio per questo utilizzo è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a 19.000 m³.

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.260 m³/anno, un valore in diminuzione rispetto a quello rilevato per il 2013, pari a 1.487 m³.

La tavola 3.17 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 m³), comprendono probabilmente consumi di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (48,5%), ma assorbono solo il 6,4% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura, sia di volumi, è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; 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 la produzione di acqua calda o la cucina.

Gli usi produttivi del gas sono probabilmente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente meno dense (tutte insieme contano solo per l'1,8% del totale dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,4%).

Nella tavola, la consistenza dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate a partire dal dato dei gruppi di misura¹¹ rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹², si ottiene un valore più ampio di circa 1,2 milioni di unità, che vanno però ad aumentare quasi unicamente la fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.17, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono valutati mediante i gruppi di misura.

Rispetto al 2013 si osserva un aumento dell'importanza dei gruppi di misura caratterizzati da un basso consumo annuo, sia in termini di numerosità, sia in termini di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, infatti, che lo scorso anno era pari all'84,1% in termini di gruppi di misura, nel 2014 è salita all'89,1%, mentre quella in termini di volumi prelevati è passata dal 30,3% al 35,1%.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio geografico e settoriale è esposta nella tavola 3.18. In questo caso, i settori di consumo sono definiti in base alle tipologie di clienti individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)*¹³.

¹¹ 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; comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹² 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.

¹³ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

Nel 2014 il settore domestico risulta composto da circa 21 milioni di clienti che hanno prelevato 14 G(m³), ovvero il 48% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto aggiungiamo quelli dei condomini con uso domestico, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la ragguardevole quota del 56,2% di tutto il gas distribuito in Italia, oltre che una frazione dei clienti totali del 90,8%.

Circa un miliardo di metri cubi (cioè il 3,4% 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. Gli "altri usi" rappresentano l'8,8% dei clienti e il 40,4% dei volumi distribuiti. I consumi medi che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 673 m³ per i clienti domestici, 11.006 per i condomini, 11.413 per le attività di servizio pubblico, 5.779 per gli "altri usi" e 1.260 per tutti i clienti nel loro complesso. Tutti gli usi presentano consumi medi in calo rispetto al 2013.

Anche questi valori, tuttavia, sono abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi che – per tutte le tipologie di clienti

– risultano al Nord circa doppi rispetto a quelli osservati al Sud e Isole, mentre quelli del Centro assumono valori intermedi.

La tavola 3.19 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2013 e alla stessa data del 2014, distinguendo per l'ultimo anno anche la loro accessibilità parziale o totale¹⁴. 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 di tali misuratori, l'Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

L'installazione dei misuratori elettronici, tuttavia, prosegue di anno in anno, specie nei settori caratterizzati da più elevati consumi, come dimostrano la figura 3.8 e i dati della tavola 3.19.

Il numero di misuratori elettronici in funzione nel 2014 è cresciuto, rispetto al 2013, dell'83%. Nel corso dell'anno ne sono stati installati 237.000, la metà dei quali ha riguardato quelli più piccoli, cioè i gruppi di misura fino alla classe G6. Un altro 35% delle nuove installazioni è stato effettuato sui misuratori di classe variabile tra G6 e

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2014 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	6.649	5.529	188	23,8%	0,6%
121-480	5.741	5.717	1.683	24,6%	5,8%
481-1.560	9.470	9.437	8.406	40,7%	28,7%
1.561-5.000	2.119	2.111	4.814	9,1%	16,5%
5.001-80.000	391	390	5.983	1,7%	20,5%
80.001-200.000	11	11	1.377	0,0%	4,7%
200.001-1.000.000	6	6	2.506	0,0%	8,6%
Oltre 1.000.000	2	2	4.285	0,0%	14,7%
TOTALE	24.389	23.203	29.240	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁴ 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

Clienti e consumi per
tipologia di cliente e regione
nel 2014

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.815	1.384	38	426	9	129	226	1.422
Valle d'Aosta	18	16	1	7	0	8	3	17
Lombardia	4.382	3.424	56	754	16	221	439	3.316
Trentino Alto Adige	237	166	8	64	2	46	30	325
Veneto	1.876	1.549	16	139	6	82	217	1.646
Friuli Venezia Giulia	495	357	6	66	2	36	51	304
Liguria	812	383	10	172	3	34	50	217
Emilia Romagna	2.052	1.702	24	254	11	74	215	1.660
Toscana	1.474	995	12	101	5	58	122	854
Umbria	323	206	2	14	1	13	34	247
Marche	606	442	5	28	3	33	61	306
Lazio	2.084	997	26	277	10	108	173	575
Abruzzo	566	360	2	16	2	23	80	221
Molise	118	72	1	11	1	7	10	25
Campania	1.262	566	6	37	5	44	124	266
Puglia	1.246	678	2	14	3	32	66	200
Basilicata	182	122	1	7	1	14	20	36
Calabria	362	182	1	3	3	13	61	47
Sicilia	945	426	2	9	3	23	65	132
ITALIA	20.853	14.027	218	2.400	87	997	2.045	11.817

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

G25; il 14% ha interessato i misuratori di classe G25. Percentuali minori si osservano nelle altre classi intermedie.

La dimensione delle imprese che distribuiscono gas¹⁵ è di 41 addetti, superiore ai 38,8 registrati lo scorso anno (Tav. 3.20). Il 65,8% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti, ma distribuisce solo l'8% del gas a una quota simile (7,5%) di clienti. Il 22,5% delle aziende opera con più di 20 addetti e distribuisce l'86,5% del gas all'88,1% dei clienti serviti. Il 62,2% dei clienti è servito, però, dalle imprese con oltre 250 addetti che, pur essendo solo il 3,7% dei soggetti operanti in questo segmento, distribuiscono quasi il 60% di tutto il gas. Il 19,3% dei distributori risulta operare senza alcun addetto specificamente dedicato all'attività.

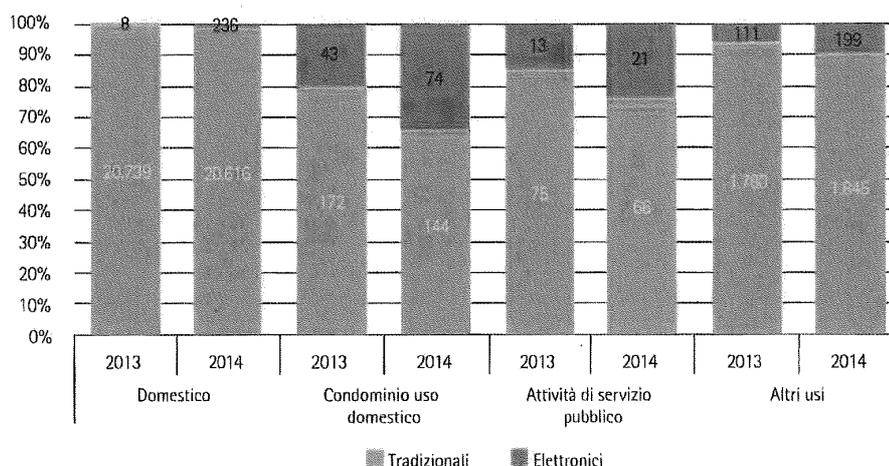
La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2014 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Non si registrano cambiamenti significativi.

Il gruppo Snam è, come negli anni passati, il primo con una quota del 25% circa. Oltre a essere il gruppo dominante nella distribuzione, tramite Italgas, Snam è dominante anche nel trasporto (con Snam Rete Gas), nello stoccaggio (con Stogit) e nella rigassificazione (con GNL Italia). Fino all'ottobre 2012 Snam ha fatto parte del gruppo Eni. Da quella data, la Cassa depositi e prestiti ha acquisito una partecipazione maggioritaria nel capitale votante di Snam, pertanto non è più soggetta al controllo e all'attività di direzione e coordinamento

¹⁵ L'informazione sul numero degli addetti è tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che nella media dell'anno 2013 era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola sono riferiti a 187 società.

FIG. 3.8

Gruppi di misura elettronici e tradizionali nel 2013 e nel 2014 per tipologia di cliente
Percentuale di gruppi di misura installati^(A)



(A) All'interno dell'istogramma sono indicate le migliaia di gruppi di misura installati.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.19

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2013 e 2014 per classe di misuratore
Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2013		2014			
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	NUMERO TOTALE	PRELIEVI
ELETTRONICI						
Fino a G6	110	91	42	96	228	145
G6	4	0	0	0	1	5
Da G6 a G25	15	57	19	22	99	710
G25	49	38	23	22	83	1.130
G40	47	20	15	15	51	1.148
Oltre G40	62	24	17	21	62	9.049
Totale elettronici	286	231	116	176	524	12.187
TRADIZIONALI						
Fino a G6	21.511	8.481	3.073	10.133	21.687	14.204
G6	790	317	99	339	755	1.211
Da G6 a G25	283	88	43	71	202	1.084
G25	56	9	6	8	22	218
G40	9	2	2	3	6	67
Oltre G40	7	2	1	3	6	269
Totale tradizionali	22.655	8.899	3.224	10.556	22.679	17.053
TOTALE GRUPPI DI MISURA	22.941	9.130	3.341	10.733	23.203	29.240

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

di Eni e opera in regime di separazione proprietaria. Eni rimane nell'azionariato di Snam con una quota dell'8,5% circa.

Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, Zi Rete Gas, segue con una quota poco distante del 16,6%. Tale gruppo comprende Zi Rete Gas (ex Enel Rete Gas), G6 Rete Gas, incorporata nel 2013 e, dal 2014, Genia Distribuzione

Gas. Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera, la cui quota è però salita all'8,9% grazie all'ingresso di Amga-Azienda Multiservizi in Acegas-Aps, società che dal 2013 è entrata nel gruppo Hera.

Nel 2014 i primi venti gruppi hanno coperto l'80,5% della distribuzione totale, mentre nel 2013 la loro quota era del 77,9%.

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI DISTRIBUITI	QUOTA SUI CLIENTI SERVITI
0	19,3%	-	2,4%	2,6%
1	8,6%	0,9	0,3%	0,3%
2-9	38,0%	4,4	5,2%	4,6%
10-19	11,8%	14,4	5,5%	4,4%
20-49	10,7%	30,4	10,0%	7,9%
50-250	8,0%	101,7	18,9%	18,0%
Oltre 250	3,7%	698,1	57,5%	62,2%
TOTALE	100,0%	41,0	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

GRUPPO	2014	QUOTA	POSIZIONE NEL 2013
Snam	7.230	24,7%	1°
Zi Rete Gas	4.849	16,6%	2°
Hera	2.592	8,9%	3°
A2A	1.737	5,9%	4°
Iren	1.229	4,2%	5°
Toscana Energia	913	3,1%	6°
E.S.T.R.A.	679	2,3%	7°
Asco Holding	629	2,2%	8°
Linea Group Holding	574	2,0%	9°
Erogasmet	347	1,2%	10°
Acsm-Agam	336	1,2%	11°
Agsm Verona	325	1,1%	12°
Ambiente Energia Brianza	322	1,1%	13°
Unión Fenosa Internacional	283	1,0%	15°
Energei	280	1,0%	14°
Dolomiti Energia	256	0,9%	17°
Gas Rimini	253	0,9%	16°
Edison	250	0,9%	18°
Aimag	227	0,8%	19°
Alm Vicenza	222	0,8%	20°
Altri	5.705	19,6%	-
TOTALE	29.240	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.20

Dimensione delle imprese che hanno distribuito gas naturale per classi di addetti
Quote percentuali

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2014
Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

Connessioni

In questo paragrafo vengono riportati i dati relativi alle connessioni, distinte 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 della singola tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e al tempo medio per ottenere la connessione, inteso quale periodo per la realizzazione del punto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato. I giorni di attesa medi per le connessioni con la rete di trasporto sono, cioè, ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto.

Come è possibile osservare nella tavola 3.22, nel 2014 sono state realizzate 65 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 46 in alta pressione e 19 in media pressione. Mediamente, esse

hanno richiesto un'attesa di 48,1 giorni lavorativi (59 giorni per le condotte in alta pressione e 36 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2014 è diminuito il numero di connessioni richieste sulla rete in alta pressione, mentre sono cresciute le richieste di allacciamento alle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, però, è diminuito in entrambi i casi. Nel 2014 il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tav 3.23) è stato pari a 173.714. Come le richieste di allacciamento alla rete di trasporto, anche queste sono diminuite rispetto alle circa 176.000 richieste del 2013. Analogamente al trasporto si registra, comunque, una ulteriore riduzione dei tempi di attesa, in media pari a 9,2 giorni lavorativi contro i 10,5 del 2013. La contrazione dei tempi medi, però, è il frutto di una situazione variegata: diminuiscono, infatti, i tempi medi per gli allacciamenti alle reti di distribuzione esercite in alta pressione e in bassa pressione, mentre aumentano quelli per la media pressione.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2013 e nel 2014

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2013		2014	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	54	69,0	46	59,0
Media pressione	17	38,0	19	36,0
TOTALE	71	50,4	65	48,1

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013 e nel 2014

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2013		2014	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	4	8,5	5	2
Media pressione	3.852	15,7	4.204	18,8
Bassa pressione	172.088	7,4	169.505	6,8
TOTALE	175.944	10,5	173.714	9,2

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2014 hanno dichiarato, nell'Anagrafica operatori, di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale 541 società.

Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 446 imprese, di cui 36 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 410 attive, 71 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 231 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 108, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas movimentato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha toccato 198,9 G(m³). Il 34,8% di tale gas, cioè 69,2 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 5,7%, cioè 11 G(m³), dai venditori puri e il 59,5%, cioè 118,4 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto al 2013, questi ultimi, insieme ai venditori puri, hanno perso terreno in favore dei grossisti, la cui posizione relativa nel mercato totale è molto cresciuta.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 145,6 G(m³), è stato alimentato per il 47,6% da grossisti puri e per il restante 52,4% da operatori misti. I 53,3 G(m³) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati per il 21,1% dai venditori puri e per il 78,9% 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 accade da molti anni, nel 2014 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25). Infatti, 179 venditori, otto in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 36 G(m³) in più del 2013.

In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato inferiore a quello dei volumi di gas trattati, per questo il volume medio unitario è cresciuto del 30%, passando da 636 a 813 M(m³) nel complesso del mercato, un evento che non accadeva da diversi anni. Come negli scorsi anni, è possibile osservare il mercato con maggiore dettaglio suddividendo gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo (sia nel mercato all'ingrosso, sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto") di ciascuna impresa. In tal modo si vede che l'incremento complessivo nel numero dei venditori si è realizzato perlopiù nell'ultima classe di venditori, quella dei piccoli, che ha accolto dieci nuove unità di vendita. Anche la classe dei grandi è cresciuta di due unità, per l'ingresso delle società Eni Trading & Shipping e GdF Suez Trading Italia, entrambe provenienti dalla classe inferiore.

Il 15,1% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 28,1% dai grandi venditori, il 43,7% dai venditori medi. Le 149 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 13,1% del

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2014
M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	71	-	69.231	61.680	69.231
Venditore puro	231	11.260	-	-	11.260
Operatore misto	108	42.062	76.359	46.972	118.421
Inattivo	36	-	-	-	-
TOTALE	446	53.322	145.590	108.652	198.912

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.25Mercato all'ingrosso nel
periodo 2010-2014

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2010	2011	2012	2013	2014
NUMERO	140	143	152	172	179
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	2	1	1	1	3
Medi	26	30	24	28	26
Piccoli	57	57	66	78	75
Piccolissimi	54	54	60	64	74
VOLUME VENDUTO G(m³)	87,6	98,4	101,1	109,4	145,6
Eni	15,3	14,6	13,3	14,6	22,0
Grandi	11,9	7,0	8,3	9,7	40,9
Medi	47,1	64,1	61,1	67,0	63,6
Piccoli	12,7	12,0	17,5	17,2	18,2
Piccolissimi	0,7	0,8	0,9	1,0	0,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	626	688	665	625	813
Eni	15.304	14.586	13.342	14.584	22.012
Grandi	5.956	7.012	8.270	9.728	13.649
Medi	1.810	2.136	2.545	2.391	2.444
Piccoli	222	210	265	220	242
Piccolissimi	13	14	15	16	12

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

mercato all'ingrosso. Come nel 2013, quindi, la quota maggiore del mercato è stata fornita dai 26 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

La notevole crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, ottenuta nonostante il fatto che anche il 2014 sia stato un anno di riduzione dei consumi, è andata a beneficio di Eni, dei piccoli operatori e soprattutto dei grandi, classe in cui un operatore in particolare ha registrato una fortissima crescita. Un netto ridimensionamento (-10,4%) si è invece avuto nel gas complessivamente venduto dai piccolissimi, che hanno registrato al contempo un aumento nel numero di operatori (dieci unità in più rispetto al 2013). Come conseguenza, il volume medio unitario intermediato da questi soggetti è sceso a 12 M(m³).

Gli acquisti all'estero e al PSV sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 80,5 m³

provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (53,6 m³) sulle importazioni (26,9 m³). I restanti 19,5 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12,9 m³) e in minima parte (4,1 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME) (MPG-GAS, MI-GAS, P-GAS e PB-GAS, MT-GAS), dove in media vengono procacciati 1,5 m³ su 100.

L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, cambia a seconda della dimensione degli operatori: le importazioni sono decisive soltanto per Eni, cosa che è coerente con la dominanza di questa società nel segmento dell'import, osservata qualche pagina più indietro. La produzione nazionale tende a completare il portfolio di Eni. Gli acquisti al PSV assumono una notevole importanza per i venditori di grande e media dimensione: in quella sede comprano il 70% o più del gas che poi rivendono. Anche gli acquisti all'estero possiedono una discreta rilevanza per questi operatori, che oltre frontiera

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2014
Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	13,5%	0,7%	0,0%	6,8%	4,0%	4,1%
Importazioni	74,1%	21,7%	12,3%	9,2%	4,3%	26,9%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	4,5%	1,0%	14,9%	35,1%	49,8%	12,9%
Acquisti in stoccaggio	0,2%	0,2%	1,1%	3,4%	0,5%	1,0%
Acquisti al PSV	7,6%	76,3%	69,4%	42,6%	34,2%	53,6%
Acquisti in Borsa	0,2%	0,0%	2,4%	3,0%	7,1%	1,5%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

si procurano, rispettivamente, il 21,7% e il 12,3% del gas complessivamente trattato.

Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al *city gate*, hanno un peso maggioritario (50%) nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme con gli acquisti al PSV (34%) e quelli effettuati in Borsa (7%).

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) evidenzia, ovviamente, che le quote maggiori di gas – in media il 72% – vengono utilizzate per la rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (88,8%) nel caso dei soggetti di grande dimensione, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 21,3%, ma – con l'eccezione di Eni – diventa più importante al diminuire della dimensione delle imprese (i piccoli e i piccolissimi operatori destinano al mercato finale, rispettivamente, il 58% e il 43% della propria disponibilità di gas). Mediamente, il 5,1% del gas è riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso le percentuali variano tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, una discreta importanza assumono gli autoconsumi anche per i grandi e per i piccoli, mentre una quota irrisoria si registra per i medi. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,7%.

La tavola 3.28 mostra il dettaglio dell'attività delle 38 società (una in più del 2013) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso.

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. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC); esso, dunque, non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

Nato nell'ottobre del 2003, nel tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto 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.

Nel 2014, 118 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Per la seconda volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è nettamente diminuito (Fig. 3.9). Già nel 2013 si era avuta una prima, leggera, contrazione nel numero dei sottoscrittori che, dalle 157 unità del 2012, erano scesi

TAV. 3.27**Impieghi di gas dei grossisti nel 2014**

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	54,4%	88,8%	77,2%	58,2%	43,0%	72,0%
– di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,6%	1,6%	4,2%	0,1%	1,0%
– di cui vendite al PSV	87,6%	85,3%	73,9%	51,5%	44,8%	55,0%
A clienti finali	32,5%	5,0%	19,2%	34,6%	45,9%	21,3%
– di cui collegati societariamente	5,1%	4,7%	28,6%	7,2%	7,9%	14,3%
Autoconsumi	13,0%	4,5%	1,7%	4,1%	9,2%	5,1%
Borsa	0,1%	1,6%	1,9%	3,1%	1,9%	1,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

a 148 (-5,7%). Quest'anno, tuttavia, la riduzione è stata più significativa, pari a -20,3%, visto che il numero dei sottoscrittori è sceso a 118, più o meno lo stesso numero del 2011.

Anche il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 46 a 33 unità.

La figura 3.10 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato *spot* e OTC. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela e Panigaglia, queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Fino al novembre 2013, quest'ultima categoria comprendeva infatti le riconsegne di gas che avvenivano presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e quelle che avvenivano presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL

Adriatico (da ottobre 2009). In base a quanto disposto dall'Autorità¹⁶⁵, però, da novembre 2013 le riconsegne di gas presso i terminali di rigassificazione avvengono sulla rete di trasporto in corrispondenza del punto di interconnessione con il terminale di rigassificazione e non più al PSV. Pertanto dal 2014 la voce PSV GNL non presenta più volumi e transazioni.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati. Al contrario, da tre anni si riduce costantemente la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa in parte dal diminuire delle importazioni, e in parte dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV, GNL e mercato *spot*.

Infatti, con l'indicazione "PSV mercato *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle piattaforme gestite dal GME per i mercati *spot*, tra cui la PB-GAS, che è la piattaforma per il bilanciamento *a mercato* del gas attraverso la quale il responsabile del servizio di bilanciamento (cioè Snam Rete Gas) e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è attiva da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* hanno potuto formulare offerte di acquisto.

¹⁶⁵ La delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas, ha previsto che la riconsegna del gas dalle imprese di stoccaggio ai propri utenti avvenga sulla rete di trasporto in corrispondenza dell'interconnessione con l'impianto di rigassificazione e non più al PSV, rimandando la disciplina delle modalità applicative della nuova regola ai Codici di rigassificazione. Le nuove modalità sono, quindi, entrate in vigore con la delibera 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha approvato i Codici di rigassificazione presentati da Adriatic LNG e GNL Italia, modificati a seguito della delibera 297/2012/R/gas.

TAV. 3.28

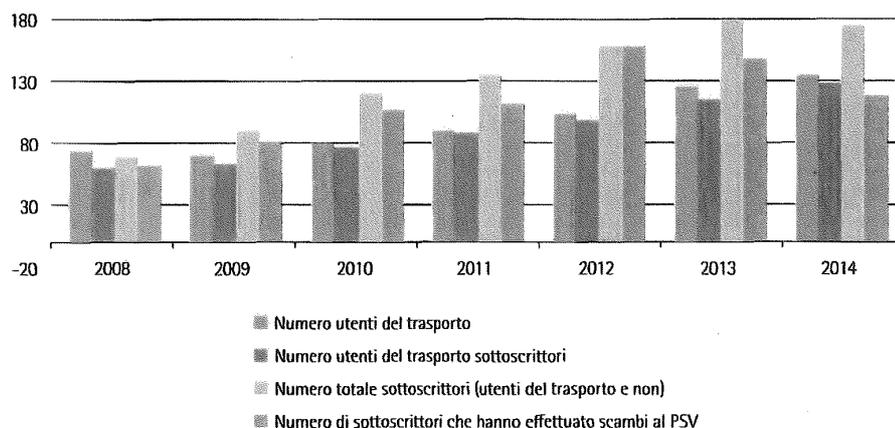
Vendite dei principali
grossisti nel 2014
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	22.012	13.140	35.152	15,1%
Eni Trading & Shipping	19.147	0	19.147	13,2%
Gdf Suez Trading Italia	11.391	0	11.391	7,8%
Edison	10.410	2.274	12.684	7,2%
Shell Energy Europe Limited	7.434	0	7.434	5,1%
Gdf Suez Energia Italia	7.316	685	8.002	5,0%
Enel Trade	7.057	1.749	8.806	4,8%
Gdf Suez E.M.T. Italia	6.507	0	6.507	4,5%
ENOI	4.425	61	4.486	3,0%
Dufenergy Trading	3.516	0	3.516	2,4%
Gunvor Internatioanal B.V.	3.075	0	3.075	2,1%
Roma Gas & Power	2.929	58	2.987	2,0%
Shell Energy Italia	2.482	1.588	4.070	1,7%
E.On Global Commodities	2.390	1.090	3.479	1,6%
Splgas	2.207	100	2.307	1,5%
Vitol	1.857	0	1.857	1,3%
Hera Trading	1.685	72	1.757	1,2%
Italtrading	1.621	10	1.631	1,1%
A2A Trading	1.471	125	1.596	1,0%
Energy.Com	1.443	0	1.443	1,0%
Repower Italia	1.333	0	1.333	0,9%
Hb Trading	1.235	0	1.235	0,8%
Econgas Gmbh	1.009	0	1.009	0,7%
Bp Energy Europe – Sede secondaria	906	0	906	0,6%
Statoil ASA	896	0	896	0,6%
2B Energia	870	0	870	0,6%
Axpo Italia	841	358	1.199	0,6%
Youtrade	786	292	1.078	0,5%
Centrex Italia	741	116	856	0,5%
Worldenergy	712	0	712	0,5%
Società Ionica Gas	707	0	707	0,5%
Alpiq AG	689	76	764	0,5%
Sorgenia Trading	664	0	664	0,5%
Shell Italia E&P	611	0	611	0,4%
Tradeinv Gas & Energy	577	0	577	0,4%
Edison Energia	563	3.755	4.318	0,4%
Enet Energy	554	0	554	0,4%
Energetic Source	504	212	716	0,3%
Altri	11.018	16.301	27.319	7,6%
TOTALE	145.590	42.062	187.652	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	27,95	39,74	30,59	

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.9

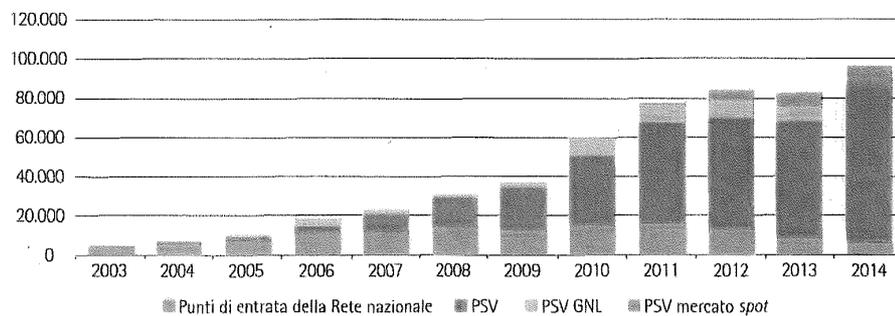
Utenti del PSV dal 2008



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.10

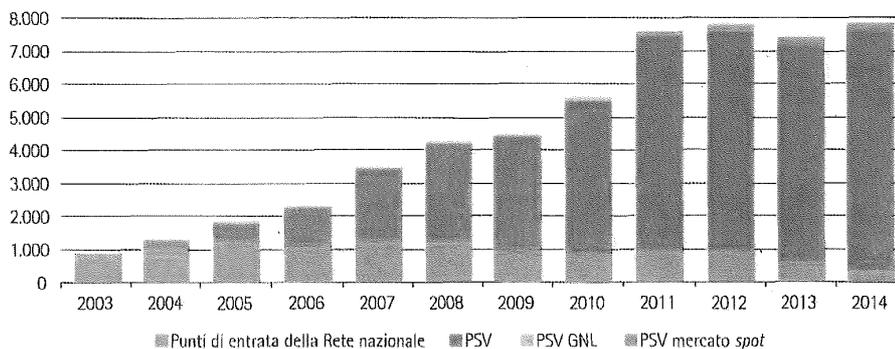
Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
 M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas emesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.11

Numero delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

La piattaforma, che è articolata in due comparti e in sessioni che si svolgono con cadenza giornaliera, è descritta in dettaglio nel paragrafo successivo.

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene, quindi, svolta direttamente

dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

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, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della MGAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

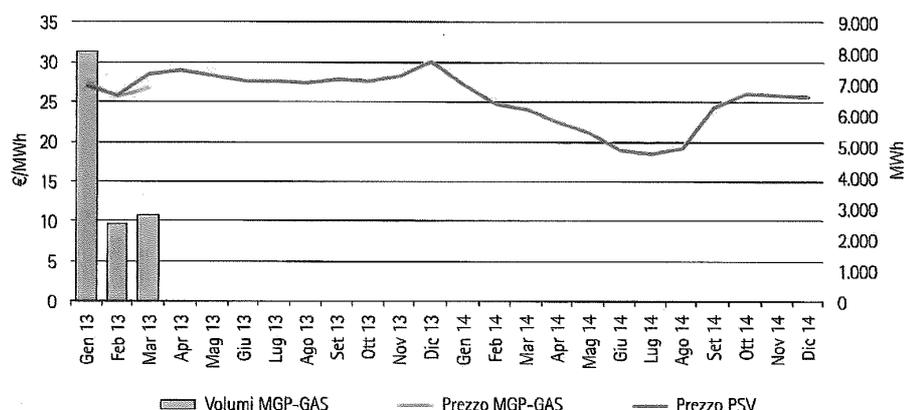
- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori¹⁷ di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo.

¹⁷ In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

FIG. 3.12

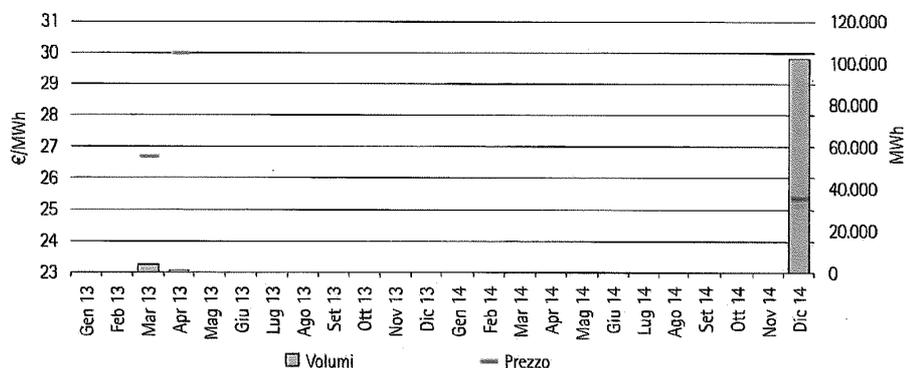
Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS e volumi scambiati sull'MGP-GAS €/MWh; MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per l'MGP-GAS.

FIG. 3.13

Prezzi e volumi sul MI-GAS €/MWh; MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale. Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";

- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Alla fine del 2014 è stato introdotto il Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam.

Infine, con decreto 9 agosto 2013, 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 tanti 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 di gas.

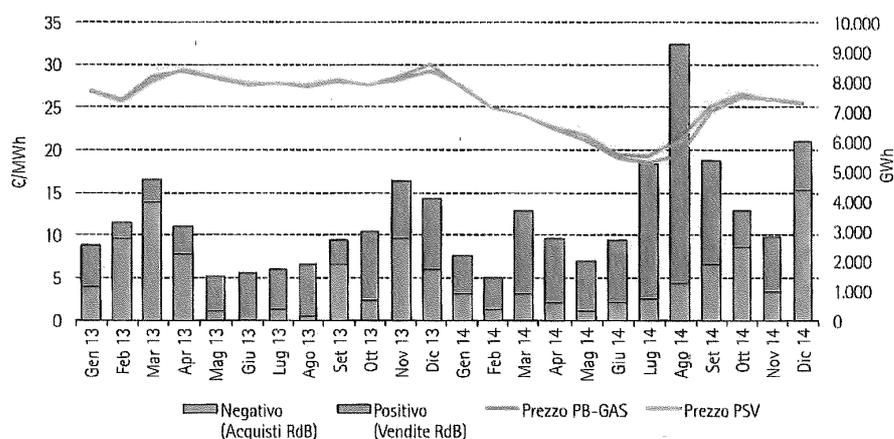


FIG. 3.14

Prezzi e volumi sulla PB-GAS
(G+1)
€/MWh; MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

Nel corso dell'anno 2014, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua non ha registrato alcun abbinamento.

Sul Mercato infragiornaliero (MI-GAS), il 2014 è stato invece caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili, tutte concentrate nel mese di dicembre. Il prezzo medio registrato è stato pari a 25,41 €/MWh, in calo dell'8% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 102.130 MWh, contro i 3.820 MWh del 2013.

Nella figura 3.14 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME. Entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento "a stoccaggio", basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall'Autorità, al sistema di bilanciamento "a mercato", in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Il meccanismo implementato prevede l'obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo, di conseguenza, la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.

La piattaforma PB-GAS evidenzia anche nel 2014 il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012-2013 in termini sia di operatori iscritti e attivi (86 e 77), sia di volumi complessivi scambiati pari a

39 TWh (in diminuzione del 5% sul 2013), ovvero pari al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 92,6% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME.

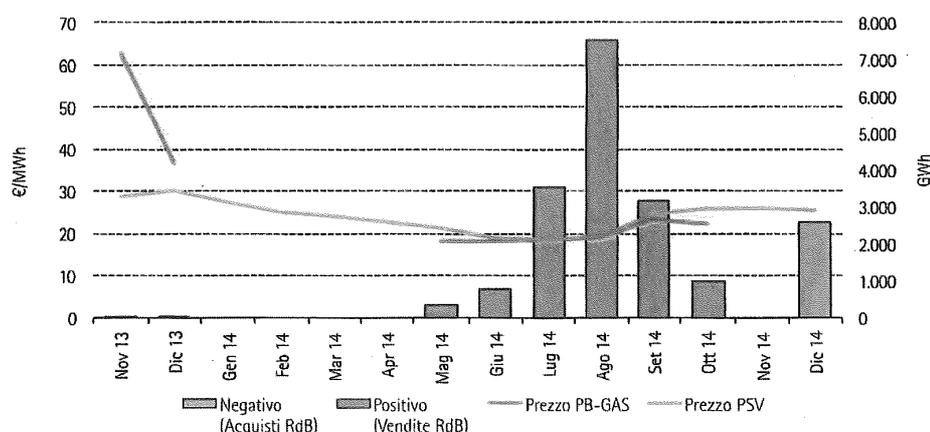
Nonostante l'obbligo di partecipazione degli operatori, si segnala un certo dinamismo da parte di quest'ultimi, come dimostra la crescita dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (10 TWh, +67% sul 2013, pari a circa il 27% del totale scambiato). I restanti volumi, pari a 28 TWh, sono quelli offerti da Snam, in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso registrato nel giorno gas precedente. In particolare, nel 2014 essi sono stati pari a 12.882 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte del RdB) e 15.319 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte del RdB).

Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2014 risulta in calo rispetto al 2013, attestandosi a 23,61 €/MWh (-15%), sostanzialmente allineato al prezzo medio del PSV pari a 23,28 €/MWh, -17% rispetto al 2013. Come si può osservare dal grafico della figura 3.14, nei vari mesi le quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale.

Nel corso del 2014, il comparto di bilanciamento *ex ante* G-1 è stato attivato in 45 sessioni su 365 potenziali (circa il 12%), per complessivi 3 TWh (pari a circa l'8% dei volumi scambiati su G+1). In base al Codice di rete, Snam Rete Gas opera solo in vendita nel periodo di iniezione (da aprile a ottobre) e solo in acquisto nel periodo di erogazione (da novembre a marzo), attivando il

FIG. 3.15

Prezzi e volumi sulla PB-GAS
(G-1)
€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

comparto con una propria offerta quando lo sbilanciamento previsionale di sistema (c.d. "SPS")¹⁸ risulta, rispettivamente, negativo (sistema lungo, Snam Rete Gas in vendita) o positivo (sistema corto, Snam Rete Gas in acquisto). Nello specifico, Snam Rete Gas nel periodo di iniezione ha operato per 43 sessioni, concentrate soprattutto nei mesi di luglio (dieci sessioni) e agosto (16 sessioni), per volumi complessivamente pari a 2,6 TWh, mentre nel periodo di erogazione ha operato per sole

due sessioni nel mese di dicembre, per un volume cumulato pari a 0,4 TWh.

Per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

Mercato finale al dettaglio

I risultati provvisori dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2014 sono stati venduti al mercato finale 53,3 G(m³), dieci in meno rispetto al 2013 (Tav. 3.29). La contrazione è stata, quindi, molto forte (-15,9%), superiore a quelle realizzate negli anni più recenti.

Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece aumentato, anche se soltanto di quattro unità: dai 335 operatori presenti nel 2013, è salito infatti a 339¹⁹. Così come osservato nel mercato dell'energia elettrica (vedi il paragrafo dedicato alla vendita finale), anche in quello del gas il numero dei venditori è

¹⁸ Ai sensi della delibera ARG/gas 45/11, tale valore viene sostanzialmente determinato dal differenziale tra i programmi di prelievo e immissione, comunicati dagli utenti nel giorno gas G-1, rispetto alla capacità di erogazione/immissione dei sistemi di stoccaggio a meno di un termine di errore previsionale.

¹⁹ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 446 imprese sulle 541 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2014 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 36 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 410 ve ne sono 71 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 339.

in costante ascesa, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande.

Nel 2014 l'aumento dei venditori si è manifestato solo nelle ultime classi di vendita nelle quali solitamente vengono suddivisi i dati (Tav. 3.29), mentre il numero dei grandi e dei medi si è ridotto di quattro unità. Gli operatori medi e i piccolissimi hanno grossomodo mantenuto i volumi di vendita rispetto al 2013, mentre il venduto di grandi e piccoli si è nettamente ridotto (-20,1% e -7,4% sono i rispettivi tassi di variazione). Il crollo nei volumi di vendita e il contemporaneo aumento della numerosità degli operatori hanno condotto a una drastica riduzione del volume medio unitario di vendita, sceso del 16,9% rispetto a quello del 2013: in media ciascun venditore del mercato del gas nel 2014 ha venduto 157 M(m³), all'incirca due terzi del gas che ciascuna impresa vendeva nel 2009.

La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 21 operatori, contro i 22 dello scorso anno: a fronte dell'ingresso di un soggetto (Youtrade), ne sono infatti usciti due (E.On Energia e Shell Energy Italia).

Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2014 sono da annoverare:

- l'acquisizione, da parte di Erg Power Generation, dell'attività di vendita a clienti finali da Erg, nel mese luglio;
- l'incorporazione di Acea Energia Holding in Acea Energia dall'inizio del 2014 e l'incorporazione della società All nell'impresa Green Fuel Company, avvenuta all'inizio di dicembre;
- l'ingresso nel gruppo Eni di Acam Clienti a inizio d'anno;
- la cessione parziale dell'attività, avvenuta nel mese di novembre, da Gascom a SGP Trading, attraverso un'operazione di affitto d'azienda, con esclusione di debiti e crediti progressi;
- l'avvio dell'attività di vendita a clienti finali da parte di 11 società (Energy Only, Xtrade Gas & Power ed Energy Time Retail nel primo trimestre del 2014; Energy T.I. Industrial nel terzo trimestre; Metamer, Europe Energy, Sgp Trading, Eurofox Italia e Steca Energia nel quarto trimestre; Antonio Rettagliata e Tradenergia nel primo trimestre del 2015).

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri³⁰ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (79,7%) mediante acquisti da altri rivenditori

TAV. 3.29

Attività dei venditori nel periodo 2010-2014

OPERATORI	CLASSE DI VENDITA	2010	2011	2012	2013	2014
NUMERO		305	312	313	335	339
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	23	25	21	22	21
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	67	61	59	68	65
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	107	115	118	119	122
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	108	111	115	126	131
VOLUME VENDUTO G(m ³)		72,2	68,5	64,6	63,4	53,3
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	51,8	50,8	46,7	45,1	36,0
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	16,1	13,3	13,1	13,8	13,1
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	3,9	4,1	4,4	4,1	3,8
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)		237	220	203	189	157
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.252	2.033	2.222	2.048	1.714
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	240	218	223	203	202
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	37	35	38	35	31
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

³⁰ 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.

nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (20%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,2%). 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 13,7% e il 15% 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% di tali

quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, solo lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato.

Nel 2014 soltanto il 7,7% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 339, ha venduto oltre 300 M(m³) (Tav. 3.30). Questa quota è diminuita rispetto al 2013, quando 32 imprese su 404 superarono tale soglia.

TAV. 3.30

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2014 (M(m³) e quote percentuali)

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	13.140	22.012	35.152	24,6%
Edison Energia	3.755	563	4.318	7,0%
Enel Energia	3.521	0	3.521	6,6%
Edison	2.274	10.410	12.684	4,3%
Iren Mercato	2.028	120	2.149	3,8%
Enel Trade	1.749	7.057	8.806	3,3%
Gdf Suez Energie	1.605	0	1.605	3,0%
Shell Energy Italia	1.588	2.482	4.070	3,0%
Hera Comm	1.526	3	1.530	2,9%
E.On Global Commodities	1.090	2.390	3.479	2,0%
A2A Energia	1.027	9	1.036	1,9%
Sorgenia	919	237	1.157	1,7%
E.On Energia	793	24	817	1,5%
Gdf Suez Energia Italia	685	7.316	8.002	1,3%
Estra Energie	668	191	859	1,3%
Ascotrade	498	0	498	0,9%
Gas Natural Vendita Italia	494	397	891	0,9%
Suissegas Italia	426	43	468	0,8%
Trenta	405	9	414	0,8%
Ilva	398	0	398	0,7%
Vivigas	382	26	408	0,7%
Unogas Energia	381	191	572	0,7%
Axpo Italia	358	841	1.199	0,7%
Linea Più	325	3	328	0,6%
Agsm Energia	314	8	322	0,6%
Enerxenia	304	0	304	0,6%
Altri	12.670	22.026	34.696	23,8%
TOTALE	53.322	76.359	129.681	-
Prezzo medio (c€/m ³)	42,27	28,95	34,04	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 42,27 c€/m³, diminuito di 1,84 c€ (-4,2%) rispetto al 2013. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – era pari a 39,74 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,53 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli 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 è risultato, invece, relativamente più ristretto. A fronte di un valore di 27,95 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 28,95 c€/m³, cioè un centesimo in più. Anche questo prezzo, come quello praticato ai clienti finali, è diminuito rispetto a quello del 2013, anche se in misura notevolmente maggiore (-13,8%). È però il caso di notare che, diversamente da quanto accaduto lo scorso anno, il differenziale sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale si è ridotto rispetto al 2013 (era 3,09), mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari si è lievemente ampliato (era 0,93).

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 (Tav. 3.31).

Nel 2014 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2013, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,2%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 46,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 54,3% (contro il 56,4% del 2013).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 940 (era 996 nel 2013), un livello ancora molto

vicino al valore soglia di 1.000, al di sopra del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Rispetto al 2013, il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che – come nel 2013 – è il secondo operatore. La distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Enel, si è accorciata grazie al contemporaneo aumento della quota di Enel (passata da 9,2% a 9,9%) e alla diminuzione della quota di Edison (passata dall'11,9% all'11,4%). Le vendite di entrambi i gruppi, tuttavia, sono diminuite rispetto al 2013: di quasi 1,5 miliardi quelle di Edison e di mezzo miliardo quelle di Enel. Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, non vi è nulla da sottolineare, visto che praticamente tutti occupano il medesimo posto raggiunto nel 2013. L'unica eccezione è data dallo scambio di posizione tra E.On e Iren.

La dimensione delle imprese che vendono gas naturale all'ingrosso o a clienti finali è in media pari a 13,7 addetti (Tav. 3.32). Il 73,5% delle imprese del settore²¹ impiega meno di dieci addetti, ma conta poco in termini di gas venduto (11%) e di clienti serviti (15%). Più di tre quarti del mercato (in termini sia di volumi, sia di clienti) sono di fatto serviti dalle imprese con più di 20 addetti, che rappresentano il 15,5% del totale nel segmento.

La tavola 3.33 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita 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 2014 sono provvisori.

Lo scorso anno sono stati venduti 63,4 G(m³), di cui 10,1 destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 53,3 alla vendita. Il numero di clienti del mercato finale è risultato pari a 21,4 milioni di clienti (punti di riconsegna).

I quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2013 praticamente su ogni tipo di mercato e di settore: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 3,4%, mentre la perdita nelle vendite è stata assai maggiore, pari al 15,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito dello 0,6%, viceversa i clienti del mercato della vendita si sono ridotti dello 0,9% (nel complesso di circa 195.000 unità).

²¹ L'informazione sul numero degli addetti è stata tratta dai dati raccolti dall'Autorità ai fini *unbundling*. I valori sono riferiti al personale che, nella media dell'anno 2013, era impiegato nella sola attività indicata. I dati presentati nella tavola 3.32 sono riferiti a 200 società.

TAV. 3.31Primi venti gruppi per vendite
al mercato finale nel 2014Volumi in M(m³)

GRUPPO	2014		POSIZIONE NEL 2013
	VOLUME	QUOTA	
Eni	13.270	24,9%	1°
Edison	6.095	11,4%	2°
Enel	5.270	9,9%	3°
Gdf Suez	2.290	4,3%	4°
E.On	2.049	3,8%	6°
Iren	1.992	3,7%	5°
Hera	1.879	3,5%	7°
Royal Dutch Shell	1.588	3,0%	8°
A2A	1.221	2,3%	9°
Sorgenia	919	1,7%	10°
Ascopiave	788	1,5%	11°
E.S.T.R.A.	668	1,3%	12°
Erogasmet	512	1,0%	13°
Dolomiti Energia	510	1,0%	14°
Unogas	494	0,9%	15°
Linea Group Holding	426	0,8%	16°
Erg	402	0,8%	17°
Suisse Power Et Gas	398	0,7%	18°
Agsn Verona	358	0,7%	19°
Enerxenia	351	0,7%	20°
Altri	11.844	22,2%	-
TOTALE	53.322	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.32Distribuzione delle imprese
che vendono gas naturale
per classi di addetti

Quote percentuali

CLASSE DI ADDETTI	QUOTA SUL TOTALE DELLE IMPRESE	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	QUOTA SUI VOLUMI TOTALI VENDUTI	QUOTA SUI VOLUMI VENDUTI A CLIENTI FINALI
0	24,0%	0	3,6%	7,5%
1	12,5%	0,8	1,1%	1,3%
2-9	37,0%	4,9	6,4%	6,1%
10-19	11,0%	15,0	10,7%	14,6%
20-49	10,0%	32,8	25,3%	10,7%
50-250	5,5%	125,6	52,9%	59,8%
Oltre 250	-	-	-	-
TOTALE	100,0%	13,7	100,0%	100,0%

Fonte: Raccolta dati *unbundling* e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.33

Mercato finale del gas naturale per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

TIPO DI MERCATO E SETTORE DI CONSUMO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2013	2014	VAR. % 2013-2014	2013	2014	VAR. % 2013-2014
Mercato tutelato ^(A)	14.782	10.794	-27,0%	16.023	14.569	-9,1%
Domestico	12.572	9.606	-23,6%	15.593	14.389	-7,7%
Condominio uso domestico	1.309	968	-26,0%	128	112	-12,8%
Commercio e servizi	609	145	-76,1%	239	53	-77,7%
Industria	157	41	-74,2%	45	10	-77,9%
Generazione elettrica	1	2	302,5%	0	0	-63,1%
Attività di servizio pubblico	135	31	-76,7%	18	5	-73,0%
Mercato libero	48.621	42.528	-12,5%	5.556	6.815	22,7%
Domestico	4.056	4.100	1,1%	4.384	5.481	25,0%
Condominio uso domestico	1.518	1.337	-11,9%	70	80	14,4%
Commercio e servizi	6.867	6.261	-8,8%	851	994	16,8%
Industria	20.231	18.779	-7,2%	180	189	5,0%
Generazione elettrica	14.790	10.892	-26,4%	1	1	23,2%
Attività di servizio pubblico	1.158	1.159	0,1%	70	70	0,2%
Totale gas venduto	63.403	53.322	-15,9%	21.578	21.384	-0,9%
Domestico	16.628	13.706	-17,6%	19.977	19.870	-0,5%
Condominio uso domestico	2.827	2.305	-18,5%	199	192	-3,2%
Commercio e servizi	7.475	6.406	-14,3%	1.089	1.047	-3,9%
Industria	20.389	18.820	-7,7%	225	199	-11,6%
Generazione elettrica	14.791	10.894	-26,3%	1	1	17,6%
Attività di servizio pubblico	1.293	1.191	-7,9%	88	75	-14,7%
Autoconsumi	10.466	10.114	-3,4%	2	2	-0,6%
MERCATO FINALE	73.869	63.436	-14,1%	21.580	21.385	-0,9%

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è detto all'inizio del Capitolo, il 2014 è stato di fatto un anno in cui alle conseguenze della crisi economica, ancora molto presenti, si sono sommati altri due fattori sfavorevoli al consumo di gas: il clima, innanzitutto, e la concorrenza delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica. Il clima è stato mite nei mesi invernali, riducendo le necessità di riscaldamento, e relativamente fresco nei mesi estivi, anche in questo caso contribuendo al contenimento dei consumi elettrici e, quindi, del ricorso al gas nella generazione termoelettrica. Inoltre, il 2014 è stato un anno piuttosto piovoso, cosa che ha permesso una maggiore produzione idroelettrica e dunque, di nuovo, un minore fabbisogno di gas negli usi energetici. Una forte concorrenza nei confronti del gas arriva,

più in generale, dalle fonti rinnovabili che godono di incentivazioni e soddisfano obiettivi di carattere ambientale.

In un simile quadro di forte riduzione dei consumi, si registra l'ulteriore crollo, -27% in termini di volumi e -9,1% in termini di clienti, registrato dal mercato tutelato, che segue quello già molto marcato del 2013 (-18% in termini di volumi). Per questo segmento del mercato, ai motivi generali appena menzionati se ne aggiungono altri due: lo spostamento dei clienti domestici sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli e, soprattutto, gli effetti ancora presenti della graduale espulsione - *ope legis* - dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche.

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 e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico²². Posto che i nuovi contratti per clienti non domestici non possono più beneficiare delle condizioni di tutela, per coloro che a quella data si trovavano nel mercato tutelato senza di fatto averne più diritto, le modalità di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela sono state stabilite dall'Autorità²³ in modo tale da permettere al cliente finale di disporre degli elementi informativi adeguati e di una tempistica congrua per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici stanno effettivamente uscendo in misura rilevante dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno evidenza.

A questo proposito è opportuno segnalare che la presenza di volumi di vendita e di clienti non domestici (o, per meglio dire, punti di riconsegna conteggiati secondo il criterio del *pro die*), nelle colonne delle tavole intestate al mercato tutelato, è dovuta al fatto che il processo di uscita dalla tutela, in considerazione delle scelte esercitate dai clienti e nel rispetto della tempistica di preavviso prevista dal Codice di condotta commerciale, si è protratto anche nei primi mesi del 2014. Inoltre, per le modalità di raccolta dei dati, nell'ambito della clientela tutelata vengono conteggiati anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Quanto detto finora spiega anche l'ulteriore significativa crescita dei clienti del mercato libero, aumentati complessivamente di oltre 1,2 milioni di punti di riconsegna (+22,78%), che segue quella già notevole (+1,4 milioni di punti di riconsegna) registrata nel 2013. Nelle categorie di consumo non domestiche, costrette al passaggio al mercato libero, si registrano, infatti, tassi di aumento del numero di clienti elevati e – specularmente – si osservano tassi di riduzione molto forti per le stesse categorie nella tutela.

Agli allargamenti del numero di clienti serviti nel mercato libero non corrispondono incrementi nei volumi di acquisto per le già menzionate ragioni di generale contrazione dei consumi. Fanno eccezione soltanto i clienti domestici per i quali si osserva un lieve aumento,

pari all'1,1%, dei consumi rispetto al 2013, di entità sicuramente non paragonabile all'ampliamento della clientela (+25%). Infatti, il consumo medio unitario delle famiglie che acquistano nel mercato libero è diminuito da 925 a 748 m³/anno.

Valutando il mercato nel suo complesso (al netto degli autoconsumi), si vede che nel 2014: il settore domestico ha acquistato 13,7 G(m³), cioè il 25,7% di tutto il gas complessivamente venduto; i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 4,3%, ovvero 2,3 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 12%, corrispondente a 6,4 G(m³); l'industria ne ha consumato il 35,3%, cioè 18,8 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 20,4%, equivalente a 10,9 G(m³); le attività di servizio pubblico ne hanno consumato il 2,2%, equivalente a 1,2 G(m³). L'incidenza dei settori dell'industria e della generazione elettrica andrebbe più correttamente valutata includendo gli autoconsumi. Considerando anche questa voce, le rispettive quote, sul totale dei 63,4 G(m³) del mercato finale, salgono, rispettivamente, al 32,4% e al 30,1%.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 79,8% dal 76,7% osservato nel 2014. Ovviamente, diviene più rilevante man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 30% nel domestico, al 58% per i condomini, al 98% nel commercio e servizi, al 100% nell'industria (91,2% includendo gli autoconsumi) e nel termoelettrico (57% includendo gli autoconsumi) e al 97% negli usi di servizio pubblico.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari al 9% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 5,6% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), al 13% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 17,2% per la penultima (2-20 milioni m³/anno) e al 25,8% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

²² 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.

²³ Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

TAV. 3.34

Mercato finale del gas naturale per settore di consumo
Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						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 ^(A)	9.512	1.070	182	23	7	0	10.794
Domestico	9.330	276	0	0	0	0	9.606
Condominio uso domestico	108	702	157	2	0	0	968
Commercio e servizi	6	18	6	0	0	0	31
Industria	57	59	12	13	5	0	145
Generazione elettrica	12	18	4	4	2	0	41
Attività di servizio pubblico	0	0	0	2	0	0	2
MERCATO LIBERO	5.261	4.446	2.969	6.931	9.174	13.748	42.528
Domestico	3.981	108	6	5	0	0	4.100
Condominio uso domestico	51	930	286	61	9	0	1.337
Commercio e servizi	67	354	223	299	192	25	1.159
Industria	985	2.214	1.248	1.242	535	37	6.261
Generazione elettrica	177	837	1.196	5.164	7.155	4.249	18.779
Attività di servizio pubblico	0	3	11	159	1.282	9.437	10.892
TOTALE	14.773	5.516	3.151	6.954	9.181	13.748	53.322

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m³/anno nel caso dei condomini o a 50.000 m³/anno nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto nelle pagine precedenti: ciò accade in parte perché i dati comprendono anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default* e in parte perché includono i clienti che non hanno effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni vanno a esaurirsi.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero

di clienti²⁴ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2014²⁵, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 45,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.35). Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2014 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono probabilmente dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2014, certamente spontanei, si confermano ancora non particolarmente

²⁴ 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.

²⁵ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato, quindi, replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- * il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- * lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- * lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 3.35

Tassi di switching dei clienti finali nel 2013 e nel 2014

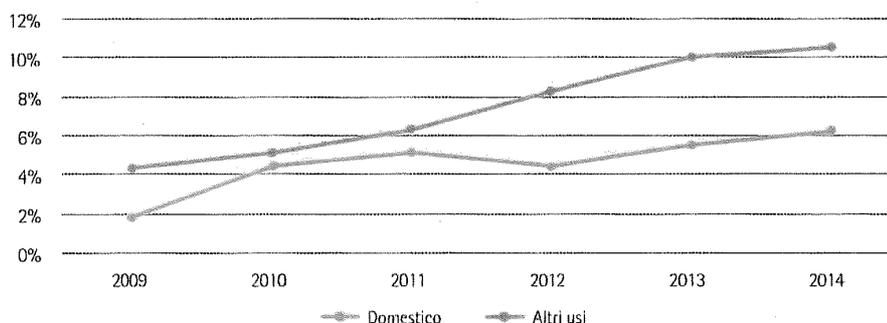
CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013		2014	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,5%	6,5%	6,2%	7,2%
Condominio uso domestico	6,6%	9,2%	7,4%	10,0%
Attività di servizio pubblico	15,3%	28,5%	15,8%	23,2%
Altri usi	10,0%	53,4%	10,5%	55,0%
di cui:				
fino a 5.000 m ³	7,9%	10,2%	8,9%	11,5%
5.000-50.000 m ³	17,1%	18,3%	17,1%	18,3%
50.000-200.000 m ³	23,9%	24,4%	23,2%	23,7%
200.000-2.000.000 m ³	29,7%	32,2%	29,3%	32,2%
2.000.000-20.000.000 m ³	60,2%	65,8%	60,0%	66,0%
oltre 20.000.000 m ³	67,2%	56,0%	67,4%	58,3%
TOTALE	5,8%	44,2%	6,5%	45,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.16

Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Valori percentuali



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

elevati ma in costante aumento da diversi anni, con l'eccezione del 2012 (Fig. 3.16). Lo scorso anno la quota di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 6,2%, corrispondente a una porzione di volumi del 7,2%. Più elevata all'incirca di un punto percentuale è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 10% del relativo settore di consumo. Il 15,8% (equivalenti al 23,5% 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 piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 10,5% del totale in termini di clienti, nonché il 55% in termini di volumi.

All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli. Non è sostanzialmente mutata, nel 2014, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.36), che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti condizioni climatiche e alla maggiore densità delle attività industriali. Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 62,6% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 33,4 G(m³); il 19,4% dei consumi, 10,3 G(m³), è localizzato nell'area del Centro

TAV. 3.36

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2014
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.316	752	2.232	1.887	385	171	6.743
Valle d'Aosta	15	18	9	0	7	7	56
Lombardia	3.380	1.595	3.659	1.893	760	268	11.554
Trentino Alto Adige	140	154	384	44	56	29	807
Veneto	1.526	706	1.961	236	129	95	4.653
Friuli Venezia Giulia	339	149	820	40	63	39	1.450
Liguria	370	131	302	553	170	27	1.553
Emilia Romagna	1.681	907	3.235	419	238	103	6.584
Toscana	970	413	1.431	948	93	71	3.927
Umbria	213	143	369	24	15	13	776
Marche	414	231	441	25	23	31	1.166
Lazio	955	510	681	613	280	97	3.137
Abruzzo	357	124	407	75	19	24	1.006
Molise	58	19	74	173	3	8	335
Campania	553	206	561	549	30	69	1.968
Puglia	692	164	802	761	15	42	2.477
Basilicata	117	54	96	4	6	22	300
Calabria	175	43	64	129	4	20	434
Sicilia	433	88	1.292	2.519	11	56	4.397
ITALIA	13.706	6.406	18.820	10.894	2.305	1.191	53.322
NORD	8.766	4.412	12.603	5.072	1.807	739	33.400
CENTRO	2.968	1.440	3.403	1.860	432	243	10.346
SUD E ISOLE	1.972	553	2.814	3.962	66	209	9.576

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

e il restante 18%, cioè 9,6 G(m³), viene venduto al Sud e Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,3 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e 7,5 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 (1,3) e massimo nel caso dei condomini (27,6).

La regione con i consumi più elevati, pari a 11,6 G(m³) – 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(m³) sono il Piemonte con 6,7 G(m³), cioè il 12,6% del totale nazionale, l'Emilia Romagna con 6,4 G(m³), cioè il 12,3% del totale nazionale, il Veneto con 4,7 G(m³),

cioè l'8,7% del totale nazionale, e la Sicilia con 4,4 G(m³), cioè l'8,2% del totale nazionale.

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 l'importanza del Nord (46,6%) è mitigata da una quota consistente di consumi al Sud (36,4%) e dove la Sicilia è la regione con i consumi più elevati (23,1% del totale nazionale). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume più di tre quarti di tutti i volumi nazionali (78,4%) e il restante quarto è quasi integralmente acquistato al Centro (18,7%). In pratica, questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente

alla media nazionale (31,9%) sono, in particolare: Umbria (45,74%), Emilia Romagna (42,2%), Friuli Venezia Giulia e Abruzzo (35,7% entrambe). Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (21,3%) insieme con Trentino Alto Adige (22,2%), Calabria (23,9) e Sicilia (24,2). È da notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione, evidenziata nella tavola 3.36.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.37), tendono a confermare il panorama appena osservato.

Come negli anni scorsi, i clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2014, una vivacità superiore al resto d'Italia,

con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale. In generale, comunque, i valori territoriali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Sud e le Isole manifestano, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari all'8,1% in termini di clienti e al 9,7% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,2% (clienti) e del 7,2% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (9,5% contro 7,4% in termini di clienti e 12,6% contro 10% in termini di volumi).

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti, ma non nei volumi corrispondenti; negli

TAV. 3.37

Tassi di *switching* per regione e per tipologia di clienti nel 2014

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	6,4	7,4	6,9	9,4	10,6	67,1	14,7	23,2	6,7	55,4
Valle d'Aosta	2,6	2,9	5,9	8,6	5,6	43,0	17,9	34,6	3,3	36,2
Lombardia	5,3	6,6	7,2	10,8	10,7	57,4	16,1	20,3	5,7	47,3
Trentino Alto Adige	3,2	3,7	3,4	4,2	9,6	59,0	7,9	14,8	3,9	49,4
Veneto	5,9	6,7	9,8	12,9	12,7	62,3	17,3	22,2	6,5	50,9
Friuli Venezia Giulia	6,2	7,4	13,6	17,7	15,3	46,1	27,9	38,1	7,0	40,0
Liguria	5,6	7,1	6,6	8,8	8,7	81,1	10,8	34,1	5,7	62,1
Emilia Romagna	5,2	5,9	3,6	3,9	9,2	47,8	23,5	15,4	5,6	40,4
Toscana	13,2	13,9	13,2	16,7	16,1	61,5	32,5	58,7	13,4	53,4
Umbria	6,8	9,3	9,8	14,7	12,3	65,2	20,6	57,7	7,3	55,6
Marche	6,3	8,0	6,9	10,0	11,6	57,5	15,7	13,3	6,7	44,6
Lazio	6,2	7,5	8,6	12,0	7,5	81,0	6,3	19,7	6,3	60,6
Abruzzo	5,8	7,7	6,1	8,0	5,9	55,1	11,7	30,6	5,8	43,6
Molise	4,6	5,9	10,5	1,9	7,7	73,5	9,3	25,1	4,8	57,7
Campania	7,0	7,8	7,3	5,0	9,0	56,0	15,5	16,8	7,1	45,1
Puglia	3,5	3,9	3,2	3,2	6,0	30,9	8,2	22,1	3,6	27,0
Basilicata	5,5	6,2	6,4	19,1	12,2	58,2	27,8	20,5	6,0	43,0
Calabria	5,8	7,0	6,5	11,3	9,5	28,4	12,6	19,5	6,0	25,4
Sicilia	5,9	6,7	5,6	2,8	7,4	17,3	8,1	14,0	5,9	16,2
ITALIA	6,2	7,2	7,4	10,0	10,3	21,2	15,8	23,2	6,5	13,6
NORD	5,6	6,6	6,8	9,6	10,8	58,0	16,9	21,3	6,0	48,0
CENTRO	8,1	9,7	9,5	12,6	10,8	66,4	15,8	31,2	8,3	53,8
SUD E ISOLE	5,5	6,1	6,1	6,1	8,0	31,3	12,7	18,3	5,6	27,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.38

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2014

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	163	59,6	68,5	40,7	52,0
Valle d'Aosta	48	97,1	97,5	86,9	95,5
Lombardia	196	42,0	52,0	30,3	51,3
Trentino Alto Adige	79	87,3	90,3	66,1	75,8
Veneto	142	48,7	51,6	38,3	40,0
Friuli Venezia Giulia	92	56,5	53,9	43,6	41,5
Liguria	109	70,1	77,4	70,7	66,7
Emilia Romagna	155	73,0	73,4	53,7	66,0
Toscana	126	84,1	89,4	56,2	69,9
Umbria	78	71,2	72,9	59,0	64,2
Marche	105	62,0	61,6	59,6	60,9
Lazio	140	81,2	86,0	67,7	74,1
Abruzzo	109	60,4	59,9	58,5	56,8
Molise	70	65,3	60,5	69,2	50,0
Campania	118	74,9	77,4	68,1	71,3
Puglia	95	69,2	69,7	59,8	21,1
Basilicata	71	78,5	77,2	77,1	71,0
Calabria	64	85,5	86,9	70,0	76,0
Sicilia	75	78,6	77,0	74,9	36,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

"altri usi" Nord e Centro mostrano lo stesso valore relativamente ai clienti (10,8%) e percentuali sui volumi molto 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 (Tav. 3.38), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria, Toscana e Lazio. Con l'eccezione del Lazio, il C3 era superiore all'80% nelle stesse regioni anche nel 2013, con l'aggiunta della Basilicata, dove invece è sceso al 78,5%. Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi: qui la quota di mercato dei primi tre venditori è solo del 42% e la percentuale di clienti domestici serviti

è pari al 52%, valori un po' in salita rispetto a quelli del 2013. Valori di C3 ridotti, inferiori al 50%, si osservano anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole. La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Toscana, Emilia Romagna e Campania, dove le quote dei primi tre operatori sono sempre superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (largamente superiore a 100 in tutti e tre i casi). A conferma di questo, si osserva che nonostante il numero di imprese di vendita è salito pressoché ovunque (tranne in Umbria, Abruzzo e Calabria) rispetto al 2013, il livello del C3 è diminuito in sette regioni, è rimasto sostanzialmente stabile in tre ed è salito (mediante di quasi due punti percentuali) in nove regioni.

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 due regioni, Molise e Liguria, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo lascia sostanzialmente invariato o addirittura lo innalza di qualche punto. In

entrambe le regioni la percentuale di volumi sottesi al C3 è inferiore a quella dei clienti da questi serviti. 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.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Per concludere la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas, è come sempre necessario dare uno sguardo anche alla distribuzione di gas diversi dal gas naturale, distribuiti attraverso reti canalizzate.

Nell'indagine annuale sui settori regolati è stato chiesto ai distributori di gas diversi dal gas naturale di fornire dati preconsuntivi, relativamente all'attività svolta nell'anno 2014, e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2013, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno).

Hanno risposto all'indagine 81 degli 83 operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate²⁶.

Le operazioni societarie più rilevanti che si sono verificate nel 2014 e all'inizio del 2015 sono riassunte nei punti seguenti:

- * come si è già detto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, nel gennaio 2014 E.S.T.R.A. (una *multiutility* a partecipazione pubblica che lavora principalmente in Toscana) ha ceduto le proprie attività nella distribuzione di gas naturale e di altri

gas alla sua controllata Centria. Nel luglio 2014, però, sempre nell'ambito della complessa operazione societaria E.S.T.R.A. – Centria – Multiservizi (distributore della provincia di Ancona), Centria ha ceduto e riacquisito parte della rete GPL da Edma Reti Gas;

- * con decorrenza 10 marzo 2014, il Comune di Accumoli (Rieti) ha esercitato il diritto di riscatto della rete canalizzata GPL gestita da Totalgaz Italia. Da quella data, la rete del Comune è passata alla società Piceno Gas Distribuzione che ha provveduto a metanizzarla;
- * Florengas ha cambiato la ragione sociale in Autogas Centro dall'1 luglio 2014. Dalla stessa data Autogas Nord ha accresciuto la propria partecipazione nella società, acquisendo un ulteriore 5% delle quote del capitale sociale e passando così dall'80% all'85%;
- * dal 10 giugno 2014 il Consorzio Agipgas Sabina è in liquidazione;
- * dall'1 gennaio 2014 Gesam Gas ha cambiato la ragione sociale in Gesam Gas & Luce;
- * a marzo 2015 2i Rete Gas ha ceduto l'attività di distribuzione, misura e vendita del GPL sulla rete canalizzata nel comune di Isola del Cantone (frazioni di Piazza, Borgo di Montessoro, Marmassana) all'impresa Autogas Nord. A seguito di tale

²⁶ Grazie alla separazione, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità (ottenuta attraverso la delibera 7 marzo 2013, 96/2013/A), dell'attività denominata "distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale" in due distinte attività, una inerente alla distribuzione e alla misura e l'altra inerente alla vendita, dallo scorso anno il questionario è stato distribuito unicamente a coloro che effettuano la distribuzione.

TAV. 3.39

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

TIPO DI GAS	2013		2014		VAR. % 2013-2014	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	20,3	128.595	17,4	128.666	-14,2	0,1
Aria propanata	13,2	34.529	11,8	35.362	-10,1	2,4
Altri gas	4,9	3.073	3,8	2.868	-22,0	-6,7
TOTALE	38,4	166.197	33,1	166.896	-13,8	0,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

cessione, 2i Rete Gas non ha più alcuna località tariffaria in cui svolge contemporaneamente la distribuzione di gas naturale e di altri gas a mezzo di reti.

Nell'insieme, gli 81 operatori che hanno risposto all'indagine hanno distribuito 33,1 M(m³), 5 milioni in meno rispetto al 2013 (Tav. 3.39). Anche qui, come nel gas naturale, crisi economica e temperature miti nei mesi freddi hanno condotto a una forte riduzione dei consumi, nonostante il lievissimo incremento (0,4%) nel numero di clienti serviti (gruppi di misura).

Il calo più vistoso si è registrato, in particolare, nei prelievi degli altri gas (-22%), dove sono diminuiti in modo consistente anche i gruppi di misura serviti (-6,7%). Riduzioni importanti, seppure accompagnate da un lieve ampliamento del servizio o, almeno, da una stabilità negli utenti serviti, si sono avute invece sia per il GPL (14,5% i volumi erogati e +0,1% gli utenti), sia per l'aria propanata (-10,1% i volumi e +2,4% i clienti).

Per effetto della riduzione nei prelievi e della stabilità nei clienti, anche il consumo medio unitario si è ridotto - in media del 14,2% - rispetto al 2013, passando da 231 a 198 m³. Come in passato, però, si mantengono le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 136 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 335 m³ dell'aria propanata e con i 1.327 m³ degli altri gas.

Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, quello più diffuso rimane comunque il GPL, che copre il 53% dei volumi complessivamente erogati e il 77% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 36% dei volumi distribuiti. Una piccola quota del gas complessivamente distribuito (12%) viene da altri tipi di gas.

L'abbassamento globale dei consumi non ha cambiato la distribuzione regionale (Tav. 3.40) che mostra, ancora una volta, la Sardegna

(regione non metanizzata) in testa sia per i quantitativi erogati, sia per il numero di clienti serviti: da sola essa ha assorbito il 34% dei volumi distribuiti, necessari a soddisfare la richiesta di una quota leggermente superiore di clienti (il 35%). In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio.

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre rilevanti è la Lombardia, che conta per il 16,9% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,3% dei clienti serviti, in virtù della presenza di realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (60 comuni su 1.530). Un'incidenza dei volumi distribuiti superiore a quella di clienti serviti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia.

La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 10,7% dei volumi nazionali al 15,5% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (142 su 279). Quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata sono utilizzate anche in Lazio, Piemonte, Liguria ed Emilia Romagna.

Come nel 2013, anche nel 2014 il servizio di distribuzione di gas non naturale non ha accresciuto la propria copertura geografica: nell'anno, infatti, non è stata creata alcuna nuova località tariffaria. Inoltre, il numero di comuni serviti è complessivamente diminuito di tre unità. Più precisamente, il numero di comuni serviti è rimasto invariato in tutte le regioni, tranne che in Emilia Romagna, in Lazio e in Abruzzo, territori in cui è diminuito di un'unità.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.41, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.600 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.900 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati relativi al 2013 evidenzia una riduzione dell'estensione delle

TAV. 3.40

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2013				2014			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,94	8.690	84	11	1,64	8.580	84
Valle d'Aosta	3	0,13	567	7	3	0,12	602	7
Lombardia	16	7,06	12.361	60	16	5,60	12.131	60
Trentino Alto Adige	2	0,25	940	8	2	0,22	955	8
Veneto	4	0,18	1.130	14	4	0,16	1.144	14
Friuli Venezia Giulia	3	0,92	2.074	9	3	0,75	2.086	9
Liguria	15	2,04	13.136	74	15	1,58	12.646	74
Emilia Romagna	17	1,71	9.015	48	16	1,41	9.038	47
Toscana	17	4,37	26.002	142	17	3,53	25.789	142
Umbria	11	0,71	5.164	39	11	0,64	5.260	39
Marche	13	0,69	3.272	38	13	0,60	3.244	38
Lazio	15	2,02	18.736	59	15	1,81	18.743	58
Abruzzo	8	0,40	4.173	13	8	0,36	4.027	12
Molise	2	0,05	254	2	2	0,05	257	2
Campania	4	0,24	1.588	10	4	0,20	1.503	10
Puglia	1	0,04	137	1	1	0,03	134	1
Basilicata	3	0,19	491	3	3	0,12	494	3
Calabria	1	0,16	1.567	5	1	0,16	1.530	5
Sicilia	3	0,07	317	5	3	0,07	322	5
Sardegna	9	15,21	56.583	97	9	14,04	58.411	97
ITALIA		38,37	166.197	718		33,08	166.896	715

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

reti di circa 54 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 3,9% (la somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune regioni, di altri soggetti proprietari).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (41 casi su 83) e quella di società per azioni (34 casi su 83); i restanti otto casi si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.42) anche se, da svariati anni, il livello della concentrazione continua lentamente ad aumentare. La quota dei primi tre operatori nel 2014 è salita al 41,5%

dei volumi complessivamente erogati, dal 41% del 2013. Le prime cinque imprese contano per il 58,7% (58,5% nel 2013). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2014 occorre sommare le quote dei primi nove operatori, mentre nel 2013 ne servivano dieci. Storicamente il primo operatore è Isgas, società la cui quota si va lentamente rafforzando nel tempo: nel 2014 ha raggiunto il 17,1% dell'intero mercato, risultando superiore di quasi quattro punti percentuali a quella che possedeva cinque anni fa. Con il 14,4% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove è localizzata un'importante raffineria che produce gas destinato all'alimentazione di una vicina centrale termoelettrica di proprietà di EniPower. Liquigas ha superato di poco Eni, che nel 2013 era al quarto posto; la quota di entrambe, nel 2014, è pari all'8,6%.

TAV. 3.41

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà nel 2014

Estensione rete in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	0,0	174,7	109,6	96,7%	3,3%
Valle d'Aosta	0,0	20,9	0,0	25,1%	74,9%
Lombardia	0,0	132,3	116,0	87,1%	11,1%
Trentino Alto Adige	0,0	22,5	0,9	66,5%	0,0%
Veneto	0,0	31,8	2,8	72,3%	0,0%
Friuli Venezia Giulia	0,0	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	0,0	161,4	96,1	96,4%	0,7%
Emilia Romagna	0,0	79,3	138,0	98,1%	0,0%
Toscana	0,9	368,4	228,9	99,2%	0,8%
Umbria	0,0	91,5	80,5	85,4%	14,6%
Marche	0,0	43,1	57,4	76,5%	18,6%
Lazio	0,0	190,6	219,1	95,7%	3,7%
Abruzzo	0,0	62,4	2,7	69,1%	30,9%
Molise	0,0	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	0,0	11,2	31,1	100,0%	0,0%
Puglia	0,0	7,7	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	0,0	4,1	12,6	100,0%	0,0%
Calabria	0,0	52,8	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	0,0	37,8	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.095,9	856,6	68,4%	1,7%
ITALIA	8,4	2.593,5	2.003,9	82,5%	3,9%
di cui non in funzione	0	56,2	38,4		

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Una minore concentrazione caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14%, Eni con l'8,5% e Sarda Reti Gas con il 5,9%) hanno distribuito il 28,4% del

totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Centria/E.S.T.R.A e Carbotrade Gas) il 37,4%. Nel 2013 la quota dei primi tre operatori era del 32,2%, quella dei primi cinque era pari al 42,8%.

TAV. 3.42

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2013 e nel 2014
Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2013	QUOTA	2014	QUOTA
Isgas	6,11	15,9%	5,67	17,1%
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	5,38	14,0%	4,76	14,4%
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	4,25	11,1%	3,30	10,0%
Liquigas	3,21	8,4%	2,84	8,6%
Eni	3,50	9,1%	2,83	8,6%
Sarda Reti Gas	1,20	3,1%	1,19	3,6%
Carbotrade Gas	1,06	2,8%	0,94	2,9%
Centria(A)	1,10	2,9%	0,90	2,7%
Fontenergia	0,94	2,5%	0,86	2,6%
Beyfin	0,60	1,6%	0,52	1,6%
G.P. Gas	0,63	1,6%	0,51	1,5%
Società Italiana per il Gas - Italgas	0,53	1,4%	0,48	1,4%
Goldengas	0,48	1,3%	0,40	1,2%
Totalgaz Italia	0,46	1,2%	0,39	1,2%
Socogas	0,48	1,3%	0,38	1,2%
Lunigas I.F.	0,49	1,3%	0,38	1,1%
Cime	0,40	1,0%	0,36	1,1%
Società Italiana Gas Liquidi	0,42	1,1%	0,35	1,1%
Autogas Riviera	0,40	1,0%	0,31	0,9%
Sinergas	0,30	0,8%	0,30	0,9%
Altri	6,43	16,8%	5,39	16,3%
TOTALE IMPRESE	38,4	100,0%	33,1	100,0%

(A) Valori relativi a E.S.T.R.A. nel 2013.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo 2014-2017. In termini di struttura tariffaria, sono previsti corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_n), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e Rete regionale (CR_r). Sono inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia

trasportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato.

Con la delibera 11 dicembre 2014, 608/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per l'anno solare 2015 relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto. I nuovi livelli dei corrispettivi (Tav. 3.43) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità, ai sensi della delibera 514/2013/R/gas.

TAV. 3.43

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2015
Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m³)

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale
€/anno/ S(m³)/giorno

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE

CV	0,003543
----	----------

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA

6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,880533	Tarvisio	1,163379
Gela	3,529910	Gorizia	0,806457
Passo Gries	0,703441		
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,285391	GNL Cavarzere	0,581490
GNL OLT Livorno	0,346081		
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,173944		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Forno, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate, Rubicone	0,086105	Casalborsetti, Collalto, Falconara, Fano, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,123172
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,350125	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,341544
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,247789	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,676224
Crotone, Hera Lacinia	1,740385	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	3,256617

CPE – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
CPU – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,879487	Passo Gries		1,687000
Gorizia		1,530538	Tarvisio		0,698594
Repubblica di San Marino		2,935969			
<i>Hub stoccaggio</i>					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,506400			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	1,842865	Centro-sud-orientale	SOR	1,737371
Nord-orientale	NOR	1,439280	Centro-sud-occidentale	SOC	1,439280
Centrale	CEN	1,842865	Meridionale	MER	1,333786

Segue

CR _r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,313773

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale
€/anno/ S(m³)/giorno

CM ^T	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,070746

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura
€/anno/ S(m³)/giorno

γ _{FUEL}					
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	1,143285%	Tarvisio			0,342755%
Gela	1,039984%	Gorizia			0,237599%
Passo Gries	0,207248%				
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia	0,084082%	GNL Cavarzere			0,171319%
GNL OLT Livorno	0,101963%				
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,025368%	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)			0,036289%
Rubicone, Falconara, Fano	0,067006%				
Calderasi/Monteverde, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci AP/BP, Sinni (Pollicoro)	0,397775%	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare			0,100626%
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,073004%	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona			0,199230%
Crotone, Hera Lacinia	0,512753%	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto			0,959466%

Quote percentuali a copertura del gas di autoconsumo applicate all'energia immessa in rete

Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete

	γ_{PE} , γ_{GNC}
Perdite di rete (γ_{PE})	0,113859%
Gas non contabilizzato (γ_{GNC})	0,107924%

Fonte: AEEGSI.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CP_E) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas.

In dettaglio:

- riduzione del 10% dei corrispettivi CP_E :
 - per un'interruzione massima di 30 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio dell'interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello);
 - per un'interruzione massima di 40 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello);
 - 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);
- riduzione del 20% dei corrispettivi CP_E :
 - per un'interruzione massima di 50 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le ore 12:00 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio dell'interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello);
 - per un'interruzione massima di 60 giorni, con preavviso entro le ore 16:00 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello).

Dall'1 gennaio 2011 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.

Il valore delle componenti GS_T e RE_T viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile-giugno 2015, il valore della componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, mentre quello per la componente RE_T è pari a 0,6445 c€/m³ (delibera 26 marzo 2015, 129/2015/R/com).

Rigassificazione

Per il servizio di rigassificazione del GNL, con la delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, l'Autorità ha fissato i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014-2017.

Con la delibera 10 luglio 2014, 335/2014/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2015, presentate ai sensi della delibera 438/2013/R/gas dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico. Con la medesima delibera sono stati approvati i corrispettivi di misura gas (CMG), applicati dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL relative all'anno 2014 (Tav. 3.44). Con la delibera 23 dicembre 2014, 652/2014/R/gas, sono stati determinati d'ufficio i corrispettivi tariffari per l'utilizzo del terminale di Livorno della società OLT Offshore LNG Toscana.

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	4,593409	30,016693	24,605986
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,119099	-	0,070796
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,7%	0,73%	1,7%
Corrispettivo di misura gas	CM ⁶ (€/m ³ liquido/anno)	0,053917	0,286550	0,018129

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.44

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2015 e relativi corrispettivi di misura

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	€/GJ/anno	0,284510	0,850385
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/GJ/giorno	22,650864	70,32752
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/GJ/giorno	21,776779	99,42972
Corrispettivo unitario per lo stoccaggio strategico CST	€/S(m ³)	0,001395	-

Fonte: Stogit, Edison Stoccaggio.

TAV. 3.45

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2014

Stoccaggio

Alla fine del 2013, l'Autorità aveva approvato i criteri di regolazione del servizio di stoccaggio per il periodo 2015-2018, con la delibera 514/2013/R/gas, che prevede, tra l'altro, i seguenti elementi:

- tasso di remunerazione del capitale investito al 6,0%;
- revisione periodica del WACC, ovvero del tasso di remunerazione del capitale investito, con l'aggiornamento del valore del tasso *risk-free*;
- nuove modalità di riconoscimento tariffario dei costi connessi alle immobilizzazioni in corso di realizzazione, al fine di subordinare il riconoscimento tariffario dei costi di capitale all'effettiva messa a disposizione del servizio;
- meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti, che entreranno in esercizio a partire dal 2015, che consentono di commisurare l'eventuale maggior remunerazione riconosciuta al valore del servizio erogato, come desumibile dalle procedure competitive di allocazione della capacità;
- applicazione, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, del criterio del c.d. *profit sharing* di fine periodo, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione;

- applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento, volto ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti anche in caso di mancato utilizzo dell'infrastruttura, ovvero di una sua valorizzazione, tramite le procedure di allocazione competitiva della capacità, al di sotto del ricavo ammissibile.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2015-2016 e completato i criteri per il calcolo dei corrispettivi tariffari. I criteri adottati confermano quanto avanzato nel documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 661/2014/R/gas, ossia la rimozione dei corrispettivi variabili e l'applicazione di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione), determinati ripartendo i ricavi ammissibili secondo le medesime proporzioni valide per l'anno passato.

Con la delibera 12 febbraio 2015, 51/2015/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte dei ricavi di riferimento e delle componenti di ricavo per l'anno 2015, presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi dell'art. 3 della delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

In esito all'approvazione dei ricavi di riferimento, le imprese di stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi unitari (Tav. 3.45), come previsto dall'art. 13 della delibera 49/2015/R/gas.

TAV. 3.46

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014^(*)
€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)						
. da G4 a G6	42,75	35,35	40,37	35,95	43,80	54,10
. da G10 a G40	212,39	176,74	207,47	173,72	217,27	269,53
. oltre G40	819,86	681,29	749,67	695,45	893,90	1041,04
$\tau 1$ (mis)						
. da G4 a G6	17,84	14,64	14,41	14,43	18,02	18,21
. da G10 a G40	88,65	73,19	74,06	69,71	89,40	90,73
. oltre G40	342,22	282,11	267,61	279,08	367,80	350,42
$\tau 1$ (cot)	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Fonte: AEEGSI.

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 ($\tau 1$, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione ($\tau 1$ dis), misura ($\tau 1$ mis) e commercializzazione ($\tau 1$ cot). Gli elementi $\tau 1$ dis e $\tau 1$ mis, a partire dall'1 gennaio 2015, sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile ($\tau 3$, €/m³) è articolata per scaglione di consumo. I valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2015 sono stati fissati con la delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas,

e sono riportati nella tavola 3.46 (quote fisse $\tau 1$) e nella tavola 3.47 (quota variabile $\tau 3$).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2015 in base alle delibere del 26 marzo 2015, 129/2015/R/com e 131/2015/R/gas):

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,3617 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,6881 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi¹⁷;
- UG3, a copertura degli oneri relativi al Conto oneri connessi con l'intervento di interruzione, nonché al Conto per i servizi di ultima istanza e al Conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto (0,2872 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 sm³/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

¹⁷ I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

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	7,8303	6,1203	8,4530	11,4021	14,2122	20,1377
481-1.560	7,1669	5,6018	7,7368	10,4361	13,0081	18,4316
1.561-5.000	7,1970	5,6254	7,7694	10,4800	13,0628	18,5092
5.001-80.000	5,3777	4,2033	5,8053	7,8307	9,7606	13,8302
80.001-200.000	2,7240	2,1291	2,9407	3,9666	4,9442	7,0056
200.001-1.000.000	1,3369	1,0449	1,4432	1,9467	2,4265	3,4382
Oltre 1.000.000	0,3719	0,2907	0,4015	0,5416	0,6750	0,9565

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.47

Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2014
c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,6900 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,4130 c€/m³ oltre tale soglia);

* RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2013 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a 42,3 c€/m³ (Tav. 3.48). Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a 44 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 4%.

I clienti dei servizi di tutela hanno pagato il gas in media 55,3 c€/m³, mentre 39 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è, dunque, pari a 16,3 c€/m³, in diminuzione di 3,3 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo risente, ovviamente, della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale, la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che

non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite, a partire dal 2012, negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione, come illustrato nel paragrafo "Condizioni economiche di riferimento". Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per i clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. Inoltre, come accennato in precedenza, in presenza di forti cambiamenti strutturali nei mercati internazionali, alcune

TAV. 3.48

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2010	2011	2012	2013	2014
SERVIZIO DI TUTELA^(A)	44,6	50,4	57,7	59,0	55,3
Inferiori a 5.000	46,4	52,5	60,1	60,2	56,8
Tra 5.000 e 50.000 ^(B)		43,1	48,2	52,2	44,1
Tra 50.000 e 200.000 ^(B)		42,6	48,1	50,5	41,9
Tra 5.000 e 200.000 ^(B)	38,3	43,1	48,2	52,0	43,7
Tra 200.000 e 2.000.000	34,7	37,9	40,6	48,6	60,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000	29,0	30,4	45,9	42,8	75,7
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	30,6	34,9	40,7	39,4	39,0
Inferiori a 5.000	47,0	53,6	61,3	63,7	62,5
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)		44,9	51,5	50,9	47,6
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)		40,6	48,4	43,9	41,4
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	38,7	43,1	50,3	47,9	45,1
Tra 200.000 e 2.000.000	31,2	34,5	41,1	36,6	
Tra 2.000.000 e 20.000.000	27,6	30,8	36,9	33,8	
Superiori a 20.000.000	29,0	33,1	36,8	32,7	
TOTALE	34,8	39,3	45,5	44,0	

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

(B) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

tipologie di offerta sul mercato libero possono aver penalizzato i clienti che le hanno sottoscritte.

I clienti più piccoli dei servizi di tutela, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 56,8 c€/m³. Questo prezzo è comparabile con il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2014 era pari a 52,5 c€/m³ (82,3 c€/m³ includendo le imposte). Al crescere dei consumi, il prezzo tende naturalmente a ridursi. La presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità. Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano, infatti, pagare circa 30,5 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2014 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore medio da 1.400 m³ che paga le condizioni definite

dall'Autorità), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, che comporta oneri di stoccaggio e trasporto più elevati. Nella tavola 3.49 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo.

Nell'ambito dei servizi di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2014, un prezzo di circa 56,9 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (55,3 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti di medie dimensioni.

Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori.

Per i clienti domestici e i condomini uso domestico il servizio di tutela appare vantaggioso. Per le attività di servizio pubblico, commercio e altri servizi risulta, invece, più conveniente il mercato libero. Il medesimo risultato si riscontra per l'industria e la generazione elettrica, a eccezione dei clienti più piccoli.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E 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	
SERVIZIO DI TUTELA ^(A)	56,8	44,1	41,9	60,3	75,7	-	55,3
Domestico	56,9	42,6	-	-	-	-	56,4
Condominio uso domestico	48,1	43,7	40,4	40,6	-	-	43,6
Attività di servizio pubblico	58,9	51,6	48,4	46,0	-	-	52,4
Commercio e servizi	59,4	51,2	55,1	73,3	79,5	-	57,6
Industria	57,3	51,3	59,1	51,1	67,0	-	54,6
Generazione elettrica	47,0	46,1	42,7	-	-	-	45,6
MERCATO LIBERO	62,5	47,6	41,4	34,9	34,0	32,0	39,0
Domestico	64,2	50,0	45,3	47,8	-	-	63,8
Condominio uso domestico	54,9	52,3	50,3	44,3	34,2	-	51,4
Attività di servizio pubblico	52,6	45,7	42,6	37,9	33,4	35,3	41,2
Commercio e servizi	57,4	47,2	41,1	35,8	33,2	26,0	44,0
Industria	57,4	44,2	39,4	34,4	34,6	36,9	36,0
Generazione elettrica	51,2	47,5	40,7	34,9	31,2	29,7	30,0
TOTALE	58,8	46,9	41,4	35,0	34,0	32,0	42,3

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di default.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.49

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2014

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una significativa incidenza, pari all'1,92% dell'intero paniere. Tale incidenza quest'anno è salita al 2,72%.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" 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 "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale". Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è aumentato nel 2015 (come si è visto nel Capitolo 2 di questo volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 3,8% del 2014 al 4,7% di quest'anno.

Il numero indice dei prezzi del segmento "Gas di città e gas naturale" si presenta, nel 2014, in diminuzione nei primi nove mesi e in aumento nell'ultimo trimestre. In media d'anno, nel 2014 il prezzo del gas risulta diminuito del 7,4% rispetto al 2013. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dello 0,2%, in termini reali la variazione del gas risulta pari a -7,6%.

Nel primo trimestre 2015 vi è stata una lieve diminuzione che ha portato, a marzo 2014, il tasso di variazione a 12 mesi al -5,1%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (114,4) al suo livello

medio del 2014 (115), si deduce che l'inflazione acquisita⁷⁸ per il 2014 da questo segmento di consumo è pari al -0,8%.

L'andamento del gas ha contribuito significativamente ad abbassare l'inflazione del settore "Beni energetici regolamentati" che, dopo il massimo di luglio 2012 (15,3%), nei mesi successivi è scesa continuamente, portandosi su valori negativi (decremento prezzi) a partire da luglio 2013 e raggiungendo, ad agosto 2014, il minimo di -6,7%. A marzo 2015 si registra una variazione a 12 mesi pari al -3,5%, con una inflazione acquisita a tale data per il 2015 pari al -1%.

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 da Eurostat (Fig. 3.20). Quest'analisi mostra come nel 2014 il gas abbia registrato in Italia la diminuzione più forte. Francia e Germania presentano diminuzioni prossime allo zero, mentre

Spagna (+0,8%) e Regno Unito (+7,7%) presentano invece dei rincari. L'Area euro mostra, nel suo insieme, una diminuzione del 2,2%. Risultati analoghi si ottengono considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni. In questo caso, l'Italia registra un rincaro del 4,1%, superiore alla sola Germania (+3,3%) e inferiore alla media dell'Unione europea (5,4%); Regno Unito, Francia e Spagna presentano incrementi più elevati e pari a circa il 12%.

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 (Fig. 3.21). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁷⁹ che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore

TAV. 3.50

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2010=100 e variazioni percentuali

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2014	120,6	-6,4%	107,4	0,7%	112,3	-7,0%
Febbraio	120,5	-6,5%	107,3	0,5%	112,3	-7,0%
Marzo	120,5	-6,5%	107,4	0,4%	112,2	-6,9%
Aprile	116,4	-6,6%	107,6	0,6%	108,2	-7,1%
Maggio	116,3	-6,3%	107,5	0,5%	108,2	-6,7%
Giugno	116,2	-6,3%	107,6	0,3%	108,0	-6,6%
Luglio	109,9	-11,2%	107,5	0,1%	102,2	-11,2%
Agosto	109,7	-11,3%	107,7	-0,1%	101,9	-11,2%
Settembre	109,6	-11,1%	107,3	-0,2%	102,1	-10,9%
Ottobre	114,8	-5,9%	107,4	0,1%	106,9	-6,0%
Novembre	114,9	-5,6%	107,2	0,2%	107,2	-5,8%
Dicembre	115,0	-4,7%	107,2	0,0%	107,3	-4,7%
ANNO 2014	115,4	-7,4%	107,4	0,2%	107,4	-7,6%
Gennaio 2015	114,5	-5,1%	106,8	-0,6%	107,2	-4,5%
Febbraio	114,4	-5,1%	107,2	-0,1%	106,7	-5,0%
Marzo	114,4	-5,1%	107,3	-0,1%	106,6	-5,0%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

⁷⁸ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.

⁷⁹ Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09.

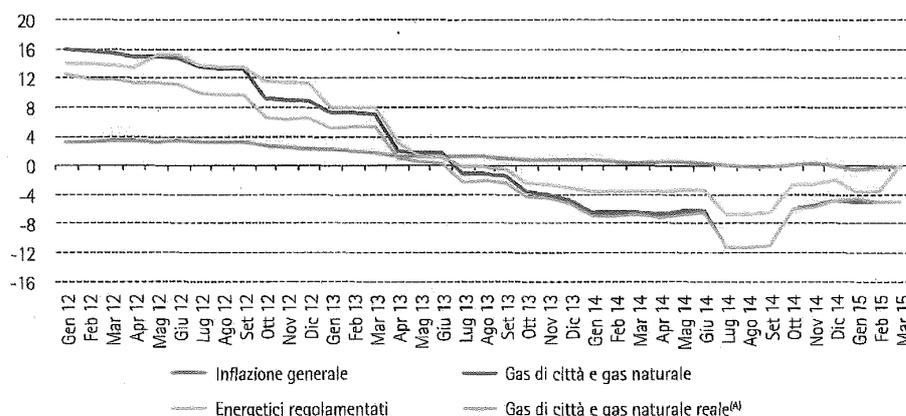


FIG. 3.19

Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas di città e gas naturale e l'indice generale.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

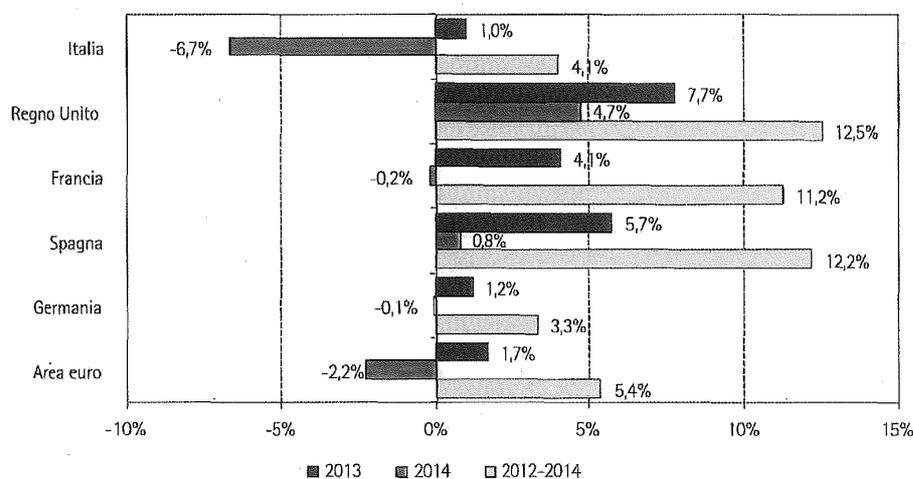


FIG. 3.20

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2012-2014

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ 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 continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³. Tale incremento è

attribuibile essenzialmente alla materia prima e ai costi infrastrutturali. Questi ultimi sono aumentati, tra la fine del 2011 e l'inizio del 2013, in seguito all'evoluzione delle tariffe degli impianti (distribuzione, misura, trasporto, stoccaggio) e al lieve aumento degli oneri accessori³⁰.

L'andamento della materia prima richiede una disamina più articolata. La crescita registrata sino a inizio 2013 è dipesa essenzialmente dall'incremento delle quotazioni internazionali di petrolio, olio

³⁰ In particolare la componente RE (incentivi per gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni) e, in misura inferiore, la componente RS (incentivi al miglioramento della qualità nella distribuzione del gas).

combustibile e gasolio, cui i contratti di approvvigionamento a lungo termine del gas erano collegati. A tale dinamica si sono affiancati i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti dai contratti di importazione a lungo termine, introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta, dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), la delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). La quota suddetta, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013 (delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas). Tali interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati *spot*, più bassi di quelli rinvenienti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (-7,2%, corrispondente a -2,7 c€/m³) e a un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 c€/m³ è sceso a 88,44 c€/m³ nel terzo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,7%.

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 è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il Mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo n. 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF. Ma oltre a modificare le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare, la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint} , Q_{TPSV} , Q_{TMcv});

- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi con la stessa (componente CCR), tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso, inoltre, necessarie alcune modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima, inoltre, comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno), sia per la copertura di eventi eccezionali. Conseguentemente, la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro, la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità, volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;
- la componente pro rinegoziazioni, volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

I cambiamenti sopra descritti fanno sì che le serie storiche, e nello specifico il grafico riportato nella figura 3.21, presentino una discontinuità strutturale in corrispondenza al quarto trimestre 2013. In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m³, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente. Nel primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella

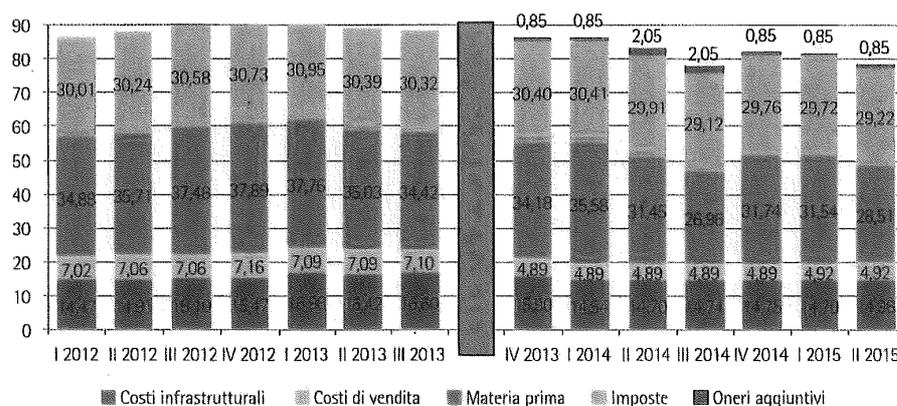


FIG. 3.21

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)
c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

(A) A seguito della riforma delle condizioni economiche di fornitura, dal quarto trimestre 2013 la serie storica non è più comparabile con quella degli anni precedenti relativamente alle componenti dei costi infrastrutturali, dei costi di vendita e della materia prima.

Fonte: AEEGSI.

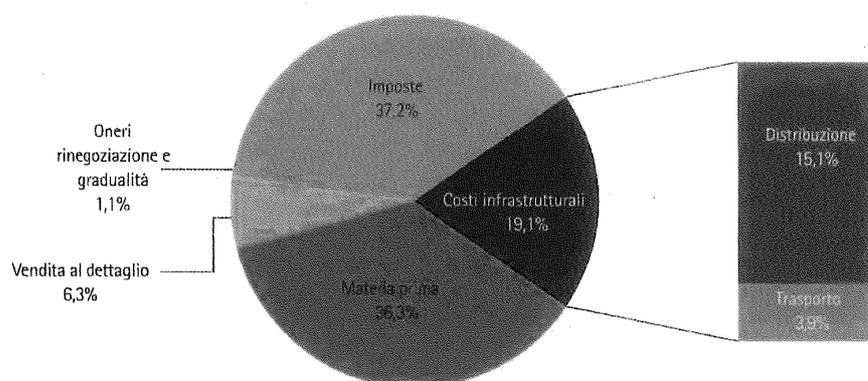


FIG. 3.22

Composizione percentuale all'1 aprile 2014 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: AEEGSI.

destinata al Fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). Nel secondo trimestre 2014 (decorrenza 1 aprile), vi è stato un nuovo e significativo decremento di prezzo (3,26 c€/m³, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione. Nel terzo trimestre si è registrata una ulteriore e consistente diminuzione (5,24 c€/m³, pari a -6,3%), sempre dovuta alla materia prima. La serie di ribassi si è interrotta nell'ultimo trimestre del 2014, nel corso del quale si è verificato un aumento (+4,23 c€/m³, pari a +5,4%) dipendente dal rialzo della materia prima, dovuto agli effetti sui

mercati *spot* della stagionalità dei consumi e dell'escalation nelle tensioni tra Russia e Ucraina. Nel primo trimestre di quest'anno vi è stata una lieve contrazione (-0,27 c€/m³, pari a -0,3%), mentre nel secondo si è registrata una diminuzione consistente (-3,27 c€/m³, pari a -4%), risultante dalla combinazione tra il sensibile ribasso della materia prima, verificatosi in vista della stagione estiva, e l'incremento nella componente a copertura degli incentivi alle iniziative di efficienza energetica (RE). Il bilancio a partire dal completamento della prima fase della riforma³¹ fa registrare sinora una diminuzione di circa 14,3 c€/m³ (oltre il 15%) nel prezzo complessivo.

³¹ 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).

All'1 aprile 2015 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.22) risulta composto per il 63% circa da componenti a copertura dei costi, e per il restante 37% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo del gas per il 36%, i costi di commercializzazione al dettaglio per il 6,3%, gli oneri di rinegoziazione e gradualità per l'1,1% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il 19,1%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 15,1% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 3,9%.

La tavola 3.51 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 ad aprile 2015. 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.

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 (delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11), 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.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha anche modificato il valore della componente a copertura dei costi di vendita al dettaglio. In particolare, è stato stabilito che, nel caso di vendita di GPL, tale

componente sia articolata in una quota variabile espressa in €/m³ e abbia una validità biennale. Il valore applicato dall'1 gennaio 2014 è pari a 0,176 €/m³ e resterà in vigore sino al 31 dicembre 2015.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11, l'Autorità ha disposto 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 € 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), approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas. 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. L'ambito tariffario è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL, caratterizzato da un consumo annuo di 286 m³, è illustrato nella figura 3.23.

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale, partendo da un valore, a gennaio 2013, pari a 151 c€/m³, è poi diminuita sino a

TAV. 3.51

IMPOSTE FASCIA DI CONSUMO ANNUO	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
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	0,51646
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQOTA 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 sale al 20%.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

giugno 2013, quando ha toccato il minimo di 100 c€/m³. Dal mese successivo è iniziata una fase di crescita che, salvo la parentesi di novembre, è durata sino a gennaio 2014, quando è stato raggiunto il massimo di 153 c€/m³. È poi seguita una nuova fase ribassista, che ha condotto al minimo assoluto di 60 c€/m³ a febbraio 2015. Nei due mesi successivi si registra un'inversione di tendenza.

La figura 3.24 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2015.

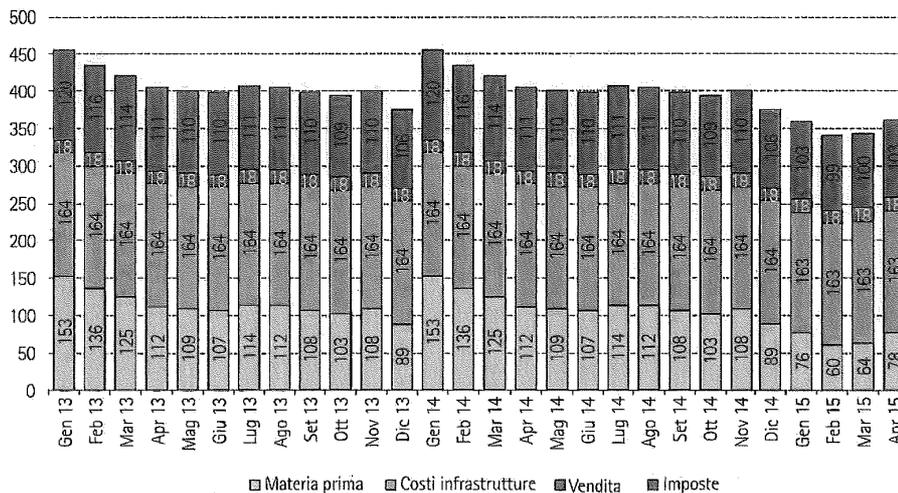
A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 286 m³ di GPL è pari a 362 c€/m³ e risulta composto per il 71,5% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,5% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del

GPL per il 21,5% (nel gas naturale l'incidenza è di circa il 36%), i costi di commercializzazione pesano per il 4,9% (nel gas naturale sono pari al 6,3%) e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture costituiscono il restante 45,1% (mentre nel gas naturale

rappresentano il 19,1%). Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione locale, che incide per il 25,3% sul valore complessivo, mentre il peso dei costi di trasporto è pari al 19,8%.

FIG. 3.23

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo c€/m³; famiglia con consumo annuo di 286 m³

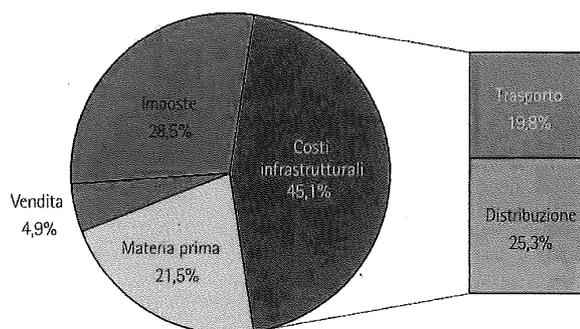


Fonte: AEEGSI.

FIG. 3.24

Composizione percentuale all'1 aprile 2015 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 286 m³



Fonte: AEEGSI.

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, è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas, per il

periodo 2014-2017. Le tavole 3.52, 3.53, 3.54, 3.55 e 3.56 illustrano i dati relativi alla sicurezza del servizio di trasporto con riferimento all'anno solare 2014.

ESTENSIONE RETE	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA CON AUTOMEZZO	LUNGHEZZA RETE SORVEGLIATA A PIEDI	LUNGHEZZA RETE SOTTOPOSTA A VIGILANZA AEREA	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)	% RETE ISPEZIONATA CON "pig" ^(A)
34.332,3	14.511,2	1560,8	15.701	2.559,3	7,5

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.52

Rete sottoposta a sorveglianza e ispezione nel 2014
km

ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA NON EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA CATODICAMENTE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
34.332,3	33.870,8	144,3	317,2	98,7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.53

Protezione catodica delle reti nel 2014
km

SISTEMI TELESORVEGLIATI	SISTEMI NON TELESORVEGLIATI	% SISTEMI TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI	PUNTI DI MISURA NON TELESORVEGLIATI
3.309	97	97	14.836	21.979

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.54

Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2014
Numero di sistemi e punti di misura

NUMERO DI CLIENTI FINALI DIRETTAMENTE ALLACCIATI ALLA RETE DI TRASPORTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE A DOSAGGIO DIRETTO	NUMERO DI IMPIANTI DI ODORIZZAZIONE NON A DOSAGGIO DIRETTO
5.677	63	22

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.55

Impianti di odorizzazione nel 2014

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole 3.57, 3.58, 3.59, 3.60 e 3.61 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 (oppure richieste dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto) attraverso standard specifici di qualità.

Nella tavola 3.62 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

TAV. 3.56

Emergenze di servizio nel 2014

Numero di fuori servizio

PER EVENTI NATURALI	PER CAUSA DI TERZI	PER CAUSA IMPRESA DI TRASPORTO	MANCATA COPERTURA FABBISOGNO GAS E/O PRESSIONE AI PUNTI DI IMMISSIONE DELLA RETE	TOTALE
3	1	3	0	7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57

Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2014

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	513	5.200	208	14,7	117
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	5	132	8	7,2	4
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	29	362	15	33,9	1

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.58

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2014

ADESIONI DEGLI UTENTI	ADESIONI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	TOTALE DELLE ADESIONI
164	135	299

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

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 31/12/2013, relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	2	168	202	3.771
PDR attivi al 31/12/2013, relativi a City Gate	0	128	1.386	2.721
PDR attivi al 31/12/2014, relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	24	188	171	3.800
PDR attivi al 31/12/2014, relativi a City Gate	251	273	1.127	2.588

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

CAUSA DI FORZA MAGGIORE	CAUSA DI TERZI	CAUSA DELL'IMPRESA DI TRASPORTO	TOTALE
0	10	4	14

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	CITY GATE	TOTALE
3	11	14

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.59

Monitoraggio della pressione
al punto di riconsegna nel
2014

Numero di punti di riconsegna
(PDR) con capacità conferita
indicata in m³/giorno

TAV. 3.60

Casi di mancato rispetto
dell'obbligo di servizio
relativo alla pressione
minima contrattuale al punto
di riconsegna per causa nel
2014

TAV. 3.61

Casi di mancato rispetto
dell'obbligo di servizio
relativo alla pressione
minima contrattuale al punto
di riconsegna per tipo di
punto di riconsegna nel 2014

TAV. 3.62

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2014

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	130.469	1,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	69	0,3	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	148	30,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	487	1,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	24	10,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	42	2,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	470	5,1	0
TOTALE		131.709		0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, 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 2013-2014 risultano installati 354 gascromatografi, a fronte dei 341 dell'anno termico precedente, di cui 271 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 30 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 44 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

Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, è stata approvata la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 - 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)*. In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento,

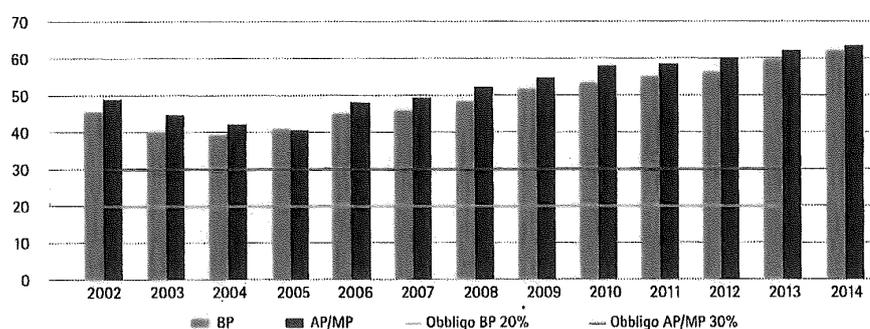
l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. La nuova regolazione conferma e rafforza il precedente obiettivo: minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti che distribuiscono gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Rimane confermata a quadriennale anche la periodicità dell'ispezione degli impianti che distribuiscono gas diversi dal gas naturale.

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*. Come nella parte che descrive il segmento della distribuzione nel paragrafo dedicato alle infrastrutture del gas, anche qui è opportuna un'avvertenza: la consistenza delle reti e delle strutture di distribuzione del gas naturale descritte in queste pagine proviene dalle dichiarazioni dei distributori all'Autorità. Il loro utilizzo, tuttavia, richiede quest'anno un maggior grado di prudenza alla luce del fatto che il principale operatore – la società Italgas, per la quale è stata disposta la misura dell'amministrazione giudiziaria – ha dichiarato che i dati forniti sono oggetto di procedure di accertamento.

La figura 3.25 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2013, confrontata con l'obbligo minimo annuo. La nuova regolazione, che decorre dal 2014, prevede invece un obbligo di

ispezione del 100% della rete nel triennio (alta/media pressione) o nel quadriennio (bassa pressione) mobile. Per il 2014 è confermato il trend crescente registrato ormai da diversi anni. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete, favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, l'Autorità ha confermato il medesimo obbligo (percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti) e ha aggiornato le disposizioni relative al servizio di pronto intervento esplicitando le risorse necessarie a fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento quali, per esempio, le modalità di rintracciabilità del personale interessato al servizio di pronto intervento (predisposizione di un calendario plurisettimanale in cui sono registrati e resi disponibili al personale della struttura di pronto intervento i turni di reperibilità e le informazioni relative alla turnazione e ai recapiti telefonici del personale reperibile) o la necessità di abilitare il recapito di pronto intervento alla ricezione di chiamate anche da rete mobile. Il grafico della figura 3.26 mostra, nel 2014, un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 39 minuti, nettamente minore del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2013, si registra un'ulteriore diminuzione. 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 attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

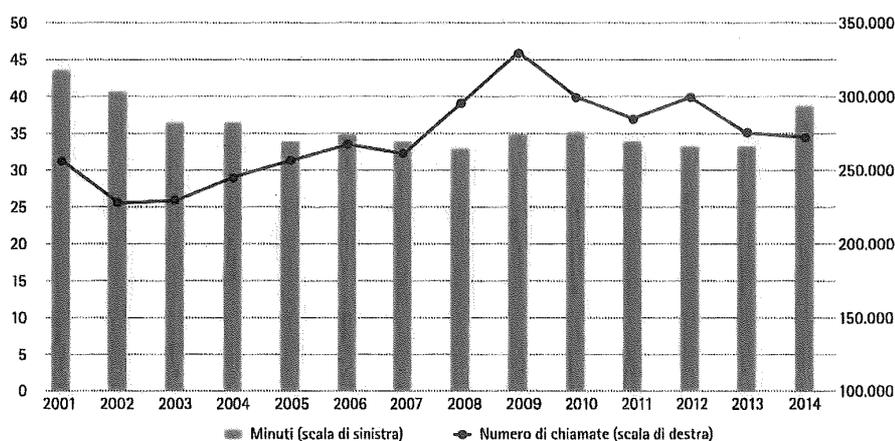
FIG. 3.25

Percentuale di rete ispezionata dal 2002

FIG. 3.26

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2014

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

modo preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza è aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi e delle penalità relativi alle regolazioni incentivanti sia la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi, sia l'aumento del numero di misure del grado di odorizzazione del gas.

Nonostante i segnali di miglioramento, 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 e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite

in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Le tavole 3.63 e 3.64 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2013 e 2014, suddivise per localizzazione, ovvero 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. Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2013 al 2014:

TAV. 3.63

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	819	1.150	1.038	1.131	4.138
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	165	176	446	348	1.135
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	427	76	453	551	1.507
Su gruppo di misura	687	12	59	211	969
TOTALE ANNO 2013	2.098	1.414	1.996	2.241	7.749
Su rete	824	703	1.003	1.209	3.739
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	153	197	453	397	1.200
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	430	57	481	710	1.678
Su gruppo di misura	731	5	22	335	1.093
TOTALE ANNO 2014	2.138	962	1.959	2.651	7.710

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	2.017	645	741	924	4.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.549	1.140	1.051	1.814	7.554
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.370	5.097	6.056	29.831	61.354
Su gruppo di misura	17.297	3.585	2.979	26.847	50.708
TOTALE ANNO 2013	43.233	10.467	10.827	59.416	123.943
Su rete	1.823	521	587	840	3.771
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.362	947	821	1.748	6.878
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	20.849	5.720	5.096	32.147	63.812
Su gruppo di misura	15.101	3.161	1.994	23.137	43.393
TOTALE ANNO 2014	41.135	10.349	8.498	57.872	117.854

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEESGI.

TAV. 3.64

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 7.749 a 7.710; diminuiscono anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (che passano da 5.273 del 2013 a 4.939 del 2014), mentre le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura aumentano (passano da 2.476 del 2013 a 2.771 del 2014);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2013 diminuiscono, passando da 123.943 a 117.854; in particolare, le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite lievemente (passano da 11.881 dispersioni del 2013 a 10.649 del 2014); una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 112.062 del 2013 a 107.205 del 2014);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 61.354 del 2013 a 63.812 del 2014) e quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 50.708 del 2013 a 43.393 del 2014).

Va evidenziato che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche da un sistema di premi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas segnalate da terzi sulle reti. Le

dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi A1, generalmente le più pericolose, nel 2014 sono diminuite rispetto al 2013. La figura 3.27 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2014 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaia di clienti finali, registrando, peraltro, una ulteriore diminuzione rispetto al 2013.

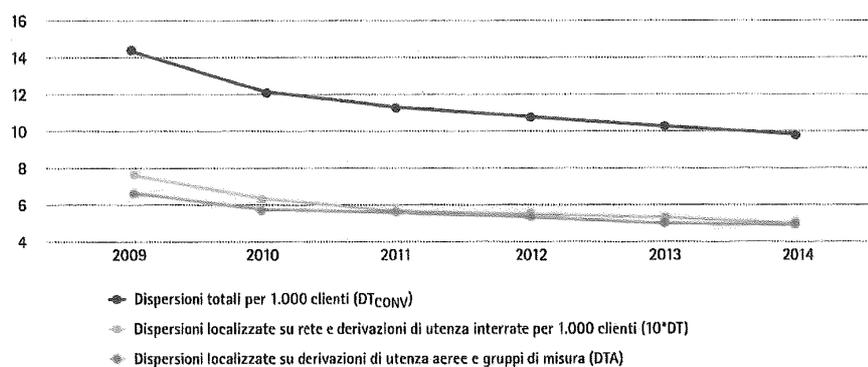
La figura 3.28 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaia di clienti, in costante crescita.

L'aumento è da ricondurre sia alle campagne sui controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004, sia al meccanismo incentivante l'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.

Passando al tema della sostituzione della ghisa con giunti di canapa e piombo risanata, la figura 3.29 evidenzia la percentuale della rete risanata o sostituita al 31 dicembre 2014, con riferimento al totale dell'estensione della ghisa al 31 dicembre 2013. La stessa figura riporta i valori della rete di acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione. La rete di riferimento è quella al 31 dicembre 2014, così come previsto dalla RQDG attualmente in vigore.

FIG. 3.27

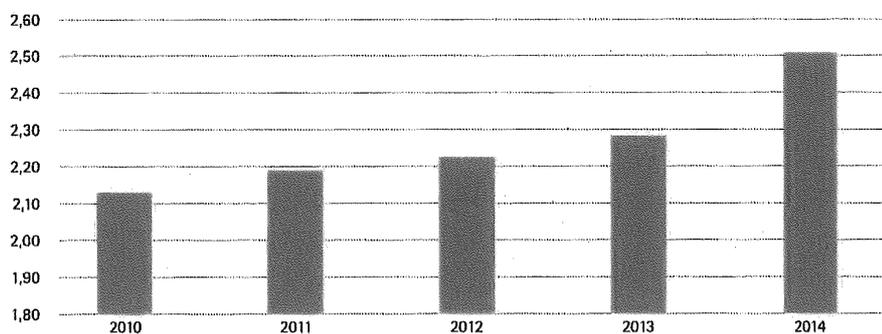
Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti
 Impianti soggetti a regolazione premi-penalità; 2009-2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.28

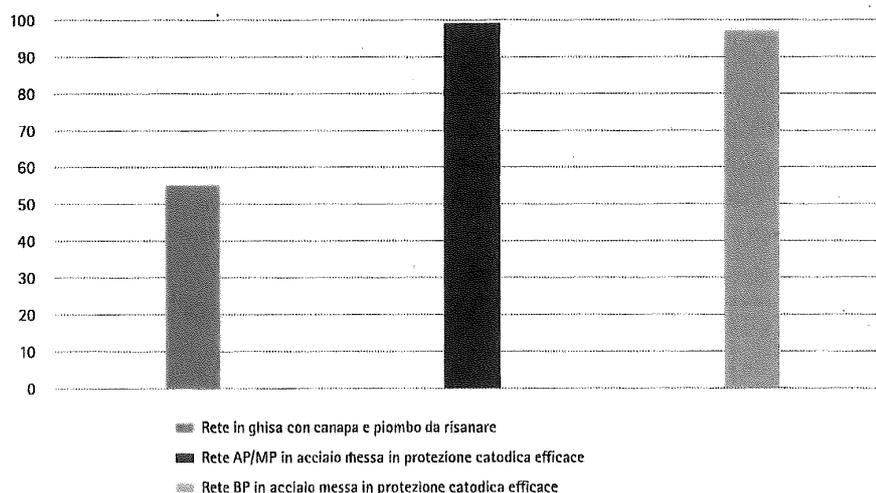
Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
 Impianti soggetti a regolazione premi-penalità



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.29

Percentuale di rete in ghisa con giunto di canapa e piombo risanata o sostituita e di rete di acciaio messa in protezione catodica efficace
 Anno 2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.65

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2014

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		IMPIANTO DI UTENZA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	5.192.607	64.384	12,40	6.773	1,30	71.157
2I Rete Gas	3.790.994	50.115	13,22	3.256	0,86	53.371
A2A Reti Gas	1.216.494	15.352	12,62	3.100	2,55	18.452
Hera	1.114.019	15.106	13,56	1.028	0,92	16.134
Napoletana Gas	749.307	16.210	21,63	1.071	1,43	17.281
Toscana Energia	709.904	9.324	13,13	680	0,96	10.004
AcegasApsAmga	479.165	4.019	8,39	976	2,04	4.995
Centria	473.132	6.087	12,87	813	1,72	6.900
Azienda Energia E Servizi - Torino	465.623	4.021	8,64	705	1,51	4.726
Gas Natural Distribuzione Italia	442.322	6.073	13,73	869	1,96	6.942
Iren Emilia	395.002	5.266	13,33	816	2,07	6.082
Ascopiave	333.635	3.684	11,04	330	0,99	4.014
Genova Reti Gas	322.806	4.038	12,51	392	1,21	4.430
Linea Distribuzione	265.612	3.568	13,43	420	1,58	3.988
Erogasmet	235.316	3.740	15,89	374	1,59	4.114
Gelsia Reti	207.044	2.378	11,49	330	1,59	2.708
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	185.540	1.755	9,46	236	1,27	1.991
Sgr Reti	172.723	1.991	11,53	255	1,48	2.246
Agsn Distribuzione	155.670	2.552	16,39	414	2,66	2.966
Amg Energia	151.508	3.775	24,92	58	0,38	3.833
Edison D.G.	149.852	1.986	13,25	229	1,53	2.215
Dolomiti Reti	149.422	564	3,77	338	2,26	902
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	148.338	1.786	12,04	136	0,92	1.922
Azienda Municipale Del Gas	121.049	1.570	12,97	315	2,60	1.885
As Retigas	120.190	1.072	8,92	193	1,61	1.265
Acam Gas	112.207	1.244	11,09	220	1,96	1.464
Aemme Linea Distribuzione	100.129	1.240	12,38	149	1,49	1.389
TOTALE	17.959.610	232.900	12,97	24.476	1,36	257.376

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Passando alle performance per l'anno 2014, relative alle grandi imprese di distribuzione, le tavole 3.65, 3.66, 3.67, 3.68 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 3.65 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate relative agli impianti di distribuzione è nettamente maggiore del numero di chiamate

relative agli impianti di utenza (a valle del punto di consegna). Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente pari a 12,97 per le chiamate relative agli impianti di distribuzione e a 1,36 per le chiamate relative agli impianti di utenza. La tavola 3.66 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2014, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel

TAV. 3.67

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2014

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	26.838	41.543	154,8	20.348	25.761	126,6
ZI Rete Gas	32.873	80.148	243,8	23.443	50.176	214,0
A2A Reti Gas	5.674	14.996	264,3	1.851	4.857	262,4
Hera	5.270	13.916	264,0	8.619	15.691	182,1
Napoletana Gas	3.367	6.327	187,9	1.653	2.624	158,8
Toscana Energia	4.078	7.218	177,0	2.904	4.335	149,3
AcegasApsAmga	4.023	10.205	253,7	1.372	2.568	187,2
Centria	3.230	12.861	398,2	2.485	7.360	296,2
Azienda Energia e Servizi – Torino	1.119	1.517	135,5	211	220	104,6
Gas Natural Distribuzione Italia	3.502	6.074	173,4	2.927	3.712	126,8
Iren Emilia	2.793	6.958	249,1	2.943	7.502	254,9
Ascopiave	4.293	16.217	377,8	2.256	6.285	278,5
Genova Reti Gas	1.241	3.286	264,9	429	994	231,6
Linea Distribuzione	2.203	5.310	241,0	985	2.050	208,1
Erogasmet	1.512	6.113	404,2	1.409	4.215	299,1
Gelsia Reti	1.419	5.151	363,0	342	954	278,6
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.195	3.537	296,1	357	856	239,6
Sgr Reti	1.268	2.350	185,3	1.422	1.972	138,7
Agsm Distribuzione	1.097	1.097	100,0	473	476	100,6
Amg Energia	577	2.052	355,7	323	970	300,0
Edison D.G.	1.446	5.054	349,5	1.172	2.957	252,2
Dolomiti Reti	1.481	1.504	101,6	756	768	101,6
G.E.I. – Gestione Energetica Impianti	1.720	6.795	395,1	719	2.096	291,6
Azienda Municipale Del Gas	457	1.208	264,2	127	349	275,3
As Retigas	995	1.551	155,8	1.151	1.282	111,4
Acam Gas	1.125	1.571	139,6	300	483	161,0
Aemme Linea Distribuzione	784	2.035	259,6	193	573	296,2
TOTALE	115.580	266.593	230,7	81.172	152.084	187,4

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

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 i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari, indifferenziatamente, al 100%. Si osserva che, a eccezione di un operatore che si

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,29	48.130	20.803	697	0,03	25.614	0,53
2I Rete Gas	15,54	56.774	39.760	619	0,02	20.990	0,37
A2A Reti Gas	6,24	7.584	5.239	1.138	0,22	8.993	1,19
Hera	9,30	13.854	6.403	913	0,14	8.261	0,60
Napoletana Gas	6,74	5.049	2.440	37	0,02	7.880	1,56
Toscana Energia	9,93	7.043	3.813	224	0,06	3.488	0,50
AcegasApsAmga	11,24	5.431	3.878	221	0,06	1.910	0,35
Centria	12,47	5.823	5.796	255	0,04	1.649	0,28
Azienda Energia e Servizi - Torino	2,87	1.337	410	8	0,02	1.690	1,26
Gas Natural Distribuzione Italia	14,57	6.385	2.430	6	0,00	2.682	0,42
Iren Emilia	15,03	5.917	4.508	70	0,02	2.834	0,48
Ascopiave	19,82	6.612	5.211	69	0,01	1.902	0,29
Genova Reti Gas	5,14	1.657	1.652	1.373	0,83	2.144	1,29
Linea Distribuzione	12,23	3.249	2.709	32	0,01	1.498	0,46
Erogasmet	12,66	2.979	2.979	78	0,03	1.545	0,52
Gelsia Reti	8,54	1.769	1.714	6	0,00	1.039	0,59
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	8,41	1.560	1.271	14	0,01	600	0,38
Sgr Reti	15,65	2.703	1.969	37	0,02	904	0,33
Agsm Distribuzione	10,13	1.578	73	59	0,81	906	0,57
Amg Energia	6,14	920	906	-	-	1.770	1,92
Edison D.G.	17,63	2.642	2.446	52	0,02	974	0,37
Dolomiti Reti	15,19	2.269	1.576	20	0,01	207	0,09
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	16,62	2.465	2.321	7	0,00	878	0,36
Azienda Municipale Del Gas	4,87	590	432	23	0,05	508	0,86
As Retigas	17,98	2.160	750	9	0,01	579	0,27
Acam Gas	12,91	1.437	715	73	0,10	390	0,27
Aemme Linea Distribuzione	9,78	979	721	11	0,02	470	0,48
TOTALE	10,94	198.897	122.925	6.051	0,05	102.305	0,51

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2014

Lunghezza reti in km

attesta su un valore pari al 100%, i rimanenti si attestano su valori maggiori del 100%.

La tavola 3.67 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2014.

La tavola 3.68, riportata qui di seguito, illustra, infine, il riepilogo generale delle attività che riguardano la protezione catodica relativamente all'anno 2014, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.68

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2014
km

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Società Italiana per il Gas	14.739	14.544	194	98,7
ZI Rete Gas	19.604	19.604	-	100,0
A2A Reti Gas	1.610	1.610	-	100,0
Hera	7.816	7.816	-	100,0
Napoletana Gas	1.235	1.235	-	100,0
Toscana Energia	2.373	2.373	-	100,0
AcegasApsAmga	1.046	1.046	-	100,0
Centria	2.209	2.207	2	99,9
Azienda Energia e Servizi - Torino	186	186	-	100,0
Gas Natural Distribuzione Italia	1.968	1.968	0	100,0
Iren Emilia	2.833	2.833	-	100,0
Ascopiave	2.211	2.211	-	100,0
Genova Reti Gas	139	132	7	95,0
Linea Distribuzione	952	952	-	100,0
Erogasmet	1.275	1.275	-	100,0
Gelsia Reti	342	341	0	99,9
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	352	352	-	100,0
Sgr Reti	1.404	1.404	-	100,0
Agsm Distribuzione	466	466	-	100,0
Amg Energia	529	529	-	100,0
Edison D.G.	1.032	1.032	-	100,0
Dolomiti Reti	691	691	-	100,0
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti	711	711	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	123	123	-	100,0
As Retigas	1.104	1.104	-	100,0
Acam Gas	314	314	-	100,0
Aemme Linea Distribuzione	194	194	-	100,0
TOTALE	67.459	67.255	204	99,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, alcune novità di cui si dà conto già a partire dal 2014 e altre disposizioni, come l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. Fra le novità introdotte, si ricorda l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Le misure introdotte hanno generato un prevedibile aumento dei fuori standard in alcuni casi, ma anche la crescita dell'importo complessivo degli indennizzi erogati. A parte le modifiche appena citate, la nuova regolazione della qualità commerciale ha confermato la medesima disciplina del precedente periodo regolatorio. In particolare, la disciplina prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'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 calibro 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 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 3.69 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2014 registra una crescita dei casi di mancato rispetto, nonché un aumento dei rimborsi pagati. A fronte di 21.358 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 21.144 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a oltre un milione di euro.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.30), si osserva che la percentuale di mancato rispetto, nella maggior parte dei casi, è aumentata. A eccezione delle prestazioni di recente modifica (verifica del gruppo di misura e sostituzione del gruppo di misura) e di quelle relative agli appuntamenti posticipati, alla verifica della pressione di fornitura e alla disattivazione della fornitura, le altre hanno registrato un aumento dei fuori standard. Un significativo rialzo della percentuale di fuori standard si registra per la prestazione di riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e, viceversa, si evidenzia una diminuzione per la verifica della pressione di fornitura. Le prestazioni di verifica del gruppo di misura e di sostituzione del gruppo di misura guasto sono soggette a standard specifici a partire dal 2014.

La prestazione che registra il maggior numero di casi è la fascia di puntualità per appuntamenti.

L'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,59%, è in lieve aumento rispetto al 2013 (0,56%).

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, ossia i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe GG, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.31) nel 2014 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

TAV. 3.69

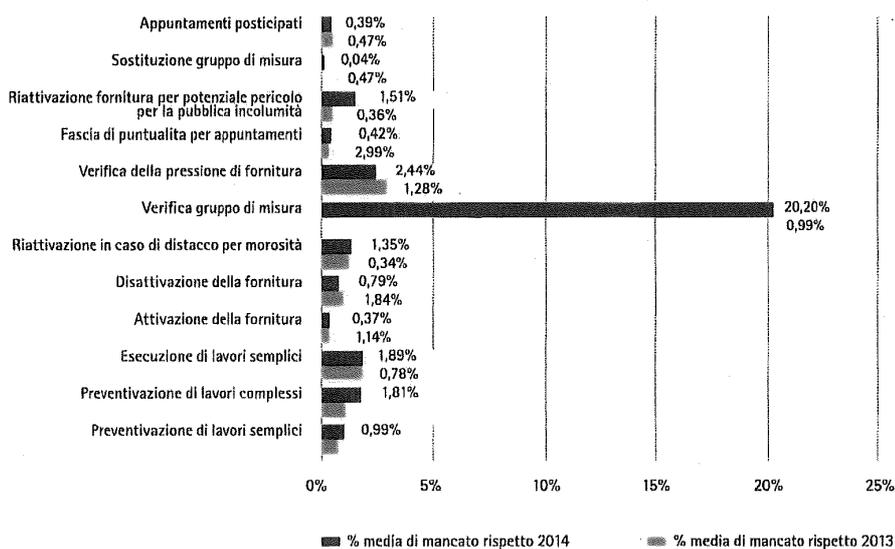
Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

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	21.144

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.30

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi) 2013-2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Le prestazioni di preventivazione di lavori semplici e complessi si attestano a quasi un terzo del valore del livello dello standard, ovvero le prestazioni vengono erogate in un terzo del tempo massimo previsto (9,6 giorni rispetto ai 30 giorni previsti e 5,4 rispetto ai 15 previsti). Si evidenzia che, dal 2014, il tempo massimo per l'esecuzione di lavori complessi è passato da 40 a 30 giorni lavorativi.

La tavola 3.70 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 mette a confronto gli anni 2013 e 2014.

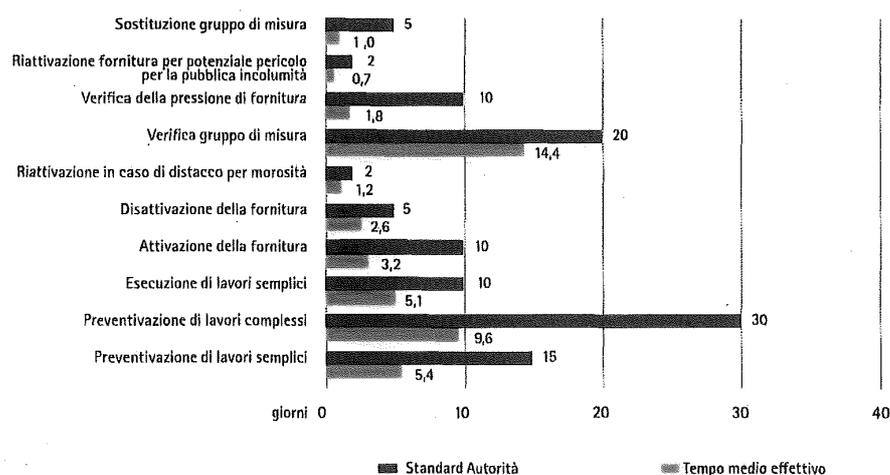
Il numero complessivo di prestazioni è in salita rispetto al 2013 (è aumentato di circa 80.000 unità). Le prestazioni che crescono in modo significativo in termini di richieste del cliente sono: la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, la riattivazione in caso di distacco per morosità e la disattivazione della fornitura. Diminuiscono, invece: la preventivazione di lavori semplici, la preventivazione di lavori complessi, l'esecuzione di lavori semplici, la verifica della pressione di fornitura.

Anche nel 2014 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.664.971 di casi). Da sola rappresenta

il 47% del totale delle prestazioni erogate. Segue la disattivazione della fornitura, che conta per il 15%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2014 è in netto aumento rispetto al 2013. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 6.942). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per la disattivazione della fornitura pari a cinque giorni lavorativi (pari a 4.451).

La tavola 3.71 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici relativi alla messa a disposizione – da parte dell'impresa distributrice – di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. Si può osservare un miglioramento dei tempi medi effettivi per la prestazione richiesta di altri dati tecnici e, dunque, una diminuzione degli indennizzi automatici riconosciuti. Si osserva che il tempo medio effettivo registrato è nettamente inferiore al livello fissato dall'Autorità: per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura si registrano 4,07 giorni lavorativi rispetto ai 10 stabiliti, mentre per la richiesta di altri dati tecnici si osservano 6,8 giorni lavorativi rispetto ai 15 previsti.



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

FIG. 3.31

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 2014

TAV. 3.70

Prestazioni soggette a
indennizzo automatico
per clienti finali alimentati
in bassa pressione e con
gruppo di misura fino alla
classe G6
2013-2014

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DEGLI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	183.780	5,05	1.457
Preventivazione di lavori complessi	40 giorni lavorativi	6.354	8,50	44
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	130.770	4,87	2.062
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	681.886	3,45	2.179
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	515.563	2,68	4.752
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	136.266	1,12	1.641
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	190	3,75	3
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.589.398	-	4.838
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	19.746	0,61	92
Appuntamenti posticipati	2 ore	176.990	-	703
TOTALE 2013	-	3.440.943		17.771
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	160.720	5,41	1.114
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	5.148	9,62	66
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	119.216	5,07	2.087
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	686.922	3,20	2.288
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	526.143	2,63	4.451
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	152.995	1,17	1.694
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	3.949	14,44	622
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	161	1,82	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.664.971	-	6.942
Riattivazione della fornitura dopo il distacco per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.531	0,71	197
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.372	1,02	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	185.001	ore	631
TOTALE 2014	-	3.530.129		20.094

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

TAV. 3.71

Prestazioni soggette a
indennizzo automatico
per i venditori
Standard e tempo medio effettivo in
giorni lavorativi; ammontare in euro

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	23.375	73	3.270	3,89
Richiesta di altri dati tecnici	10 giorni lavorativi	28.771	344	21.360	6,86
TOTALE 2013	-	52.146	417	24.630	
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	25.848	128	4.443,00	4,07
Richiesta di altri dati tecnici	10 giorni lavorativi	27.901	328	15.650,00	6,80
TOTALE 2014	-	53.749	456	20.093	

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

I dati relativi agli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas, effettuati ai sensi della delibera 18 marzo 2004, n. 40, sono riferiti al periodo compreso tra l'1 ottobre 2013 e il 30 giugno 2014, dal momento che dall'1 luglio 2014 sono entrate in vigore le nuove disposizioni in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas (fissate con la delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas).

Le tavole 3.72 e 3.73 danno conto degli accertamenti effettuati nel periodo di applicazione della delibera n. 40/04. La prima tavola contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica. La tavola 3.73 suddivide, invece, gli accertamenti effettuati per tipologia dimensionale delle imprese distributrici. Vengono messe in evidenza le richieste con accertamento positivo, le richieste con accertamento negativo, gli impianti con accertamento impedito e gli impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

La tavola 3.74 riassume gli accertamenti effettuati nel periodo di applicazione della delibera n. 40/04, suddivisi per richieste con

accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con accertamento impedito.

Nei grafici delle figure 3.32, 3.33 e 3.34 è riportato, per tipologia di impianto di utenza, il trend degli accertamenti documentali effettuati nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 giugno 2014. Le tavole 3.75, 3.76, 3.77 e 3.78 danno conto degli accertamenti effettuati nel periodo di applicazione della delibera 40/2014/R/gas in particolare sul 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.

La tavola 3.75 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.77 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.78 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

TAV. 3.72

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza per tipologia di impianto

Dati comunicati ai sensi della delibera n. 40/04; periodo di riferimento 1/10/2013 - 30/6/2014

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	134.403	1.838	1.564	2.163
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	21.881	375	188	422
> 116 kW	2.783	64	27	74
TOTALE	159.067	2.277	1.779	2.659

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributtrici all'AEEGSI.

TAV. 3.73

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza per dimensione dell'impresa distributrice

Dati comunicati ai sensi della delibera n. 40/04; periodo di riferimento 1/10/2013 - 30/6/2014

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
Grande	127.586	1.682	1.728	2.048
Media	24.580	474	22	375
Piccola	6.901	121	29	236
TOTALE	159.067	2.277	1.779	2.659

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.74

Riepilogo degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas eseguiti nel periodo 2004-2014

Dati comunicati ai sensi della delibera n. 40/04

ANNO TERMICO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON ACCERTAMENTO IMPEDITO
2004-2005	82.111	6.852	n.d.
2005-2006	365.059	12.670	15.884
2006-2007	432.995	20.245	40.243
2007-2008	458.507	18.831	18.634
2008-2009	399.829	9.137	1.884
2009-2010	351.865	6.801	1.658
2010-2011	327.167	5.916	2.293
2011-2012	282.861	5.225	2.043
2012-2013	243.307	4.218	1.366
2013-2014 ^(A)	159.067	2.277	1.779
TOTALE	3.102.728	92.172	85.744

(A) Periodo di riferimento 1 ottobre 2013 - 30 giugno 2014.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.75

Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2014 (periodo di riferimento 1 luglio - 31 dicembre)

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	88.386	1.398	9	1.117
> 35 kW e ≤ 350 kW	14.327	308	1	245
> 350 kW	566	21	0	11
TOTALE	103.279	1.727	10	1.373

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

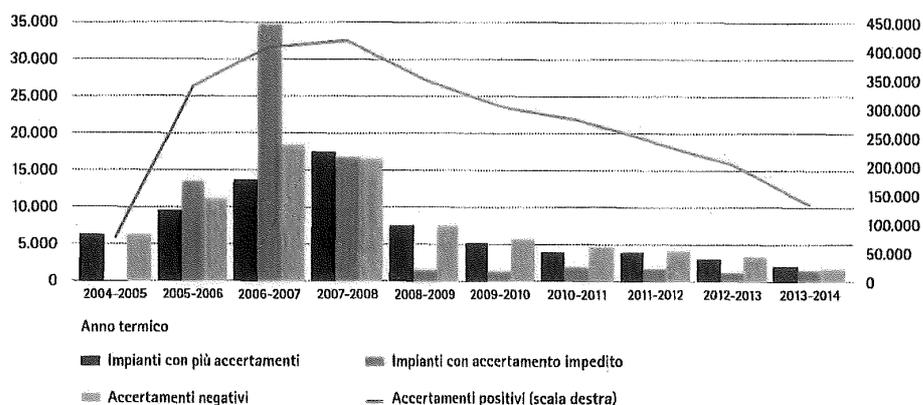


FIG. 3.32

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica minore o uguale a 34,8 kW

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

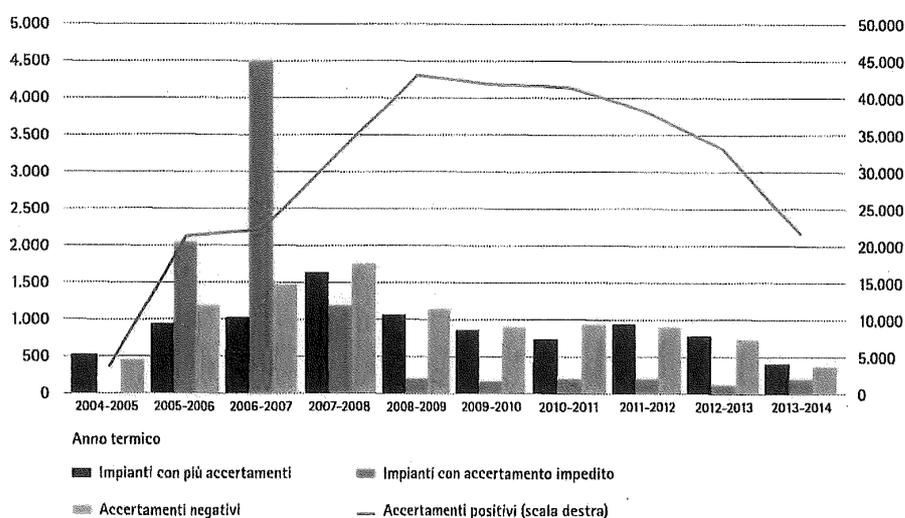


FIG. 3.33

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica compresa tra 34,8 e 116 kW

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

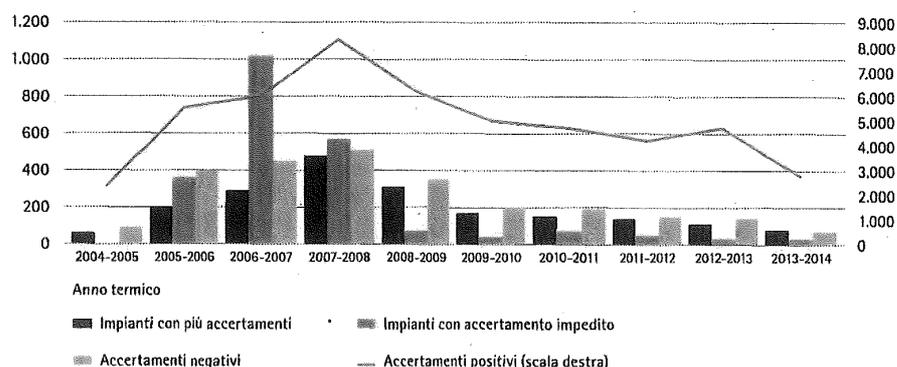


FIG. 3.34

Accertamenti di sicurezza degli impianti di utenza gas con portata termica superiore a 116 kW

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.76

Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2014 (periodo di riferimento 1 luglio - 31 dicembre)

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	5.446	150	308	103
> 35 kW e ≤ 350 kW	933	22	34	16
> 350 kW	54	1	4	0
TOTALE	6.433	173	346	119

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.77

Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza nuovi, in funzione della dimensione

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2014 (periodo di riferimento 1 luglio - 31 dicembre)

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
Grande	82.586	1.432	0	1.094
Media	16.672	227	2	221
Piccola	4.021	68	8	58
TOTALE	103.279	1.727	10	1.373

(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: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.78

Riepilogo degli accertamenti di sicurezza sugli impianti di utenza modificati o trasformati, in funzione della dimensione

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2014 (periodo di riferimento 1 luglio - 31 dicembre)

DIMENSIONE IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIU' DI UN ACCERTAMENTO
Grande	3.638	121	6	78
Media	2.328	38	339	25
Piccola	467	14	1	16
TOTALE	6.433	173	346	119

(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: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

4.

Stato dei servizi idrici

PAGINA BIANCA

Riordino degli assetti locali dei servizi idrici

L'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia") prevede che «Entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico presenta alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in particolare:

- a carico delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito;
- a carico degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato;
- a carico degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione

d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatori del servizio».

Alla luce della richiamata prescrizione e al fine di fornire una rappresentazione dello stato di riordino dell'assetto locale del settore, si illustrano in questa sede i primi esiti dell'attività di monitoraggio effettuata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico. Gli approfondimenti condotti hanno riguardato la congruità della delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), la tempestività della costituzione dei relativi enti di governo, il rispetto dell'obbligo di partecipazione da parte degli enti locali, il rispetto della prescrizione di affidare le infrastrutture in concessione d'uso gratuito, da parte dei medesimi, nonché l'individuazione degli enti di governo che non hanno ancora perfezionato l'iter di affidamento del servizio idrico integrato.

Stato della legislazione regionale per la delimitazione e la costituzione degli Enti di governo degli ambiti

L'Autorità ha monitorato costantemente l'evoluzione della legislazione regionale in materia di organizzazione dei servizi idrici. In questa sede, dopo un aggiornamento sulla delimitazione

degli ATO rispetto a quanto riportato nella *Relazione Annuale* presentata al Parlamento in data 19 giugno 2014, si procederà a identificare quelli che non appaiono pienamente rispondenti

ai parametri dettati dalle riforme nel frattempo approvate dal Parlamento.

Per quanto riguarda poi la costituzione degli Enti di governo dell'ambito, a seguito dei necessari, sia pur sintetici, richiami alle leggi regionali di riferimento, saranno individuati i contesti in cui le previste attività di riordino a livello territoriale risultano ancora in itinere.

Delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali

L'art. 147 del decreto legislativo n. 152/06 prevede, al comma 1, che gli ATO siano definiti dalle Regioni. Il comma 2 della medesima disposizione, come modificata dal citato decreto "Sblocca Italia", specifica poi che «Le regioni possono modificare le delimitazioni degli ambiti territoriali ottimali [...] nel rispetto, in particolare, dei seguenti principi: a) unità del bacino idrografico o del sub-bacino [...]; b) unicità della gestione; c) adeguatezza delle dimensioni gestionali, definita sulla base di parametri fisici, demografici, tecnici». Il comma 2-bis del medesimo articolo prevede che «Qualora l'ambito territoriale ottimale coincida con l'intero territorio regionale, ove si renda necessario al fine di conseguire una maggiore efficienza gestionale ed una migliore qualità del servizio all'utenza, è consentito l'affidamento del servizio idrico integrato in ambiti territoriali comunque non inferiori agli ambiti territoriali corrispondenti alle province o alle città metropolitane [...]».

Appare, pertanto, opportuno evidenziare come la normativa vigente, sia generale, sia settoriale, sancisca – ai fini dell'affidamento del servizio idrico integrato – la regola dell'individuazione di ATO di dimensioni non inferiori al territorio delle province o delle città metropolitane. Infatti, anche l'art. 3-bis, comma 1, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, recante la disciplina generale dei servizi pubblici locali a rilevanza economica, prevede che

«A tutela della concorrenza e dell'ambiente, le regioni [...] organizzano lo svolgimento dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica definendo il perimetro degli ambiti o bacini territoriali ottimali [...] tali da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l'efficienza del servizio e istituendo [...] gli enti di governo degli stessi [...]», specificando che «La dimensione degli ambiti o bacini territoriali ottimali di norma deve essere non inferiore almeno a quella del territorio provinciale».

Si segnala che tutte le Regioni¹ hanno provveduto a delimitare gli ATO e molte di esse hanno anche proceduto a ridefinirne il perimetro territoriale, con una conseguente razionalizzazione del numero di ATO. Tuttavia, come rappresentato in più occasioni², le scelte compiute a livello regionale non hanno ancora pienamente condotto verso modelli dotati degli auspicati caratteri di uniformità e omogeneità sul territorio nazionale, con divaricazioni tuttora sussistenti tra le diverse situazioni regionali. Vi sono, infatti, alcune Regioni che, dopo aver consolidato una organizzazione con più ATO, sono passate alla aggregazione su scala regionale; altre che avevano adottato tale soluzione fin dall'inizio e l'hanno confermata; altre ancora hanno mantenuto l'organizzazione con più ATO all'interno del proprio territorio.

In particolare, la successiva tavola 4.1 mostra come le dimensioni degli ATO, definite dalla normativa sin qui vigente, risultano molto eterogenee sul territorio nazionale: si rilevano ATO con oltre un milione di abitanti (per esempio, l'ATO unico Puglia conta oltre 4 milioni di residenti) e altri di dimensione molto ridotta tra cui – considerando anche i sub bacini in cui risultano ripartiti taluni Ambiti di delimitazione regionale (si vedano l'Abruzzo, la Calabria, l'Emilia Romagna, la Toscana e l'Umbria) – l'ATO Peligno Alto Sangro, con meno di 74.000 residenti. L'ATO di minori dimensioni è l'ATO Centro-Ovest 2 (Savona), peraltro di recente costituzione.

¹ Il Trentino Alto Adige non viene contemplato in tale indagine, non avendo mai legiferato in materia per gli effetti della sentenza n. 412 del 7 dicembre 1994 della Corte costituzionale.

² Si veda la memoria per l'audizione 25 settembre 2014, 467/2014/I, avente a oggetto *Conversione in legge del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, recante misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive (AC 2629) c.d. "Sblocca Italia"*, illustrata in data 29 settembre 2014 avanti alla Commissione VIII della Camera dei Deputati.

TAV. 4.1

Delimitazione degli ATO

REGIONE	ATO	SUB BACINI	N. COMUNI	POPOLAZIONE (ab.)	SUPERFICIE (km ²)	DENSITA' (ab./km ²)
Abruzzo	ATO unico regionale	ATO 1 - Aquilano	37	99.957	1.809,54	55,24
		ATO 2 - Marsicano	35	130.109	1.771,23	73,46
		ATO 3 - Peligno Alto Sangro	37	73.727	1.501,82	49,09
		ATO 4 - Pescara	64	459.293	1.737,84	264,29
		ATO 5 - Teramo	40	271.890	1.703,48	159,61
		ATO 6 - Chieti	92	272.333	2.307,93	118
Basilicata	ATO unico regionale		131	578.036	10.073,32	57,38
Calabria	ATO unico regionale	ATO 1 - Cosenza	155	714.030	6.709,75	106,42
		ATO 2 - Catanzaro	80	359.841	2.415,45	148,97
		ATO 3 - Crotona	27	170.803	1.735,68	98,41
		ATO 4 - Vibo Valentia	50	163.409	1.150,64	142,02
		ATO 5 - Reggio Calabria	97	550.967	3.210,37	171,62
Campania	ATO CI - Calore Irpino		194	710.543	4.798,15	148,09
	ATO NV - Napoli Volturno		136	2.838.489	3.176,62	893,56
	ATO S - Sele		144	777.528	4.793,97	162,19
	ATO SV - Sarnese Vesuviano		76	1.440.250	902,21	1.596,35
Emilia Romagna	ATO unico regionale	ATO 1 - Piacenza	48	284.616	2.585,86	110,07
		ATO 2 - Parma	46	427.434	3.447,48	123,98
		ATO 3 - Reggio Emilia	45	517.316	2.291,26	225,78
		ATO 4 - Modena	47	685.777	2.688,02	255,12
		ATO 5 - Bologna	56	976.243	3.702,32	263,68
		ATO 6 - Ferrara	24	353.481	2.635,12	134,14
		ATO 7 - Ravenna	18	384.761	1.859,44	206,92
		ATO 8 - Forlì Cesena	30	390.738	2.378,40	164,29
		ATO 9 - Rimini	26	321.769	864,88	372,04
Friuli-Venezia Giulia	ATO CEN - Centrale Udine		135	535.430	4.907,24	109,11
	ATO Lemene (Friuli Venezia Giulia, Veneto)		13	93.370	460,6	202,71
	ATO OCC - Occidentale Pordenone		37	217.441	1.814,82	119,81
	ATO ORG - Orientale Goriziano		25	140.143	467,14	300
	ATO ORT - Orientale Triestino		6	232.601	212,51	1.094,56
Lazio	ATO 1 - Lazio Nord Viterbo		60	311.444	3.601,21	86,48
	ATO 2 - Lazio centrale Roma		112	3.869.179	5.120,08	755,69
	ATO 3 - Lazio centrale Rieti		82	192.083	3.024,86	63,5
	ATO 4 - Lazio meridionale Latina		38	650.449	2.503,72	259,79
	ATO 5 - Lazio Meridionale Frosinone		86	479.731	2.982,42	160,85

TAV. 4.1 - SEGUE

Delimitazione degli ATO

REGIONE	ATO	SUB BACINI	N. COMUNI	POPOLAZIONE (ab.)	SUPERFICIE (km ²)	DENSITÀ (ab./km ²)
Liguria	ATO GE - Genova		67	855.834	1.833,79	466,7
	ATO Centro-Ovest 1 (Savona)		46	231.542	905,39	255,74
	ATO Est (La Spezia)		32	219.330	881,35	248,86
	ATO IM - Imperia		70	223.042	1.214,68	183,62
	ATO Centro-Ovest 2 (Savona)		20	40.946	581,01	70,47
Lombardia	ATO BG - Bergamo		242	1.086.277	2.745,94	395,59
	ATO BS - Brescia		206	1.238.044	4.785,62	258,7
	ATO CDM - Città di Milano		1	1.242.123	181,67	6.837,15
	ATO CO - Como		154	586.735	1.279,04	458,73
	ATO CR - Cremona		115	357.623	1.770,46	201,99
	ATO LC - Lecco		88	336.310	814,58	412,86
	ATO LO - Lodi		61	223.755	782,99	285,77
	ATO MB - Monza e della Brianza		55	840.129	405,41	2.072,28
	ATO MI - Provincia di Milano		133	1.796.297	1.393,98	1.288,61
	ATO MN - Mantova		69	408.336	2.341,44	174,4
	ATO PV - Pavia		189	535.822	2.968,64	180,49
	ATO SO - Sondrio		78	180.814	3.195,76	56,58
ATO VA - Varese		139	871.886	1.198,11	727,72	
Marche	ATO 1 - Marche Nord Pesaro e Urbino		59	362.583	2.567,78	141,21
	ATO 2 - Marche Centro Ancona		43	403.827	1.835,39	220,02
	ATO 3 - Marche Centro Macerata		48	356.185	2.528,07	140,89
	ATO 4 - Marche Centro-Sud Fermo e maceratese		27	120.180	653,18	183,99
	ATO 5 - Marche Sud Ascoli Piceno		59	298.544	1.816,95	164,31
Molise	ATO unico regionale		136	313.660	4.460,65	70,32
Piemonte	ATO 1 - Verbano Cusio Ossola e Pianura Novarese		164	525.235	3.585,73	146,48
	ATO 2 - Biellese, Vercellese, Casalese		184	431.155	3.331,18	129,43
	ATO 3 - Torino		306	2.235.876	6.710,25	333,2
	ATO 4 - Cuneo		250	586.378	6.894,94	85,04
	ATO 5 - Astigiano, Monferrato		154	262.286	2.030,99	129,14
	ATO 6 - Alessandria		148	322.986	2.833,98	113,97
Puglia	ATO unico regionale		258	4.052.566	19.540,90	207,39
Sardegna	ATO unico regionale		377	1.639.362	24.100,02	68,02

TAV. 4.1 - SEGUE

REGIONE	ATO	SUB BACINI	N. COMUNI	POPOLAZIONE (ab.)	SUPERFICIE (km ²)	DENSITA' (ab./km ²)
Sicilia	ATO 1 - Palermo		82	1.243.585	5.009,28	248,26
	ATO 2 - Catania		58	1.078.766	3.573,68	301,86
	ATO 3 - Messina		108	649.824	3.266,12	198,96
	ATO 4 - Ragusa		12	307.492	1.623,89	189,36
	ATO 5 - Enna		20	173.451	2.574,70	67,37
	ATO 6 - Caltanissetta		22	273.099	2.138,37	127,71
	ATO 7 - Trapani		24	429.917	2.469,62	174,08
	ATO 8 - Siracusa		21	399.933	2.124,13	188,28
	ATO 9 - Agrigento		43	446.837	3.052,59	146,38
Toscana	ATO unico regionale	ATO 1 - Toscana Nord	48	522.816	2.801,67	186,61
		ATO 2 - Basso Valdarno (Pisa)	55	782.881	2.889,54	270,94
		ATO 3 - Medio Valdarno (Firenze)	51	1.283.351	4.038,21	317,8
		ATO 4 - Alto Valdarno (Arezzo)	36	315.609	3.262,70	96,73
		ATO 5 - Toscana Costa	33	367.884	2.409,55	152,68
		ATO 6 - Ombrone (Grosseto)	56	399.661	7.585,38	52,69
Umbria	ATO unico regionale	ATO 1 - Ambito 1-2	38	499.215	4.304,20	115,98
		ATO 2 - Ambito 3	22	158.940	2.202,41	72,17
		ATO 3 - Ambito 4	32	226.113	1.957,72	115,5
Valle d'Aosta	ATO unico regionale		74	126.806	3.260,90	38,89
Veneto	ATO AV - Alto Veneto		65	203.737	3.589,83	56,75
	ATO B - Bacchiglione		140	1.095.911	2.979,80	367,78
	ATO BR - Brenta		73	584.547	1.693,90	345,09
	ATO Lemene (Friuli Venezia Giulia-Veneto)		11	86.900	498,4	174,36
	ATO LV - Laguna di Venezia		36	789.229	1.867,75	422,56
	ATO P - Polesine		52	261.095	1.994,59	130,9
	ATO V - Verona		97	896.612	3.061,59	292,86
	ATO VC - Valle del Chiampo		13	104.920	267,55	392,15
	ATO VO - Veneto orientale		92	834.259	2.454,01	339,96
TOTALE			7.721	58.404.269	288.467,34	202,46

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni Enti d'ambito.

In particolare, esaminando le dimensioni degli ATO attualmente identificati dalle pertinenti legislazioni regionali (come riassunte nelle successive tavole 4.2 e 4.3), emerge che:

- in dieci regioni (Valle d'Aosta, Emilia Romagna, Toscana, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Puglia e Sardegna) è stato individuato un unico ambito territoriale,

che è coincidente con il territorio della regione; si può, dunque, affermare che tale modello risulti a tutt'oggi ancora quello prevalente;

- in quattro regioni (Piemonte, Friuli Venezia Giulia, Lazio e Sicilia) è a oggi prevista una pluralità di ATO, di dimensioni non inferiori al territorio delle province o città metropolitane, come previsto dalla normativa vigente;

TAV. 4.2

Delimitazione degli ATO
- Situazioni di potenziale
criticità

REGIONE LIGURIA ^(A)	
Ambito territoriale ottimale	Note su delimitazione ATO
ATO Centro-Ovest 1 (Savonese)	Comprende 46 comuni presenti nella provincia di Savona (su un totale di 69)
	Comprende 20 comuni presenti nella provincia di Savona (su un totale di 69)
ATO Centro-Ovest 2 (Savonese)	Tre comuni della provincia di Savona (Andora, Stellanello, Testico) sono compresi nell'ATO Imperia
REGIONE LOMBARDIA ^(B)	
Ambito territoriale ottimale	Note su delimitazione ATO
ATO Provincia di Milano	Comprende 133 comuni su 134 presenti nel territorio della Città metropolitana di Milano (non include il comune di Milano)
ATO Città di Milano	Comprende il solo comune di Milano
REGIONE VENETO	
Ambito territoriale ottimale	Note su delimitazione ATO
ATO Bacchiglione	Comprende 140 comuni appartenenti alle province di Padova (60), Venezia (1) e Vicenza (79)
ATO Alto Veneto	Comprende 65 comuni della provincia di Belluno (su un totale di 67)
ATO Veneto orientale	Comprende 92 comuni (86 della provincia di Treviso, 3 della provincia di Venezia, 2 della provincia di Belluno, 1 della provincia di Vicenza)
ATO Laguna di Venezia	Comprende 36 comuni (tra cui Venezia) estesi su due province venete: Venezia (29) e Treviso (7)
ATO Brenta	Comprende 73 comuni appartenenti alle province di Padova (44), Treviso (1) e Vicenza (28)
ATO Valle del Chiampo	Comprende 13 comuni appartenenti alla provincia di Vicenza (su un totale di 121)
ATO Veronese	Comprende 97 comuni della provincia di Verona (su un totale di 98)
ATO Polesine	Comprende i 50 comuni appartenenti alla provincia di Rovigo e i comuni di Castagnaro (VR) e Cavarzere (VE)
REGIONE MARCHE ^(C)	
Ambito territoriale ottimale	Note su delimitazione ATO
ATO Marche Centro - Ancona	Comprende 41 comuni della provincia di Ancona e 2 della provincia di Macerata
ATO Marche Centro - Macerata	Comprende 48 comuni, di cui 42 della provincia di Macerata e 6 della provincia di Ancona
ATO Marche Centro-Sud Fermano e Maceratese	Comprende 14 comuni della provincia di Fermo e 13 della provincia di Macerata
ATO Marche-Sud - Ascoli Piceno	Comprende 59 comuni, di cui 33 presenti nella provincia di Ascoli Piceno e 26 nella provincia di Fermo
REGIONE CAMPANIA	
Ambito territoriale ottimale	Note su delimitazione ATO
ATO Calore Irpino	Comprende i comuni della provincia di Benevento (78) e 117 comuni della provincia di Avellino
ATO Napoli Volturno	Comprende 136 comuni, di cui 32 presenti nella provincia di Napoli e i 104 della provincia di Caserta
ATO Sele	Comprende 141 comuni della provincia di Salerno, 2 comuni della provincia di Avellino e 1 comune della provincia di Napoli
ATO Sarnese Vesuviano	Comprende 76 comuni, di cui 59 della provincia di Napoli e 17 della provincia di Salerno

(A) Gli ATO di Imperia, Genova e La Spezia comprendono i comuni delle relative province.

(B) I rimanenti ATO della regione Lombardia - non indicati nella presente tavola - comprendono i comuni delle relative province.

(C) L'ATO Marche Nord - Pesaro e Urbino comprende i comuni della relativa provincia.

TAV. 4.3

Costituzione degli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di conformità alla normativa vigente

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Piemonte	LR n. 7/12	Autorità d'ambito	6
Liguria	LR n. 1/14	Ente d'ambito, costituito dai Comuni tramite convenzione	5(A)
Lombardia	LR n. 26/03, come modificata con LR n. 21/10, e LR n. 35/14	Province + Comune di Milano (tramite Ufficio d'ambito, istituito in ciascun ATO in forma di azienda speciale)	13(A)
Veneto	LR n. 17/12	Consigli di bacino	8(A)
Friuli Venezia Giulia	LR n. 22/10, come modificata con LR n. 26/12	Consulte d'ambito	4
Emilia Romagna	LR n. 23/11	Agenzia territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti	1
Toscana	LR n. 69/11	Autorità idrica toscana - AIT	1
Umbria	LR n. 11/13	Autorità umbra per rifiuti e idrico - AURI	1
Marche	LR n. 30/11	Assemblea di ambito, forma associativa tra Comuni e Province ricadenti in ciascun ATO, costituita mediante convenzione obbligatoria ai sensi dell'art. 30 del decreto legislativo n. 267/00	5(A)
Abruzzo	LR n. 9/11, come modificata con LR n. 34/12	Ente regionale per il servizio idrico integrato - ERSI	1
Puglia	LR n. 9/11	Autorità idrica pugliese - AIP, soggetto rappresentativo dei Comuni pugliesi	1
Valle d'Aosta	LR n. 27/99, come integrata con LR n. 21/12	Bacino imbrifero montano - BIM	1
Sardegna	LR n. 4/15	Ente di governo dell'ambito della Sardegna, avente personalità giuridica e autonomia organizzativa e patrimoniale, con funzioni di organizzazione territoriale del Sii. Divenuto operativo a decorrere da aprile 2015	1
Interregionale	ATO del Lemene tra Veneto e Friuli Venezia Giulia (da ultimo, delibera della Giunta regionale Veneto n. 2395 del 29 dicembre 2011)		1

(A) Si rinvia alle considerazioni svolte riguardo alla tavola 4.2.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

- in cinque regioni (Liguria, Lombardia, Veneto, Marche e Campania) si riscontra la ripartizione del territorio regionale in più ambiti, alcuni dei quali – come dettagliato nella tavola 4.2 – di dimensioni inferiori al territorio delle corrispondenti province o città metropolitane, tanto da suggerire ulteriori approfondimenti in ordine alla conformità al quadro normativo di riferimento.

L'Autorità ritiene, comunque, utile ricordare che in alcuni casi, ai fini della delimitazione degli ATO, le Regioni hanno mostrato di prediligere criteri di natura idrografica, piuttosto che di natura amministrativa: si sono pertanto creati ATO che tendono a non coincidere con alcuno dei confini provinciali preesistenti. La nuova disciplina introdotta, che pone delle soglie dimensionali minime in corrispondenza dei confini provinciali, potrebbe pertanto essere utilmente interpretata combinandola con i tuttora vigenti parametri

di carattere idrografico, cogliendo nell'ambito di questi ultimi quelli che possano indurre ad ampliare ulteriormente gli ATO originariamente delimitati.

Appare opportuno precisare che anche nei casi in cui l'ATO coincida con l'intero territorio regionale, l'Autorità intende avviare specifici controlli in ordine alla coerenza tra la decisione di affidamento per ambiti inferiori al territorio della regione – verificando che sia comunque non inferiore al territorio corrispondente alle province o alle città metropolitane – e le possibili maggiori efficienze conseguibili in base alla dimensione di scala dell'ATO.

Costituzione degli Enti di governo dell'ambito

L'art. 147, comma 1, del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dal decreto "Sblocca Italia", prevede che «I servizi idrici sono organizzati sulla base degli ambiti territoriali ottimali definiti dalle

regioni [...]. Le regioni che non hanno individuato gli enti di governo dell'ambito provvedono, con delibera, entro il termine perentorio del 31 dicembre 2014». Decorso inutilmente tale termine, il Presidente del Consiglio dei ministri assegna all'ente interessato un congruo termine per adottare i provvedimenti dovuti e successivamente, in caso di protratta inerzia, il Consiglio dei ministri adotta i provvedimenti necessari, anche normativi, ovvero nomina un apposito commissario. Come si evince dalla tavola 4.3, la maggioranza delle

Regioni italiane (13 su 19 Regioni considerate) ha positivamente completato il processo di costituzione degli Enti di governo dell'ambito, come previsto dal decreto legislativo n. 152/06.

Nelle sei regioni indicate nella tavola 4.4 (Lazio, Campania, Molise, Basilicata, Calabria e Sicilia), si riscontrano invece elementi di potenziale criticità, tali da suggerire ulteriori approfondimenti. Con riferimento a dette realtà, l'Autorità è peraltro a conoscenza di iniziative e provvedimenti già in corso di adozione da parte del Governo.

TAV. 4.4

Costituzione degli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di potenziale criticità

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE DI RIFERIMENTO	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Lazio	LR n. 5/14; delibera della Giunta regionale 28 gennaio 2014, n. 40; delibera della Giunta regionale 30 dicembre 2014, n. 947	Nelle more dell'approvazione della legge regionale di revisione dell'organizzazione del servizio idrico integrato, da adottarsi nel rispetto delle <i>Linee guida</i> di cui alla delibera della Giunta regionale n. 40/14, con provvedimento del 30 dicembre 2014, n. 947, la Giunta regionale ha dato mandato <i>alla competente struttura regionale di porre in essere tutti gli atti necessari a garantire il pieno rispetto di quanto previsto dal Titolo II, Parte III, del decreto legislativo n. 152/06, verificando costantemente l'esatto adempimento degli enti locali agli obblighi di legge, anche al fine dell'eventuale attivazione dei poteri sostitutivi</i> . Si segnala altresì che, con delibera della Giunta regionale n. 626 del 21 dicembre 2012, le esistenti Autorità d'ambito costituitesi in convenzione erano state salvaguardate.	5
Campania	Delibera della Giunta regionale 30 dicembre 2014, n. 852	Nelle more dell'adozione della legge regionale contenente la nuova delimitazione degli ambiti territoriali, la delibera della Giunta regionale n. 812 del 30 dicembre 2014 ha prospettato l'individuazione, quali Enti di governo degli ambiti, dei c.d. "Enti idrici dell'ambito territoriale ottimale" (EiATO), la cui effettiva costituzione è, tuttavia, subordinata all'adozione della futura legge di delimitazione degli ambiti, in attesa della quale il territorio risulta a oggi suddiviso in quattro ATO ai sensi della LR n. 14/97 e s.m.i.	4(A)
Molise	Delibera della Giunta regionale 24 novembre 2014, n. 620	Con la delibera n. 620/14 la Regione ha adottato lo schema di convenzione per la cooperazione tra gli enti locali appartenenti all'ATO, propedeutica alla costituzione dell'Ente di governo dell'ambito. Nella medesima delibera, la Regione ha assegnato agli enti locali il termine di 60 giorni dalla data di ricezione della delibera stessa, per l'approvazione della convenzione. Decorso inutilmente tale termine, nella citata delibera è previsto l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte della Regione.	1
Basilicata	LR n. 33/10, art. 26 (come modificata dalla LR n. 26/11)	Conferenza interistituzionale idrica (convenzione obbligatoria fra le Amministrazioni comunali alla quale aderiscono gli Enti provinciali e la Regione). Nelle more della piena operatività di tale Conferenza interistituzionale, le funzioni sono attribuite a un Commissario nominato dal Presidente della Giunta regionale.	1
Calabria	LR n. 34/10	La Regione Calabria non ha ancora individuato l'Ente di governo dell'ambito.	1
Sicilia	LR n. 2/13	Le AATO sono state poste in liquidazione e sono stati nominati Commissari straordinari in attesa che, con successiva legge regionale da emanarsi entro sei mesi, le relative funzioni siano trasferite ai Comuni, che le eserciteranno in forma singola o associata. I predetti commissari, ai sensi dell'art. 1, comma 4, della LR n. 2/13, durano in carica sino al completamento delle attività di censimento delle gestioni preesistenti e di verifica dello stato dei rapporti giuridici attivi e passivi e, comunque, non oltre sei mesi dalla data di entrata in vigore della citata legge (la quale è entrata in vigore in data 11 gennaio 2013).	9

(A) Si rinvia alle considerazioni svolte riguardo alla tavola 4.2.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

Partecipazione degli enti locali agli Enti di governo dell'ambito

L'art. 147, commi 1 e 1-bis, del decreto legislativo n. 152/06, sancisce che «Gli enti locali ricadenti nel medesimo ambito ottimale partecipano obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito, individuato dalla competente regione per ciascun ambito territoriale ottimale, al quale è trasferito l'esercizio delle competenze ad essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compresa la programmazione delle infrastrutture idriche di cui all'articolo 143, comma 1. Qualora gli enti locali non aderiscano agli enti di governo dell'ambito individuati ai sensi del comma 1 entro il termine fissato dalle regioni e dalle province autonome e, comunque, non oltre sessanta giorni dalla delibera di individuazione, il Presidente della regione esercita, previa diffida all'ente locale ad adempiere entro ulteriori trenta giorni, i poteri sostitutivi, ponendo le relative spese a carico dell'ente inadempiente. Si applica quanto previsto dagli ultimi due periodi dell'articolo 172, comma 4».

Al riguardo, si rammenta che anche l'art. 3-bis, comma 2, del decreto legge n. 138/11, prevede 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 istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo cui gli enti locali partecipano obbligatoriamente».

Le informazioni a oggi acquisite dall'Autorità confermano che una delle criticità riscontrabili nel settore idrico è rappresentata dalla presenza di enti locali – concentrati in Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Abruzzo, Puglia e Sicilia (Tav. 4.5) – che, sulla base delle informazioni comunicate, non risultano aver aderito agli Enti di governo dell'ambito, pur essendovi obbligati.

TAV. 4.5

Partecipazione degli enti locali agli Enti di governo dell'ambito - Situazioni di potenziale criticità

REGIONE	ATO	NUMERO COMUNI CHE NON PARTECIPANO ALL'ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO
Abruzzo	ATO 1 - Aquilano	7
	ATO 3 - Peligno Alto Sangro	7
	ATO 4 - Pescara	3
	ATO 6 - Chieti	3
Friuli Venezia Giulia	ATO ORG - Orientale-Goriziano	1
Lazio	ATO 3 - Lazio centrale Rieti	1
Lombardia	ATO VA - Varese	23
Puglia	ATO Puglia	2
Sicilia	ATO 8 - Siracusa	21
	ATO 9 - Agrigento	16
Veneto	ATO V - Verona	1

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni Enti d'ambito.

Affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture idriche

L'art. 153 del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dal decreto "Sblocca Italia", precisa lo scadenario per l'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato da parte degli enti locali, prevedendo, al comma 1, che *«Le infrastrutture idriche di proprietà degli enti locali ai sensi dell'articolo 143 sono affidate in concessione d'uso gratuita, per tutta la durata della gestione, al gestore del servizio idrico integrato, il quale ne assume i relativi oneri nei termini previsti dalla convenzione e dal relativo disciplinare. Gli enti locali proprietari provvedono in tal senso entro il termine perentorio di sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, salvo eventuali quote residue di ammortamento relative anche ad interventi di manutenzione»*.

Al riguardo, si rammenta che la vigente regolazione riconosce ammissibili ai fini tariffari i corrispettivi annuali – ai quali gli enti locali proprietari hanno diritto in virtù della concessione in uso delle proprie infrastrutture – nei soli limiti di quanto deliberato dall'ente competente in data antecedente al mese di aprile 2006. Sulla base dell'art. 1 dell'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, pertanto, l'Autorità ha verificato puntualmente i criteri impiegati per l'inserimento in tariffa dei canoni, rettificandone i valori e ponendoli a zero, laddove deliberati successivamente alla data indicata. Nella tavola 4.6 si riporta una sintesi dei contesti gestionali nei quali sono stati quantificati, tra le componenti tariffarie, canoni d'uso agli enti locali deliberati prima del 2006.

Affidamento della gestione del servizio idrico integrato

Il decreto "Sblocca Italia", intervenendo sull'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06, ha disciplinato la procedura da seguire – in sede di prima applicazione, tenuto conto delle gestioni esistenti – per garantire il conseguimento del principio di unicità della gestione, prevedendo anche – per gli Enti d'ambito che non avessero già provveduto – l'obbligo di adottare il Piano d'ambito, scegliere la forma di gestione e disporre l'affidamento al gestore unico d'ambito entro il 30 settembre

2015 (Fig. 4.1). In tale contesto, il decreto "Sblocca Italia" ha, tra l'altro, chiarito e precisato che *«Al fine di garantire il rispetto del principio di unicità della gestione all'interno dell'ambito territoriale ottimale, il gestore del servizio idrico integrato subentra [...] agli ulteriori soggetti operanti all'interno del medesimo ambito territoriale»*³, confermando ed esplicitando, così, l'avvenuta cessazione *ex lege* delle gestioni diverse dall'affidatario del servizio idrico integrato per l'ambito⁴, con la sola

³ Art. 172, comma 2, del decreto legislativo n. 152/06.

⁴ Cessazione *ex lege* comunque già verificatasi al 31 dicembre 2010 in forza dell'art. 23-bis, comma 8, lettera e), del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112.

TAV. 4.6

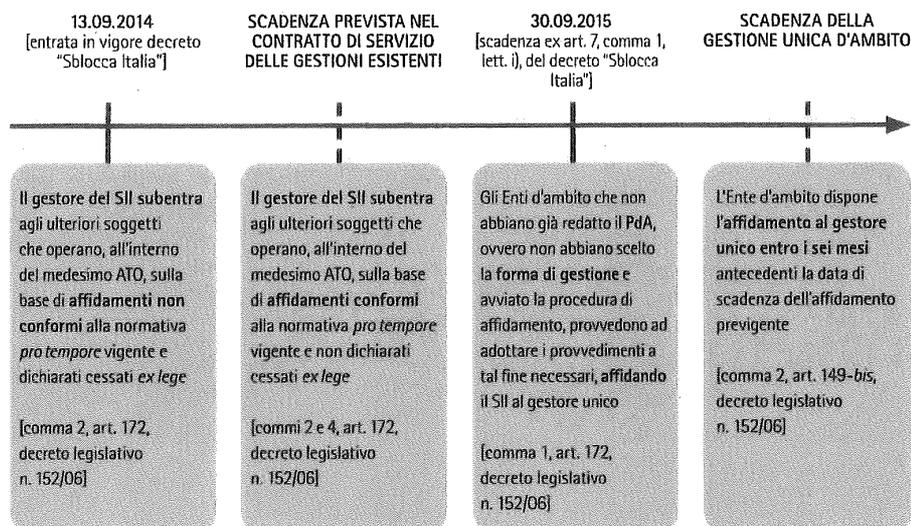
Casi di canoni d'uso agli enti locali deliberati prima del 2006 e ammessi dalla vigente regolazione tariffaria

REGIONE	ATO	N. GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONE TARIFFARIA PER LE QUALI SONO STATI DELIBERATI CANONI D'USO ANTE 2006	POPOLAZIONE SERVITA (ABITANTI)
Campania	ATO CI - Calore Irpino	1	84.489
	ATO 1 - Piacenza	1	284.616
	ATO 2 - Parma	1	298.084
Emilia Romagna	ATO 3 - Reggio Emilia	1	480.078
	ATO 4 - Modena	2	639.933
	ATO 5 - Bologna	1	976.243
	ATO 6 - Ferrara	1	254.977
	ATO 7 - Ravenna	2	384.761
	ATO 8 - Forlì Cesena	1	390.738
	ATO 9 - Rimini	1	321.769
Lazio	ATO 2 - Lazio Centrale Roma	1	3.869.179
Liguria	ATO GE - Genova	1	855.834
	ATO SP - La Spezia	1	219.330
	ATO CR - Cremona	1	357.623
Lombardia	ATO LO - Lodi	1	223.755
	ATO MI - Provincia di Milano	2	1.796.297
	ATO SO - Sondrio	1	180.814
Marche	ATO 1 - Marche Nord Pesaro Urbino	2	361.419
	ATO 2 - Marche Centro Ancona	1	403.827
	ATO 3 - Marche Centro Macerata	6	325.580
	ATO 5 - Marche Sud Ascoli Piceno	1	298.544
Piemonte	ATO 2 - Biellese, Vercellese, Casalese	3	226.387
	ATO 4 - Cuneo	2	103.990
	ATO 6 - Alessandria	1	322.986
Toscana	ATO 1 - Toscana Nord	2	522.816
	ATO 2 - Basso Valdarno (Pisa)	1	782.881
	ATO 3 - Medio Valdarno (Firenze)	1	1.283.351
	ATO 4 - Alto Valdarno (Arezzo)	1	315.609
	ATO 5 - Toscana Costa	1	367.884
	ATO 6 - Ombrone (Grosseto)	1	399.661
Umbria	ATO 1 - Ambito 1-2	1	499.215
	ATO 3 - Ambito 4	1	226.113
	ATO B - Bacchiglione	2	541.235
Veneto	ATO BR - Brenta	1	584.547
	ATO LV - Laguna di Venezia	1	132.735
	ATO V - Verona	1	646.328
	ATO VC - Valle del Chiampo	2	104.920

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni Enti d'ambito.

FIG. 4.1

Scadenze previste dal decreto "Sblocca Italia" per la gestione unica d'ambito



Fonte: Elaborazione AEEGSI.

eccezione delle c.d. "gestioni salvaguardate", che proseguono a esercire il servizio fino alla scadenza naturale del proprio contratto.

L'art. 149-bis del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dal richiamato decreto "Sblocca Italia", detta poi le regole che gli enti locali devono seguire per addvenire all'affidamento del servizio idrico integrato. In particolare, la citata disposizione prevede che «L'ente di governo dell'ambito, nel rispetto del piano d'ambito di cui all'articolo 149 e del principio di unicità della gestione per ciascun ambito territoriale ottimale, delibera la forma di gestione fra quelle previste dall'ordinamento europeo provvedendo, conseguentemente, all'affidamento del servizio nel rispetto della normativa nazionale in materia di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica. L'affidamento diretto può avvenire a favore di società interamente pubbliche, in possesso dei requisiti prescritti dall'ordinamento europeo per la gestione in house, comunque partecipate dagli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale [...]. Il soggetto affidatario gestisce il servizio idrico integrato su tutto il territorio degli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale».

Nell'ambito delle informazioni raccolte per il monitoraggio del rispetto degli obblighi in materia di affidamento del servizio idrico

integrato – cui gli Enti d'ambito dovranno ottemperare sulla base dei termini sopra riportati (allo scadere dei quali si riferirà dettagliatamente) – l'Autorità ha posto l'attenzione in particolare sull'individuazione delle casistiche di mancato affidamento del servizio.

Si riscontrano 15 ATO per i quali l'Ente di governo dell'ambito non ha ancora provveduto all'affidamento del servizio (Tav. 4.7). Tra questi si distinguono tre ambiti unici regionali (ATO Valle d'Aosta, ATO Molise e ATO Calabria⁵) e alcuni ATO della Lombardia (tre), Liguria (due), Lazio (uno), Campania (due) e Sicilia (quattro), interessando complessivamente una popolazione pari a 11.613.796 abitanti.

Nei restanti casi, gli Enti di governo dell'ambito, ove costituiti, hanno proceduto all'affidamento del servizio per il territorio di competenza. Tuttavia, anche in relazione a tali casi – ossia in presenza di un affidamento conforme alle disposizioni del decreto legislativo n. 152/06 – la raccolta dati avviata dall'Autorità con determina 31 marzo 2015, 4/2015 – DSID⁶, ha consentito di evidenziare la diffusa permanenza di porzioni di territorio che, per uno o più servizi, non sono ancora serviti dal gestore affidatario, in ragione della presenza di gestori salvaguardati o di resilienti gestioni in economia che non hanno ancora consegnato gli impianti.

⁵ Per l'ATO del Molise e della Calabria, l'Ente di governo dell'ambito non risulta ancora istituito.

⁶ Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini del monitoraggio sugli affidamenti del servizio idrico integrato e sulla adesione degli enti locali all'Ente di governo dell'ambito, nonché ai fini dell'aggiornamento dei dati e dei parametri tariffari per l'anno 2015 e dell'esplicitazione della componente a copertura dei costi ambientali e della risorsa.

TAV. 4.7

Casi di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito in conformità alle disposizioni del decreto legislativo n. 152/06

REGIONE	ATO	POPOLAZIONE (ABITANTI)
Valle d'Aosta	ATO unico regionale	126.806
	ATO Provincia di Varese	871.886
Lombardia	ATO Provincia di Brescia	1.238.044
	ATO Como ^(A)	586.735
Liguria	ATO Centro-Ovest 1 (Savonese)	231.542
	ATO Centro-Ovest 2 (Savonese)	40.946
Lazio	ATO 3 Lazio centrale - Rieti	192.083
Campania	ATO 1 Calore Irpino	710.543
	ATO 2 Napoli - Volturno	2.838.489
Molise	ATO unico regionale	313.660
Calabria	ATO unico regionale	1.959.050
	ATO 1 Palermo	1.243.585
Sicilia	ATO 3 Messina	649.824
	ATO 4 Ragusa	307.492
	ATO 7 Trapani	429.917
TOTALE		11.613.796

(A) Si segnala che l'Ufficio d'ambito di Como ha già individuato la forma di gestione: nel Piano d'ambito, viene descritto il percorso intrapreso per addivenire all'affidamento del servizio, specificando che «Tra i vari modelli di affidamento possibili, l'ATO di Como [...] ha scelto di affidare il servizio in via diretta, con la formula in house, a un soggetto di nuova costituzione di proprietà esclusivamente [...] pubblica».

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

Al riguardo, si rammenta anche che l'Autorità, a partire dalla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr⁷, ha inteso contrastare il fenomeno della mancata consegna degli impianti al gestore affidatario, tramite la previsione dell'esclusione dall'aggiornamento tariffario per «le gestioni che, a fronte dell'avvenuto affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito, non hanno effettuato [...] la prevista consegna degli impianti, in violazione

delle prescrizioni date in tal senso da parte del soggetto competente». In particolare, in attuazione di tale disposizione generale, confermata anche per gli anni 2014 e 2015 con la delibera 643/2013/R/idr⁸, l'Autorità ha individuato e deliberato 51 casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario per altrettante gestioni con riferimento al biennio 2012-2013 e 32 casi con riferimento al biennio 2014-2015.

⁷ Recante il metodo tariffario transitorio per gli anni 2012 e 2013.

⁸ Si veda il comma 7.3, ove si prevede che «Fermo restando quanto previsto dal comma 3.3 della deliberazione 585/2012/R/idr e dal comma 2.3 della deliberazione 88/2013/R/idr per quanto concerne le annualità 2012 e 2013, sono altresì escluse dall'aggiornamento tariffario le gestioni che, a fronte dell'avvenuto affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito, non risultano aver effettuato la prevista consegna degli impianti, in violazione delle prescrizioni date in tal senso da parte del soggetto competente».

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie

Tra le prescrizioni stabilite dal decreto legislativo n. 152/06 – oltre a quelle per le quali, nello specifico, la recente previsione introdotta dall'art. 7 del decreto legge n. 133/14 (c.d. "Sblocca Italia") stabilisce che l'Autorità relazioni periodicamente al Parlamento – appare opportuno, in questa sede, soffermarsi sull'attuazione di quelle concernenti la predisposizione delle tariffe applicate all'utenza. Al riguardo, l'art. 154 del richiamato decreto legislativo dispone che *«Il soggetto competente, al fine della redazione del piano economico-finanziario [...], predisporre la tariffa di base, nell'osservanza del metodo tariffario [definito dall'Autorità] e la trasmette per l'approvazione all'Autorità per l'energia elettrica e il gas»*.

In ragione della stretta interdipendenza tra le scelte pubbliche elaborate nelle programmazioni di ambito e le risultanze gestionali, i metodi tariffari introdotti dall'Autorità hanno esplicitato la selettività per obiettivi e interventi, prevedendo la responsabilizzazione dei soggetti coinvolti (enti locali con procedura partecipata dai gestori).

Infatti, nell'ambito delle istruttorie per l'approvazione delle tariffe predisposte per il 2012 e il 2013 (sulla base dei metodi transitori MTT, di cui alla delibera 585/2012/R/idr, e MTC, approvato con la delibera 28 febbraio 2013, 88/2013/R/idr), particolare attenzione è stata dedicata sia alla valutazione di coerenza delle decisioni assunte dai soggetti competenti in merito all'identificazione degli obiettivi da perseguire sul territorio, sia alla selezione degli interventi necessari e ai relativi costi sostenuti con riferimento ai riflessi in termini di entità dei corrispettivi (si veda, in particolare, la delibera 20 giugno 2013, 271/2013/R/idr). Questa impostazione è stata poi ulteriormente sviluppata nel Metodo tariffario idrico (MTI) (delibera 643/2013/R/idr), con il quale l'Autorità ha introdotto, per la prima volta in Italia, una regolazione asimmetrica (per considerare le rilevanti disomogeneità territoriali) e graduale (nell'applicazione di criteri generali di trasparenza e *accountability*, coerenza, efficienza ed efficacia, nonché convergenza), in grado di ricomprendere e assorbire tutte quelle prevegenti.

Procedura di predisposizione tariffaria

Per una più efficace illustrazione degli esiti delle approvazioni tariffarie, può risultare utile ricordarne l'iter. La delibera 643/2013/R/idr, nel disciplinare la procedura di approvazione per gli anni 2014 e 2015, dispone che le tariffe siano predisposte dagli Enti d'ambito o dagli altri soggetti all'uopo competenti (comma 5.1) – e poi trasmesse all'Autorità entro il 31 marzo 2014 ai fini della relativa approvazione – a seguito dell'espletamento delle seguenti attività (art. 4 e comma 5.3):

- a. definizione degli obiettivi e, acquisita la proposta del gestore riguardo agli interventi necessari al relativo conseguimento, redazione del programma degli interventi (PDI);
- b. predisposizione della tariffa per gli anni 2014 e 2015, sulla base delle regole di determinazione tariffaria applicabili nel pertinente schema regolatorio (come individuato a seguito dell'identificazione del rapporto tra fabbisogno di investimenti dal 2014 al 2017 e valore delle infrastrutture esistenti, nonché dei costi operativi aggiuntivi associati a obiettivi specifici);
- c. redazione – in coerenza con le lettere a) e b) – e approvazione del Piano economico-finanziario (PEF) (fino al termine dell'affidamento) che garantisca, ai sensi dell'art. 149, comma 4, del decreto legislativo n. 152/06, *«il raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario e, in ogni caso, il rispetto dei principi di efficacia, efficienza ed economicità della gestione, anche in relazione agli investimenti programmati»*;
- d. aggiornamento della convenzione di gestione, sulla base della disciplina introdotta.

Una specifica procedura (comma 5.7 della delibera 643/2013/R/idr) è poi prevista per i casi di inosservanza degli obblighi di trasmissione dei dati, delle informazioni e degli atti sopra richiamati, con riferimento ai quali l'Autorità determina d'ufficio le tariffe, ponendo il moltiplicatore tariffario teta (θ) pari a 0,9, ovvero (art. 7) per le situazioni nelle

quali si rinvengono cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario (mancata adozione della Carta dei servizi, fatturazione di un consumo minimo impegnato alla data del 31 gennaio 2014, mancata consegna degli impianti al gestore d'ambito affidatario del servizio idrico integrato o invalidità del titolo a esercire il servizio).

Stato delle approvazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015

Nel corso del 2014 e nei primi mesi del 2015, l'Autorità ha proceduto con le istruttorie per l'approvazione delle tariffe relative agli

anni 2014-2015, ovvero, in taluni casi, per l'intero periodo regolatorio 2012-2015.

Le determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, deliberate dall'Autorità alla data del 22 maggio 2015, riguardano 1.736 gestioni, interessando 48.634.128 abitanti³. In particolare, come riportato nella tavola 4.8, si rileva che:

- * per 126 gestioni, che servono 40.009.520 abitanti, residenti in 5.057 comuni, è stato approvato il relativo schema regolatorio (composto da Pdl, PEF e convenzione di gestione) proposto

TAV. 4.8

Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'AEEGSI per gli anni 2014 e 2015

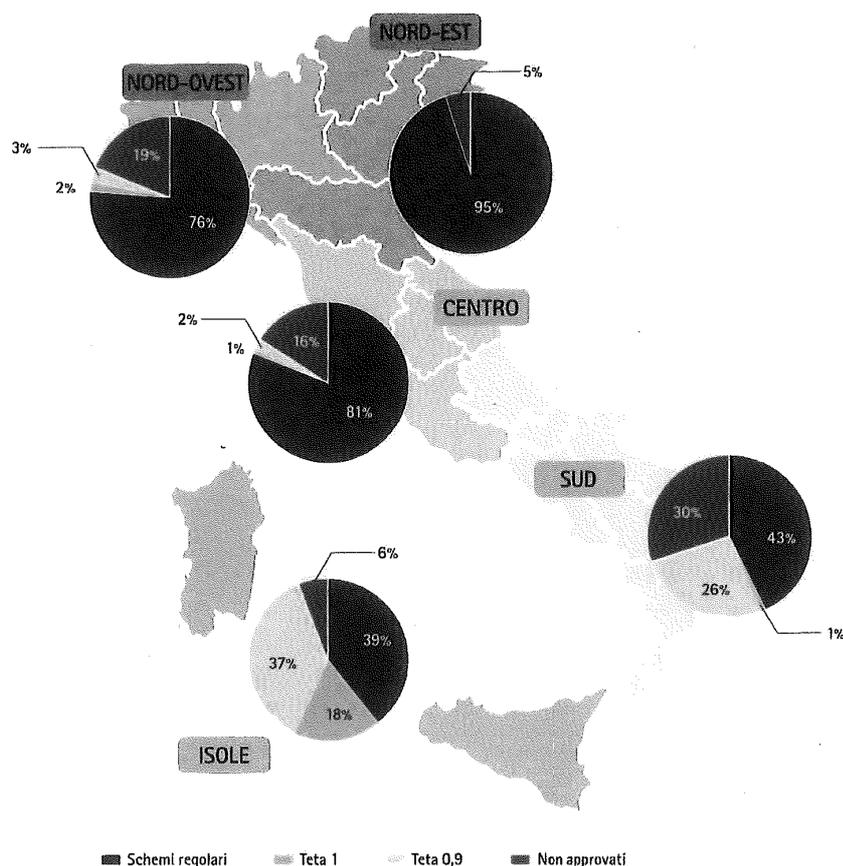
REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2014-2015			POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2014-2015 (ABITANTI)		
	TETA 0,9	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI	TETA 0,9	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI
Abruzzo	14	4	5	11.929	1.927	822.389
Basilicata			1			547.385
Calabria	290	45		1.149.849	154.857	
Campania	338	5	3	2.203.527	26.444	547.809
Emilia Romagna	1	2	17	2.300	5.586	4.358.758
Friuli Venezia Giulia		3	6		1.472	921.860
Interregionale Lemene			2			154.800
Lazio	89	35	2	249.644	120.287	3.485.824
Liguria	55	2	3	78.302	72.800	1.219.076
Lombardia	64	8	13	242.510	168.473	6.511.269
Marche	2	18	14	1.108	25.301	1.536.240
Molise	135		1	280.331		32.500
Piemonte	83	17	26	79.331	8.230	4.374.668
Puglia	27		1			4.020.077
Sardegna	30	1	1	62.262	2.894	1.596.242
Sicilia	257	19	4	2.427.609	1.164.131	1.020.067
Toscana	1		7	1.194		3.493.793
Umbria			3			905.340
Valle d'Aosta	58	2	1	71.085	723	35.050
Veneto	5		16	10.502		4.426.373
TOTALE	1.449	161	126	6.871.483	1.753.125	40.009.520
		1.736			48.634.128	

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

³ Con riferimento al biennio 2012-2013, le gestioni interessate da provvedimenti di approvazione da parte dell'Autorità sono 2007, con una popolazione servita di 48.581.322 abitanti.

FIG. 4.2

Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi specifici dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il periodo 2014-2017 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 dello specifico schema regolatorio, adottati dall'Autorità, interessano il 95% della popolazione del Nord-Est, l'81% dei residenti nell'Italia Centrale e il 76% degli abitanti del Nord-Ovest, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta intorno al 40% (Fig. 4.2);

- per 161 gestioni, che erogano il servizio a 1.753.125 abitanti residenti, è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, escludendo gli stessi dall'aggiornamento tariffario ai sensi dell'art. 7 della delibera 643/2013/R/ldr e ponendo il moltiplicatore

tariffario pari a 1. In termini di popolazione, le decisioni di blocco dei corrispettivi incidono in modo più rilevante nelle Isole, riguardando il 18% dei residenti;

- per 1.449 gestioni, che non hanno inviato, in tutto o in parte, i dati, gli atti e le informazioni richiesti ai fini tariffari, le tariffe sono state determinate d'ufficio ponendo il moltiplicatore tariffario pari a 0,9, ai sensi del comma 5.7 della delibera 643/2013/R/ldr, interessando 6.871.483 abitanti. Le determinazioni di decurtazione del 10% dei corrispettivi riguardano, in particolare, il 37% della popolazione residente nelle Isole e il 26% degli abitanti del Sud.

Come sintetizzato dalle successive figure 4.3 e 4.4, i provvedimenti di approvazione a oggi adottati dall'Autorità riguardano gestioni che

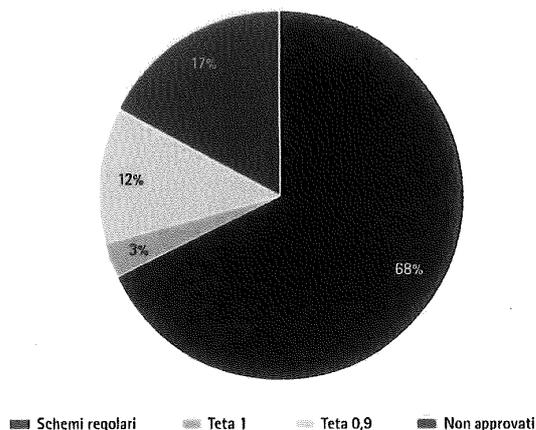


FIG. 4.3

Copertura, a livello nazionale, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

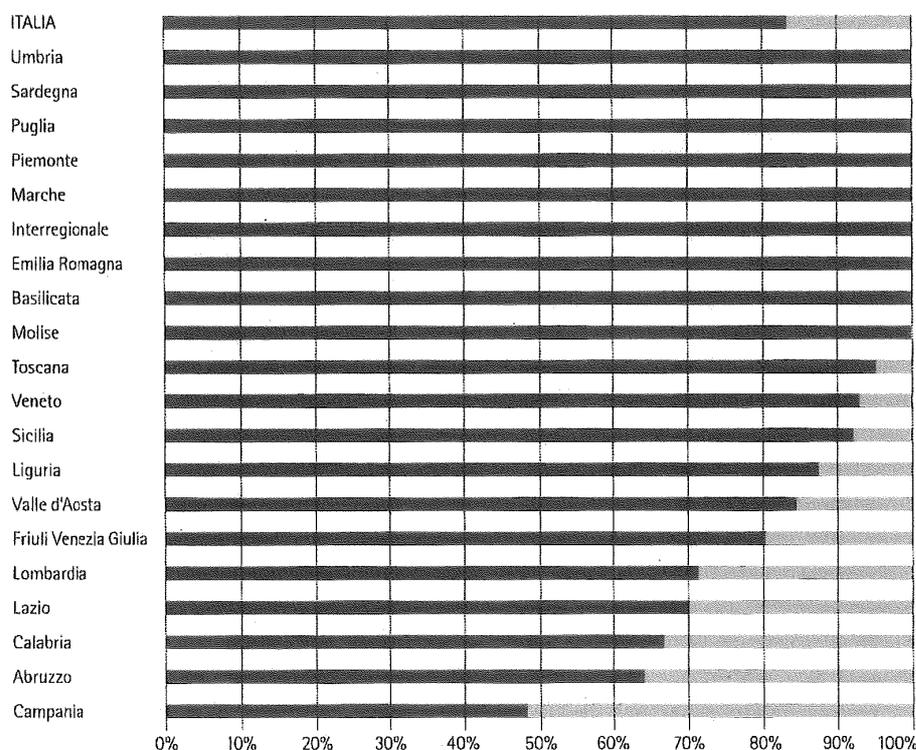


FIG. 4.4

Copertura, a livello regionale, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'AEEGSI

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

erogano il servizio all'83% della popolazione nazionale⁽¹⁾, con una copertura pressoché completa in Emilia Romagna, Umbria, Basilicata, Puglia e Sardegna (che hanno delimitato un ATO unico

regionale), nel Piemonte, nelle Marche e nell'ATO Interregionale Lemene. Con riguardo alla regione Lombardia, si segnala la complessità dell'iter di approvazione delle tariffe. Con particolare riferimento

⁽¹⁾ È esclusa la popolazione del Trentino Alto Adige, in quanto per i gestori del servizio idrico integrato che esercitano l'attività nelle province autonome di Trento e Bolzano, a seguito della sentenza della Corte costituzionale n. 233/13, non trova applicazione l'MTI.

agli ATO di Varese e di Brescia (in cui risiedono complessivamente circa 2 milioni di abitanti), le predisposizioni tariffarie in parte si sovrappongono al processo di riorganizzazione, teso a perseguire l'unicità della gestione del servizio idrico integrato, ai sensi di quanto stabilito dalle recenti disposizioni introdotte con l'art. 7 del decreto "Sblocca Italia".

Con riferimento alla regione Campania, le determinazioni tariffarie assunte dall'Autorità interessano soltanto il 48% della popolazione residente, per la gran parte della quale si è provveduto ad approvare la riduzione del 10% dei corrispettivi applicati, a causa del mancato invio dei dati, degli atti e delle informazioni necessarie. In particolare, nell'ambito delle attività istruttorie avviate ai sensi delle delibere 585/2012/R/idr, 88/2013/R/idr e 643/2013/R/idr, sono emerse criticità che impattano sulle interrelazioni tra le dinamiche tariffarie dei principali soggetti gestori operanti – anche nella fornitura all'ingrosso – negli ATO Napoli Volturno e Sarnese Vesuviano: al riguardo, l'Autorità ha convocato specifici incontri con i gestori e le istituzioni locali e regionali, al fine di approfondire e verificare, in modo trasparente e avvalendosi dello strumento del contraddittorio, gli elementi che incidono maggiormente sulle rispettive determinazioni tariffarie. In ragione dei primi rilievi formulati dall'Autorità, e delle necessarie rettifiche a questi correlate, le istituzioni coinvolte – con l'accordo dei gestori – si sono impegnate a riformulare le proprie proposte tariffarie, entro un termine che si va esaurendo proprio al momento della stampa della presente *Relazione Annuale*. Si precisa, poi, che non si è ancora proceduto a completare le valutazioni in ordine all'approvazione delle proposte tariffarie, per i casi

in cui sono in corso procedimenti sanzionatori collegati al calcolo delle componenti del Vincolo ai ricavi del gestore (VRG). Detti procedimenti fanno seguito alle verifiche ispettive che l'Autorità ha effettuato in Lombardia (nell'ATO di Bergamo e di Mantova), in Friuli Venezia Giulia (nell'ATO di Gorizia), nel Lazio (nell'ATO di Latina), in Campania (nell'ATO Sarnese Vesuviano e presso il Consorzio Idrico Terra di Lavoro), relative a operatori che servono complessivamente oltre 3,5 milioni di abitanti.

Inoltre, le informazioni comunque acquisite dall'Autorità nell'ambito delle istruttorie tariffarie segnalano la presenza, soprattutto in Calabria (per una popolazione di circa 600.000 abitanti), di enti locali soggetti a procedura di riequilibrio pluriennale nell'ambito delle norme sulla finanza pubblica¹¹, pertanto temporaneamente esclusi dalle determinazioni tariffarie d'ufficio, nonché di gestioni assoggettate a procedure concorsuali di crisi d'impresa (di tipo fallimentare, quali Acque Potabili Siciliane e SAI 8 o in ambito di concordato preventivo, come ACA Pescara, che serve circa 400.000 abitanti).

Infine, con riferimento alla situazione della regione Lazio, si ricordano le attività istruttorie ancora in corso per gli ATO di Viterbo e Rieti, nelle quali devono essere considerati elementi di sovrapposizione con i processi di riordino gestionale da avviare in attuazione delle richiamate norme del decreto "Sblocca Italia", nonché l'istruttoria riguardante Frosinone, dove le verifiche previste dalla disciplina tariffaria risentono di fattori relativi a un contesto che è stato fra i primi ad applicare la c.d. "legge Galli" e l'unico a farlo con procedura di gara a evidenza pubblica.

¹¹ Cfr. art. 243-bis del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267.

Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

L'MTI per gli anni 2014 e 2015, adottato con delibera 643/2013/R/idr, definisce un sistema di regole di calcolo articolato in una matrice di schemi regolatori (Tav. 4.9). L'Ente d'ambito o gli altri soggetti competenti, sulla base degli obiettivi specifici che decidono di conseguire, individuano il fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2014-2017, rapportato al valore delle infrastrutture esistenti

$\left(\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} \right)$ e verificano l'esistenza di variazioni nelle attività del gestore (cui associare, nel caso, le pertinenti modifiche in termini di costi operativi). Conseguentemente, sulla base della combinazione tra i due fattori, individuano il Quadrante di competenza, che detta le regole di riconoscimento dei costi, e procedono alla elaborazione dello specifico schema regolatorio, composto dal PDI, dal PEF - con esplicitazione del VRG e del moltiplicatore tariffario Φ -, nonché dalla convenzione di gestione.

Investimenti pianificati dai soggetti competenti

La ricognizione delle criticità registrate nei relativi territori ha evidenziato, con riferimento alle aree del Sud e delle Isole, una

significativa incidenza della discontinuità del servizio idropotabile, delle perdite di rete, nonché della carenza di sistemi fognari e depurativi; l'area Centro ha segnalato criticità riferite all'assenza di misuratori o a limiti delle attività di lettura, mentre le aree Nord-Est e Nord-Ovest hanno segnalato situazioni di criticità riguardo allo stato di conservazione di reti e impianti.

I soggetti competenti - nell'ambito delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015 - hanno conseguentemente individuato i propri obiettivi specifici, riconducibili soprattutto alla riduzione del grado di vetustà degli impianti e delle reti, all'adeguamento degli impianti di fognatura e depurazione alle disposizioni comunitarie in materia di acque reflue, alla riduzione del tasso di interruzione e potenziamento dei sistemi di adduzione, al contenimento del livello di perdite di rete e dei fenomeni di fuoriuscite e allagamenti e alla copertura efficiente del servizio di misura.

In considerazione dei rappresentati obiettivi specifici, sono quindi stati programmati, per il periodo 2014-2017, i seguenti interventi (risultanti dagli atti e dai documenti trasmessi):

- opere di interconnessione dell'acquedotto e interventi di salvaguardia delle fonti di approvvigionamento;

TAV. 4.9

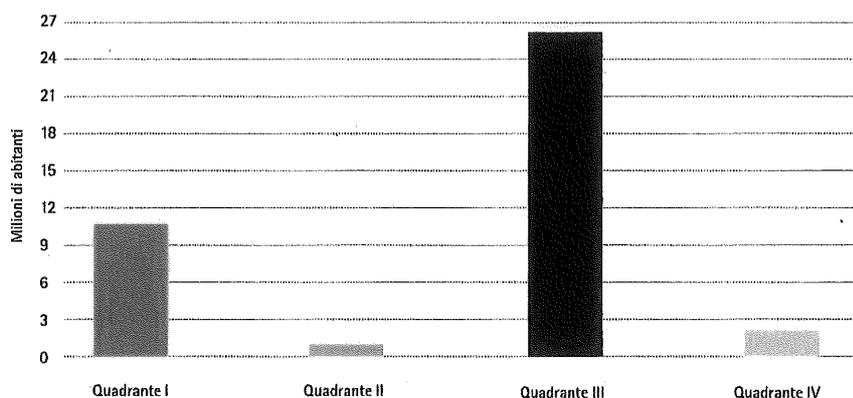
Matrice di schemi regolatori

	NESSUNA VARIAZIONE DI OBIETTIVI O ATTIVITÀ DEL GESTORE	PRESENZA DI VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI $\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} \leq 0,5$	Quadrante I	Quadrante II
INVESTIMENTI $\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MTT}} > 0,5$	Quadrante III	Quadrante IV

Fonte: Delibera AEEGSI 643/2013/R/idr.

FIG. 4.5

Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

- interventi su serbatoi, captazioni e grandi adduttrici;
- interventi destinati alla tutela della risorsa idrica e al superamento delle procedure di infrazione relative alle direttive comunitarie, con particolare riferimento alla realizzazione di opere per il miglioramento dei sistemi di collettamento fognario e alla implementazione delle capacità di depurazione degli impianti esistenti;
- ricerca e riduzione delle perdite di rete;
- estensione della rete di telecontrollo, al fine di regolare e monitorare il funzionamento degli impianti, di governare l'efficienza

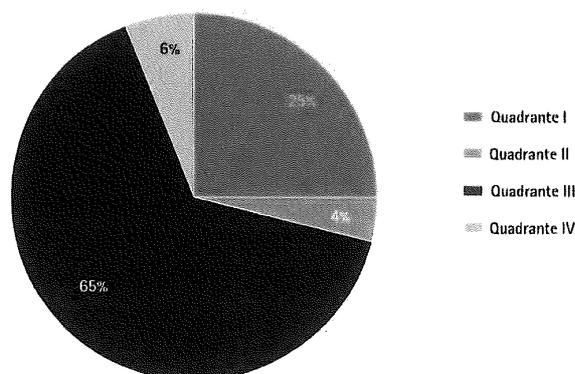
energetica degli stessi, in particolare di quelli fognari e depurativi e, nel caso della rete acquedottistica, di monitorare e migliorare le prestazioni della rete;

- ammodernamento del parco misuratori;
- interventi finalizzati all'emergenza idrica.

A fronte dei menzionati interventi, ritenuti prioritari e indifferibili, i soggetti competenti hanno quantificato, per il periodo 2014-2017, un fabbisogno di investimenti di 5.483.860.843 €, al netto dei contributi pubblici¹⁷.

FIG. 4.6

Investimenti programmati per quadrante della matrice di schemi regolatori



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

¹⁷ In alcuni casi l'Autorità, nell'ambito dei provvedimenti di approvazione tariffaria, si è riservata di effettuare approfondimenti specifici sulle eventuali asserite disponibilità di contributi pubblici, acquisendo, tra l'altro, ulteriori informazioni circa lo stato di progettazione/realizzazione degli interventi finanziati con risorse pubbliche, per esempio con le risorse stanziare con la delibera CIPE 30 aprile 2012, n. 60, per il superamento della procedura di infrazione relativa alla direttiva 91/271/CE sul trattamento delle acque reflue. Al riguardo, si rammenta infatti che l'art. 7, comma 6, del decreto legge n. 133/14 (c.d. "Sblocca Italia"), prevede che, allo scopo di finanziare un fondo istituito presso il Ministero dell'ambiente, siano revocate «le risorse già stanziare dalla delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) 30 aprile 2012, n. 60/2012, [...] destinate ad interventi nel settore idrico per i quali, alla data del 30 settembre 2014, non risultino essere stati ancora assunti atti giuridicamente vincolanti e per i quali, a seguito di specifiche verifiche tecniche effettuate dall'ISPRA, risultino accertati obiettivi impedimenti di carattere tecnico-progettuale o urbanistico ovvero situazioni di inerzia del soggetto attuatore».

TAV. 4.10

Trend, per area geografica, degli investimenti coperti da tariffa, risultante dagli specifici schemi regolatori approvati dall'AEEGSI

MACROAREA GEOGRAFICA	INVESTIMENTI NETTI 2012 (€)	INVESTIMENTI NETTI 2013 (€)	INVESTIMENTI NETTI 2014 (€)	INVESTIMENTI NETTI 2015 (€)
Nord-Ovest	195.741.644	184.324.445	350.241.242	440.956.598
Nord-Est	266.595.624	332.483.991	323.830.781	429.109.401
Centro	333.369.137	344.173.029	387.298.944	427.190.417
Sud	153.725.206	60.434.581	108.306.589	149.297.118
Isole	11.522.585	6.057.384	31.914.845	44.120.667
TOTALE	960.954.196	927.473.430	1.201.592.401	1.490.674.201

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Detto valore degli investimenti (riferito ai due terzi della popolazione del Paese) - come risultante dagli atti sottostanti alle predisposizioni tariffarie a oggi approvate - presuppone interventi pari al valore totale dalla relativa *Regulatory Asset Base* (RAB): l'indicatore, calcolato come media ponderata per la popolazione residente, rappresentato dal rapporto fra gli interventi programmati fino al 2017 e il valore delle infrastrutture idriche esistenti, è infatti di poco superiore all'unità, in parte anche in ragione del sottodimensionamento della RAB del settore. In altri termini, alla luce del dato medio nazionale, appare possibile sostenere che le amministrazioni competenti e i gestori si sono impegnati a realizzare, nel quadriennio 2014-2017, interventi di valore pari a quello corrispondente all'intera dotazione infrastrutturale preesistente al 2013, come anticipato anche in occasione dei lavori della III Conferenza nazionale sulla regolazione dei servizi idrici¹³. Gli specifici schemi regolatori, a oggi approvati, confermano, dunque, il principale presupposto che ha orientato l'Autorità nell'adozione della nuova regolazione idrica: la rilevante esigenza di investimenti, rispetto allo stock di infrastrutture realizzato in passato e incluso nella RAB del settore. Come desumibile dalla figura 4.5, per 74 gestioni, che si riferiscono alla maggioranza della popolazione interessata (oltre 28 milioni di abitanti), gli Enti d'ambito hanno predisposto schemi che prevedono una significativa spesa per investimenti, collocandosi nel Quadrante III (nel quale ricade il 65% della spesa per investimenti pianificata negli specifici schemi regolatori approvati dall'Autorità, come si vede nella figura 4.5) e nel Quadrante IV della matrice di schemi.

Appare opportuno sottolineare come gli investimenti quantificati (al netto dei contributi pubblici), in particolare per gli anni 2014 e 2015, nell'ambito degli schemi regolatori a oggi approvati dall'Autorità, evidenzino una crescita rispetto agli investimenti consuntivati, nei medesimi contesti territoriali, per il biennio 2012-2013. Nel complesso, con riferimento a circa due terzi della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche passa 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 (Tav. 4.10). Come rappresentato nella figura 4.7, tra il 2012 e il 2015 il maggior aumento percentuale della spesa per investimenti si registra nelle Isole (che, riguardando un numero esiguo di popolazione, passa da 11 milioni di euro a 44 milioni di euro, valori comunque contenuti rispetto al fabbisogno infrastrutturale dell'area considerata) e nel Nord-Est (passando da 196 milioni di euro a 441 milioni di euro).

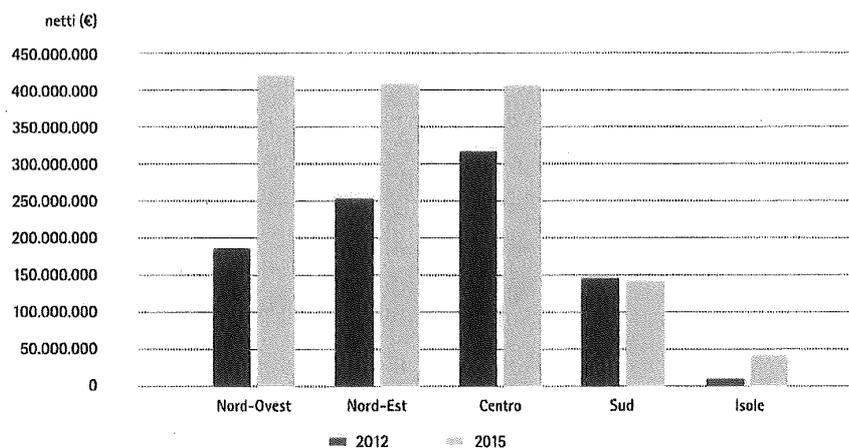
Variatione negli obiettivi o nelle attività svolte dal gestore

Nell'impostare la regolazione tariffaria secondo la richiamata "matrice di schemi" riportata nella precedente tavola 4.9, l'Autorità ha tenuto conto dell'eventuale necessità, da parte delle gestioni, di dover far fronte a oneri aggiuntivi conseguenti a un cambiamento sistematico delle attività, per esempio, in termini di territorio servito, di servizi erogati, ovvero relativamente alla richiesta di livelli qualitativi sensibilmente più elevati rispetto a quelli risultanti dalla pianificazione.

¹³ Si precisa che l'analisi condotta per le diverse aree geografiche del Paese evidenzia il fatto che in alcuni contesti gestionali, caratterizzati da un numero esiguo di abitanti serviti, si concentra una RAB elevata e fronte di contenuti investimenti programmati nel quadriennio 2014-2017: ne deriva che, in detti casi (interessati da provvedimenti di approvazione tariffaria soprattutto nel corso del 2015), si riscontra un valore molto ridotto del rapporto $\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_i^{SP}}{RAB_{ITR}}$, ma la cui incidenza, a causa del ridotto bacino di utenza servita, appare trascurabile sul dato medio nazionale.

FIG. 4.7

Trend degli investimenti coperti da tariffa, risultante dagli specifici schemi regolatori approvati dall'AEEGSI



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Al riguardo, si rammenta che il comma 25.3 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/ldr prevede che nei Quadranti II e IV i costi operativi endogeni possano essere posti pari agli *Op^{new}*, «definiti come i costi operativi di Piano rivisti dall'Ente d'ambito [...] a seguito di un cambiamento sistematico dell'attività del gestore», a condizione che «la richiesta sia motivata sulla base di dati oggettivi» e che «vengano adottati criteri di contenimento dell'incremento dei costi operativi [...] ispirati alla minimizzazione dei costi, tenendo in debita considerazione i potenziali effetti di scala».

A seguito della puntuale verifica del rispetto delle condizionalità poste, tra le decisioni dell'Autorità si annoverano:

- dieci casi (Fig. 4.5) in cui l'Autorità ha accolto le istanze di posizionamento nei Quadranti II e IV, per esempio, a fronte di processi – conclusi o in itinere – di trasferimento delle previgenti gestioni comunali (per le quali non erano stati comunicati all'Autorità dati e altri atti tariffari) a un unico gestore d'ambito, con conseguente affidamento a quest'ultimo della gestione del servizio idrico integrato in osservanza della disciplina europea, ai sensi di quanto disposto dal richiamato art. 7 del decreto "Sblocca Italia". Si rimanda, a titolo esemplificativo, alle delibere di approvazione degli schemi regolatori proposti dall'Ufficio d'ambito della Provincia di Sondrio e dall'Ufficio d'ambito di Como;
- situazioni in cui – al fine di «tenere separato dalla tariffa qualsiasi tributo o onere improprio», tutelando gli utenti e favorendo l'efficienza – l'Autorità ha deciso di non accogliere istanze per il riconoscimento di oneri connessi a misure che non possano

configurarsi in senso stretto come il «cambiamento sistematico dell'attività del gestore» richiesto – ai fini della corretta collocazione nei Quadranti II e IV – dal citato comma 25.3 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/ldr. Per esempio, si rammenta il caso del mancato accoglimento della proposta del Consiglio di bacino dell'ambito Bacchiglione, con riferimento alla richiesta di riconoscimento di costi connessi a misure per il perseguimento di più elevati «standard qualitativi sui ripristini stradali effettuati a seguito di interventi quali manutenzioni ordinarie e straordinarie».

Proposte tariffarie approvate dall'Autorità in relazione agli investimenti previsti

Con riferimento al periodo 2014-2015, l'Autorità alla data del 22 maggio 2015 ha approvato, con o senza modificazioni, lo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti per 126 gestioni (40.009.520 abitanti residenti in 5.057 comuni), con variazione media delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,43% nel 2014 e al 5,92% nel 2015, a fronte di un ammontare di investimenti pianificati per il prossimo quadriennio pari a 5.483.860.843 € (Tav. 4.11). Considerando il dato complessivo delle variazioni tariffarie approvate dall'Autorità, incluse le delibere per la determinazione d'ufficio dei corrispettivi, ovvero per l'esclusione dall'aggiornamento tariffario, si riscontra, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari al 4,12% nel 2014 e al 4,54% nel 2015. Con particolare riferimento alla regolazione per schemi, si riporta quanto segue:

* per 52 gestioni (di cui tre ex CIPE e tre grossisti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MITT}} \leq 0,5$), collocandosi nei Quadranti I e II, a seconda dell'invarianza o meno degli obiettivi specifici e/o del perimetro di attività svolta. Nel rispetto del limite di prezzo fissato pari al 6,5%¹⁴, per 11.652.424 abitanti è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 5,4% nel 2014 e del 4,6% nel 2015, a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 1.562.348.539 € fino al 2017;

* per 74 gestioni (di cui cinque ex CIPE) le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti nei prossimi quattro anni rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse ($\frac{\sum_{2014}^{2017} IP_t^{exp}}{RAB_{MITT}} > 0,5$), collocandosi nel Quadrante III e IV a parità o meno di obiettivi specifici e di territorio servito/servizi offerti. Nel rispetto del limite di prezzo del 9,0%¹⁵, per 28.357.096 abitanti è stata deliberata una variazione media delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 6,8% nel 2014 e al 6,5% nel 2015, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente), quantificato in 3.921.512.305 € fino al 2017.

AREA GEOGRAFICA	GESTORI	POPOLAZIONE (ab.)	QUADRANTE I E II		INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
			VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		
			2014	2015	
Valle d'Aosta	1	35.050		6,50%	2.409.200
Piemonte	8	1.121.536	5,70%	5,30%	131.197.903
Liguria	3	1.219.076	6,50%	6,40%	189.907.535
Lombardia	3	2.069.807	6,50%	6,50%	268.667.451
Veneto	9	2.112.225	3,30%	4,60%	225.773.560
Friuli Venezia Giulia	1	229.092	4,60%	4,10%	61.136.641
Lemene - ATO Interregionale					
Emilia Romagna	14	3.691.183	6,30%	2,80%	577.699.574
Toscana	1	264.242	5,20%	6,50%	28.623.044
Umbria	1	232.892	6,40%	4,50%	20.666.462
Marche	7	280.947	3,30%	5,20%	26.492.873
Lazio					
Abruzzo	2	358.550	1,10%	1,50%	29.765.846
Molise	1	32.500	3,50%	5,80%	8.450
Campania	1	5.324	5,00%	0,00%	
Basilicata					
Puglia					
Sicilia					
Sardegna					
TOTALE	52	11.652.424	5,40%	4,60%	1.562.348.539

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 4.11

Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

¹⁴ Il comma 9.3 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/ldr prevede, nei Quadranti I e II, il seguente limite al moltiplicatore tariffario: $\frac{p^a}{p^{a-1}} \leq (1 + rpi + K)$ dove $rpi=1,5\%$ e $K=5\%$.

¹⁵ Il comma 9.3 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/ldr prevede, nei Quadranti III e IV, il seguente limite al moltiplicatore tariffario: $\frac{p^a}{p^{a-1}} \leq [1 + rpi + (1 + \gamma) * K]$ dove $rpi=1,5\%$, $K=5\%$ e $\gamma = 0,5$.

TAV. 4.11 - SEQUE

Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie per il 2014 e il 2015, in relazione al fabbisogno di investimenti

AREA GEOGRAFICA	GESTORI	POPOLAZIONE (ab.)	QUADRANTE III E IV		INVESTIMENTI NEI PROSSIMI QUATTRO ANNI (€)
			VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		
			2014	2015	
Valle d'Aosta					
Piemonte	18	3.253.132	6,90%	7,60%	441.620.930
Liguria					
Lombardia	10	4.441.462	7,40%	5,70%	580.634.247
Veneto	7	2.314.148	7,70%	7,90%	298.814.757
Friuli Venezia Giulia	5	692.768	5,00%	4,30%	106.942.163
Lemene - ATO interregionale	2	154.800	6,50%	6,10%	44.160.000
Emilia Romagna	3	667.575	6,90%	6,80%	125.596.130
Toscana	6	3.229.551	5,30%	6,40%	769.224.284
Umbria	2	672.448	4,60%	5,80%	64.881.854
Marche	7	1.255.293	6,30%	6,80%	228.582.543
Lazio	2	3.485.824	9,00%	9,00%	674.107.165
Abruzzo	3	463.839	7,20%	7,20%	44.459.347
Molise					
Campania	2	542.485	8,90%	8,60%	9.754.000
Basilicata	1	547.385	2,00%		22.174.880
Puglia	1	4.020.077	6,50%	6,50%	343.399.945
Sicilia	4	1.020.067	5,20%	2,90%	85.455.430
Sardegna	1	1.596.242	7,30%	3,30%	81.704.630
TOTALE	74	28.357.096	6,80%	6,50%	3.921.512.305

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Giova precisare che le menzionate variazioni tariffarie sono state calcolate sulla base dei moltiplicatori tariffari ϑ approvati quali valori massimi consentiti. Tuttavia, per 18 predisposizioni tariffarie trasmesse, l'Autorità – in presenza di errori materiali, ovvero di non corrette trattazioni di talune componenti tariffarie o ancora di valorizzazioni in tariffa di oneri ritenuti inammissibili – ha provveduto a rettificare il calcolo trasmesso e ad approvare, conseguentemente,

il valore del moltiplicatore tariffario medio, ϑ_{medio} , da utilizzarsi in sede di definizione dei conguagli, a valere sulle tariffe per il 2017¹⁶⁵. Appare, inoltre, utile specificare che in sede di approvazione delle tariffe per il biennio 2014-2015 sono state concluse anche alcune istruttorie relative alle predisposizioni tariffarie per gli anni 2012 e 2013, con riferimento a gestioni non ancora interessate da provvedimenti di approvazione dell'Autorità, a causa della complessità

¹⁶⁵ Si rammenta, al riguardo, la decisione relativa all'approvazione della proposta tariffaria dell'Ufficio d'ambito della Provincia di Milano, in cui l'Autorità ha deciso di non ammettere in tariffa per l'anno 2015 i «canoni patrimoniali concessori non ricognitori», atteso che detta voce non appare compatibile con la normativa di settore (art. 153 del decreto legislativo n. 152/06) e con l'interpretazione fornita dalla giurisprudenza costituzionale (sentenza Corte costituzionale n. 246 del 2009), le quali escludono la possibilità, per gli enti locali, di introdurre canoni di concessione nel comparto del servizio idrico integrato a seguito dell'entrata in vigore del citato Codice dell'ambiente, sancendo il principio della gratuità della concessione. Peraltro, l'art. 7 del citato decreto "Sblocca Italia" è successivamente intervenuto a rafforzare la previsione di cui al medesimo art. 153 del decreto legislativo n. 152/06, introducendo specifiche scadenze entro le quali gli enti territoriali sono tenuti ad affidare, in concessione d'uso gratuita, le infrastrutture idriche di cui sono proprietari, al gestore del servizio idrico integrato, per tutta la durata della gestione, nonché prevedendo uno specifico profilo di responsabilità erariale in caso di violazione della norma in parola.

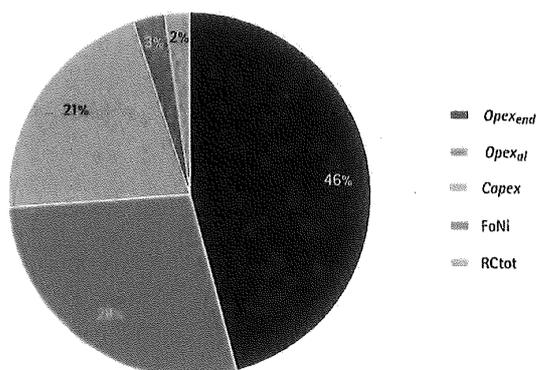


FIG. 4.8

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

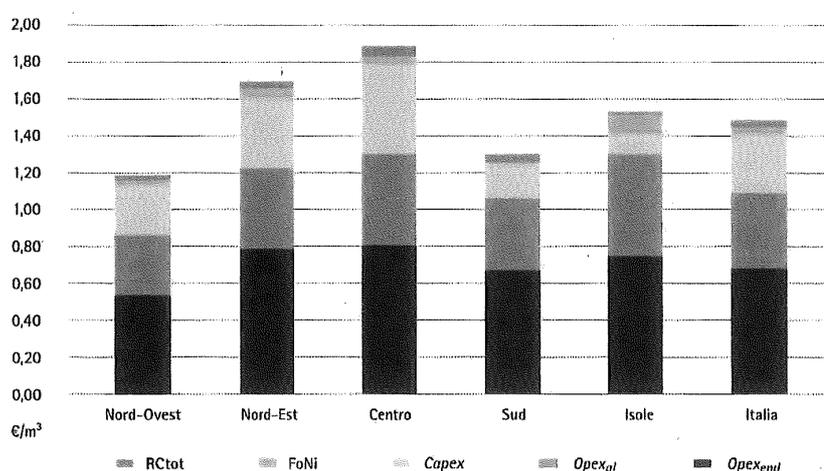


FIG. 4.9

Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2014

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

delle proposte stesse o del protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

In alcuni dei casi (sei gestioni) per i quali il PEF approvato dall'Ente d'ambito evidenziava una variazione tariffaria superiore al limite di prezzo previsto dal comma 7.1 della delibera 585/2012/R/idr, l'Autorità – ai fini della valorizzazione dei conguagli di cui all'art. 29 dell'Allegato A della delibera 643/2013/R/idr, relativi agli anni 2012 e 2013 – ha ritenuto di non riconoscere, con riferimento alle menzionate annualità e a seguito di specifica verifica sulla correttezza dei dati forniti, i valori del moltiplicatore tariffario eccedenti il limite di prezzo previsto dalla vigente regolazione, riscontrando, in molte delle proposte esaminate, incongruenze tra gli importi utilizzati nel computo tariffario e quanto desumibile dalle fonti contabili obbligatorie, con particolare riferimento a taluni costi delle infrastrutture

di terzi, ad alcuni costi delle immobilizzazioni del gestore, nonché a specifiche poste di conto economico.

L'insieme delle decisioni di approvazione degli specifici schemi regolatori assunte dall'Autorità (alla data del 22 maggio 2015) portano a quantificare per l'anno 2014 – con riferimento alle 126 gestioni interessate da detti provvedimenti, che servono circa due terzi della popolazione nazionale – un VRG complessivamente pari a circa 6 miliardi di euro: la figura 4.8 mostra come il 73% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla copertura dei costi operativi (distinti tra costi operativi endogeni *Opex_{end}*, 46%, e costi operativi aggiornabili *Opex_{al}*, 28%), il 21% alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, *Capex*.

Nella figura 4.9 si fornisce una rappresentazione della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. Nel

complesso si riscontra un VRG per metro cubo erogato, pari a 1,57 €/m³, compreso tra un valore minimo di 1,24 €/m³ nel Nord-Ovest e un valore massimo di 1,97 €/m³ nel Centro. In particolare, si segnala una incidenza minima della voce totale afferente ai costi operativi ($Opex_{end} + Opex_{gl}$) nell'area Nord-Ovest, mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si

registra nel Centro. Una esaustiva valutazione delle grandezze economiche riportate nella figura 4.9 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.

Variazioni tariffarie approvate e investimenti programmati a livello nazionale

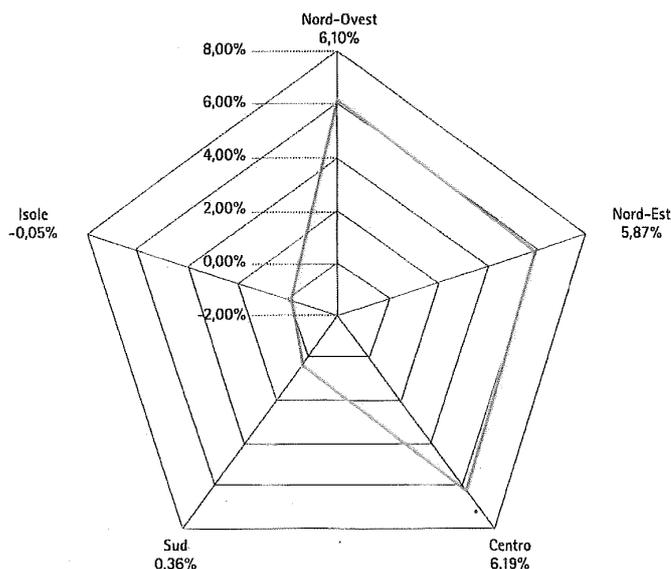
Come si è avuto modo di anticipare, nel complesso i provvedimenti dell'Autorità, aventi a oggetto l'approvazione di proposte tariffarie, le determinazioni d'ufficio e l'esclusione dall'aggiornamento, portano a quantificare, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari al 4,12% nel 2014 e al 4,54% nel 2015. Le medie, tuttavia, potrebbero sottendere, nel caso in esame, una

crescente divaricazione in ordine agli effetti registrati nelle diverse aree del Paese.

A titolo esemplificativo, con riferimento all'annualità 2014, si segnala un incremento delle tariffe pari al 6,19% nel Centro, al 6,10% nel Nord-Ovest e al 5,87% nel Nord-Est. Nelle aree del Sud e delle Isole – le cui gestioni, come visto in precedenza, sono state interessate in modo più rilevante dalle determinazioni tariffarie

FIG. 4.10

Variazione media, per macroarea, dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2014

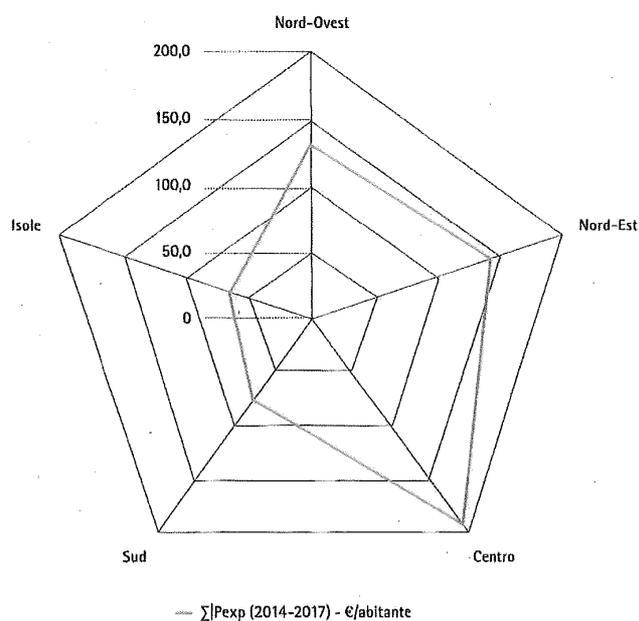


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

d'ufficio dell'Autorità – si registra, mediamente, un'invarianza dei corrispettivi rispetto al livello del 2013 (Fig. 4.10).

Si noti come i più elevati incrementi tariffari siano stati riscontrati nelle macroaree del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2014-2017, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso tariffa. In particolare, tale valore risulta pari a 192 €/abitante nel Centro, a 133 €/abitante nel Nord-Est e a 144 €/abitante nel Nord-Ovest: in sintesi, la successiva figura 4.11 risulta sostanzialmente sovrapponibile alla precedente figura 4.10.

Appaiono, invece, più contenute le risorse destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, sono stati rispettivamente programmati investimenti pari a 75 €/abitante e a 64 €/abitante. Si evidenzia, tuttavia, che in una serie di realtà analizzate con riferimento a queste aree del Paese, si è riscontrata una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche, sebbene non sia stato ancora possibile verificare puntualmente l'efficacia di simili previsioni.

**FIG. 4.11**

Investimenti pro capite, per macroarea, pianificati per il quadriennio 2014-2017 rispetto alla RAB esistente

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Qualità contrattuale del servizio idrico integrato

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 marzo 2014, 142/2014/R/idr, in materia di regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato, al fine di garantire all'utenza la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, analogamente a quanto previsto per i settori dell'energia elettrica e del gas e in coerenza con quanto disposto dall'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481, con la determina 7 aprile 2014, 5/2014 - DSID, l'Autorità ha effettuato, fra l'altro, un'attività di monitoraggio e verifica degli standard qualitativi attualmente previsti dalle Carte dei servizi, nonché dei livelli di raggiungimento degli standard medesimi da parte dei gestori, in special modo riguardo all'uso civile domestico. In particolare, sono state acquisite informazioni sui principali contenuti delle Carte dei servizi adottate dai soggetti gestori, i quali, per ogni indicatore di qualità previsto, hanno comunicato sia gli standard formalmente garantiti, sia i risultati effettivamente conseguiti (questi, nel seguito, verranno indicati, rispettivamente, con "livelli garantiti" e "livelli effettivi"). Nello specifico, dunque, sono stati richiesti agli Enti d'ambito informazioni e dati relativi ai tempi di attivazione della fornitura, di fatturazione e di rettifica di fatturazione, alla frequenza della lettura, alle richieste di informazioni, ai reclami, agli indennizzi (automatici e non) erogati agli utenti, alla disponibilità di punti di contatto diretto con il gestore (sportelli fisici e *call center*) e ai relativi tempi di attesa, alla disponibilità di forme di risoluzione alternativa delle controversie, alla continuità del servizio.

A seguito di tale raccolta dati, che si è conclusa il 30 settembre 2014, sono pervenute informazioni relative agli anni 2012 e 2013, inerenti a 227 gestori operanti in 5.048 comuni, che servono complessivamente circa il 70% della popolazione italiana.

La ricognizione ha evidenziato livelli prestazionali e standard contrattuali molto differenziati tra i diversi gestori, con una divergenza tra gli standard teorici garantiti nelle Carte dei servizi e le condizioni contrattuali applicate agli utenti che in molti casi sono migliorative rispetto ai livelli teorici. Tale divergenza è spesso legata alla scelta di livelli teorici poco sfidanti e/o alle diverse modalità di rilevazione degli standard medesimi. Quanto agli indennizzi attualmente corrisposti dai gestori del servizio idrico integrato all'utenza, l'Autorità non dispone di dati di dettaglio significativi. Dall'analisi dei dati inviati, infatti, risulterebbe che la previsione di un indennizzo per l'utente è presente in appena il 6% delle Carte dei servizi¹⁷.

Si precisa, infine, che i dati raccolti con la citata determina 5/2014 - DSID, sono suddivisi per singola Carta dei servizi (riferita, cioè, nel caso di gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO) e differenziati per tipologia d'uso:

- 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).

¹⁷ Gli Enti d'ambito hanno, a loro volta, raccolto e validato i dati dei gestori del territorio di propria competenza.

¹⁸ In questi casi il rimborso garantito medio per le utenze civili domestiche si attesta a circa 36 €, cifra che supera i 50 € con riferimento alle altre tipologie d'utenza.

TAV. 4.12

Rispetto degli standard garantiti per il 2013

TIPOLOGIA D'USO	RISPETTO DELLO STANDARD	FREQUENZA DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	VERIFICHE DEL MISURATORE	RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	RISPOSTA A RECLAMI
Uso civile domestico	Livello garantito rispettato	53,6%	14,7%	8,2%	12,0%	6,5%
	Livello effettivo migliore del garantito	24,7%	68,0%	64,7%	77,3%	78,3%
	Livello garantito non rispettato	21,6%	17,3%	27,1%	10,7%	15,3%
Uso civile non domestico	Livello garantito rispettato	75,9%	24,1%	3,7%	22,2%	12,5%
	Livello effettivo migliore del garantito	19,0%	55,2%	70,4%	63,0%	75,0%
	Livello garantito non rispettato	5,2%	20,7%	25,9%	14,8%	12,5%
Altri usi	Livello garantito rispettato	77,6%	19,4%	3,1%	19,2%	12,8%
	Livello effettivo migliore del garantito	17,2%	54,8%	78,1%	69,2%	78,6%
	Livello garantito non rispettato	5,2%	25,8%	18,8%	11,5%	8,6%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

Nella tavola 4.12 viene riportato un prospetto riguardante il rispetto degli standard garantiti per l'anno 2013¹⁹, differenziato per tipologia d'uso, con riferimento ai seguenti profili:

- frequenza di fatturazione;
- rettifiche di fatturazione;
- verifiche del misuratore;
- risposta a richieste scritte;
- risposta a reclami.

Pur registrandosi una forte eterogeneità sia per tipologia d'uso, sia per specifico profilo osservato, si nota che, generalmente, le gestioni analizzate esprimono un livello effettivo uguale o migliore rispetto a quello garantito nelle rispettive Carte dei servizi. Ciononostante, la mancanza del rispetto dello standard garantito si attesta, per alcuni profili e alcune tipologie d'uso, attorno al 25%, con un picco del 27,1% nel caso delle verifiche del misuratore relative all'uso civile domestico. Di seguito viene proposto un approfondimento degli specifici profili analizzati nella tavola 4.12, focalizzando l'attenzione sui livelli effettivi registrati e differenziando gli stessi per tipologia d'utenza solo

laddove ritenuto di rilievo. Vengono, inoltre, presentati alcuni dati relativi alla lettura dei misuratori, alle modalità di pagamento, agli sportelli fisici e ai servizi telefonici messi a disposizione dell'utenza.

Frequenza di fatturazione

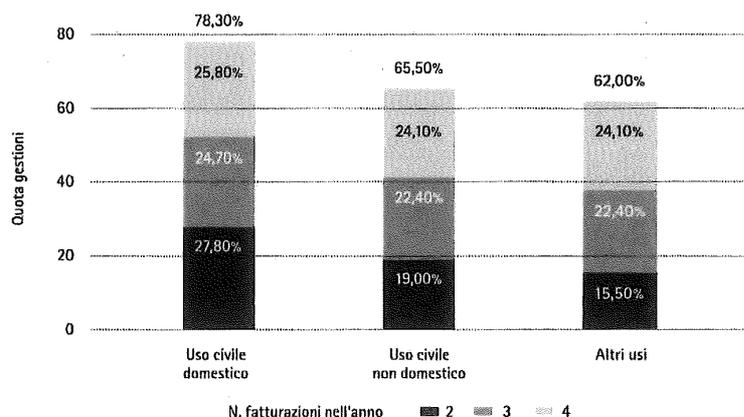
Con la delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr, l'Autorità ha approvato la prima direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato, individuando i contenuti minimi da riportare in bolletta. Tuttavia, nelle vigenti disposizioni in materia non si rinvencono norme specifiche concernenti il calcolo degli addebiti, le modalità di fatturazione e le modalità di pagamento delle fatture per il settore idrico, a eccezione di quanto previsto dai decreti del Presidente del Consiglio dei ministri 4 marzo 1996 e 29 aprile 1999, recanti, in particolare, l'indicazione della cadenza della fatturazione, che non può essere superiore al semestre.

Nella prassi, la periodicità di fatturazione – che nella maggioranza dei casi è specificata, analogamente alle altre condizioni relative alla fornitura del servizio, nel contratto di fornitura, nel

¹⁹ Nel presente Capitolo vengono rappresentati esclusivamente i dati inerenti all'anno 2013 dato che, oltre a essere i più recenti a disposizione dell'Autorità, nei fatti sono risultati sostanzialmente analoghi ai dati relativi all'anno 2012.

FIG. 4.12

Frequenza di fatturazione -
Livelli effettivi per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

regolamento del servizio idrico integrato e nella Carta dei servizi – è variabile e in parte correlata alla periodicità di lettura dei misuratori e all'ammontare medio dei consumi presunti²⁸³.

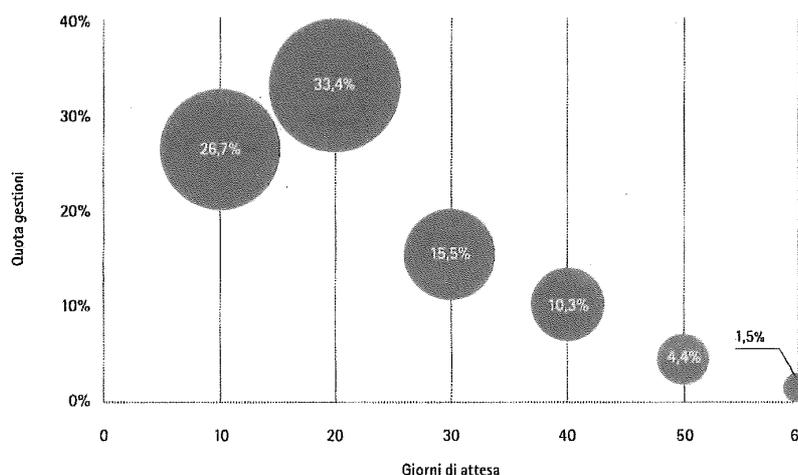
Come evidenziato nella figura 4.12 in cui vengono riportate le percentuali, disaggregate per tipologia di utenza, relative al numero di fatturazioni effettive nell'anno 2013 (2, 3, 4 fatturazioni, oltre al dato cumulato delle tre classi citate), l'analisi dei dati inviati all'Autorità ai sensi della richiamata determina

5/2014 - DSID mostra che per oltre il 78% delle gestioni si registra una frequenza effettiva di fatturazione relativa all'uso civile domestico di almeno due volte l'anno. Tale percentuale scende a circa il 65% in relazione all'uso civile non domestico e al 62% con riferimento agli altri usi.

Con riguardo al dato disaggregato, si rileva che oltre il 50% delle gestioni indica, per il 2013, almeno tre fatturazioni effettive per gli usi civili domestici.

FIG. 4.13

Tempo di attesa per la
rettifica di fatturazione -
Livelli effettivi per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

²⁸³ La fatturazione avviene sulla base dei consumi rilevati attraverso la lettura (o l'autolettura) o sulla base di consumi stimati con riferimento al profilo di consumo storico del singolo utente, oppure con riferimento ai consumi contrattualizzati dichiarati dall'utente stesso all'atto di stipula del contratto di fornitura. In questi casi, generalmente, l'utente riceve nel corso dell'anno un certo numero di fatture stimate (o in acconto) e di fatture a conguaglio. Il numero delle fatture a conguaglio è legato alla periodicità di lettura del misuratore.

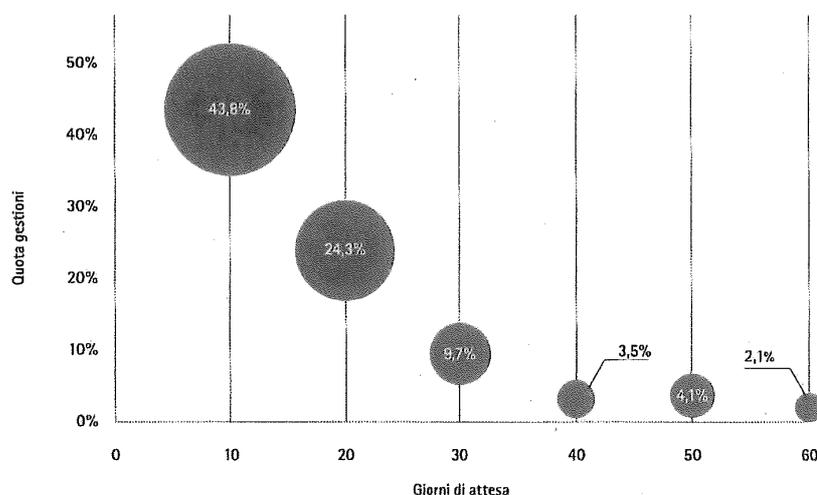


FIG. 4.14

Tempo di attesa per la
verifica del misuratore -
Livelli effettivi per il 2013

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

Rettifiche di fatturazione

Il tempo di attesa per le rettifiche di fatturazione è inteso come il tempo massimo che intercorre tra il ricevimento, da parte del gestore, della comunicazione dell'utente e l'accredito delle somme versate e non dovute. Come mostra la figura 4.13, in cui viene riportato il dato relativo al tempo di attesa per le rettifiche di fatturazione, aggregato per *range* di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, 41:50, 51:60), il 33,4% delle gestioni ha dichiarato, per il 2013, tempi effettivi compresi tra gli 11 e i 20 giorni di attesa. Cumulando i dati riportati, poi si evidenzia che il 76% delle gestioni porta a termine le rettifiche di fatturazione entro 30 giorni dalla richiesta dell'utente, quota che raggiunge il 92% considerando tempi massimi di 60 giorni.

Verifica dei misuratori

Risulta di particolare interesse approfondire il tema della misura del servizio idrico integrato, ponendo l'attenzione sui tempi effettivi impiegati dai gestori nel procedere alla verifica dei misuratori su richiesta dell'utenza. Come reso evidente nella figura 4.14, in cui viene riportato il dato relativo al tempo di attesa per le verifiche del misuratore, aggregato per *range* di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, 41:50, 51:60), il 44% circa delle verifiche viene eseguito entro il decimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente, un quarto circa tra gli 11 e i 20 giorni e quasi il 10% tra i 21 e i 30 giorni. Cumulando i dati riportati, si nota che oltre

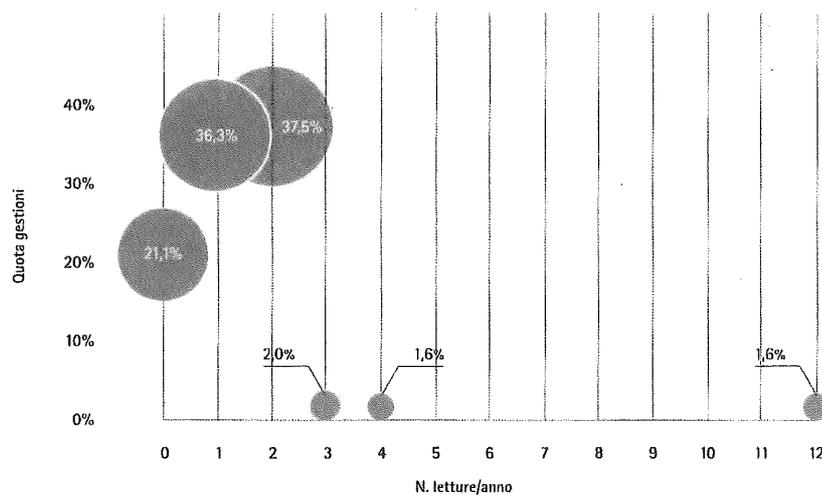
i tre quarti (78%) delle verifiche dei misuratori vengono eseguiti entro il trentesimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente. Un ulteriore 10% delle gestioni dichiara di eseguire tali verifiche tra il trentunesimo e il sessantesimo giorno, facendo attestare il dato cumulato a 60 giorni all'88%.

Letture dei misuratori

Proseguendo l'indagine sulla misura del servizio idrico integrato, ci si sofferma ora sulla frequenza con la quale i gestori procedono alla lettura dei misuratori. Dai dati inviati ai sensi della determina 5/2014 - DSID, emerge che il 100% dei gestori garantisce nella propria Carta dei servizi almeno una lettura all'anno. Nel dettaglio, il 25% circa garantisce una sola lettura, mentre la quota maggiore, il 70% circa, ne garantisce due; il rimanente 5% garantisce tra le tre e le sei letture all'anno. Tali livelli garantiti, tuttavia, non trovano riscontro nei livelli effettivi, illustrati nella figura 4.15, in cui a ogni bolla corrisponde la quota di gestioni che effettuano un determinato numero di letture all'anno (0, 1, 2, 3, 4, 12). Si evidenzia, infatti, che oltre il 21% delle gestioni ha dichiarato di non aver eseguito alcuna lettura nel 2013, mentre il 36,3% e il 37,5% dichiarano di aver effettuato in media rispettivamente una e due letture. Il restante 5% si divide tra 3, 4 e 12 letture nell'anno. L'Autorità ha, inoltre, chiesto che fosse indicato, tra i dati da fornire ai sensi della citata determina 5/2014 - DSID, il totale dei giorni di messa a disposizione dell'utenza della procedura di autolettura. L'indagine

FIG. 4.15

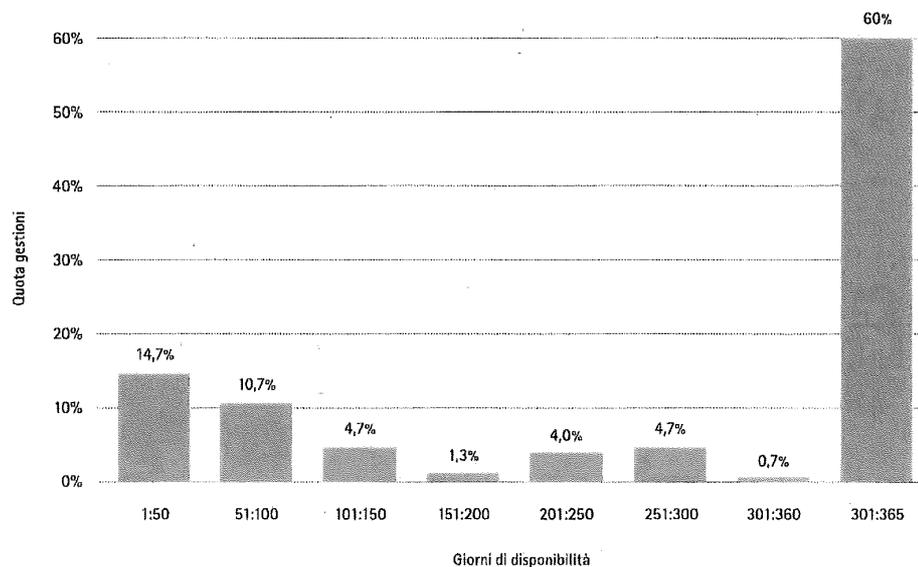
Numero medio di letture nell'anno - Livelli effettivi per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

FIG. 4.16

Giorni di disponibilità della procedura di autolettura - Livello garantito per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

ha evidenziato che il 60% delle gestioni prevede, nelle proprie Carte dei servizi, che l'utente possa procedervi in un qualunque giorno dell'anno, mentre il restante 40% stabilisce dei periodi precisi durante i quali è offerta tale possibilità. Nella seguente figura 4.16 viene, quindi, mostrato un quadro maggiormente dettagliato (aggregando

le gestioni per classi di 50 giorni di disponibilità) da cui emerge che il 15% circa delle gestioni prevede che l'autolettura si possa effettuare al massimo per 50 giorni e che oltre il 10% offre tale opportunità per un periodo complessivo compreso tra 51 e 100 giorni; quote inferiori al 5%, infine, si registrano per le restanti classi considerate.

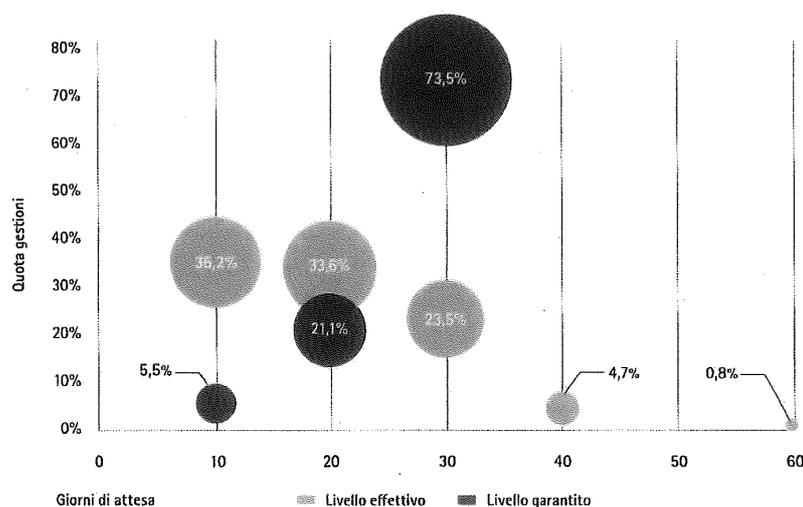


FIG. 4.17

Tempo di attesa per la risposta alle richieste degli utenti - Livelli effettivi e livelli garantiti per il 2013

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

Risposte alle richieste scritte degli utenti e ai reclami

Le richieste scritte di informazioni sono attualmente disciplinate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, che fissa il termine massimo per la risposta scritta di informazione in 29 giorni solari. L'analisi dei dati inviati ai sensi della determina 5/2014 - DSID, rivela che il 100% delle Carte dei servizi inviate garantisce già uno standard di risposta alle richieste scritte di informazioni non superiore ai 30 giorni solari (rispettando all'incirca le attuali prescrizioni in materia) e che l'indennizzo mediamente previsto nelle singole Carte oscilla tra i 26 € per i gestori che garantiscono una risposta entro 10 giorni, e i 40 € per i gestori che garantiscono una risposta entro 30 giorni. Nella figura 4.17 vengono, dunque, riportati lo standard garantito nelle Carte dei servizi e il tempo effettivo registrato dai gestori nel 2013 per la risposta alle richieste scritte degli utenti, aggregato per *range* di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, 41:50, 51:60). Si nota che la quota più rilevante di gestioni, il 35% circa, si posiziona nel primo *range* (1-10 giorni), mentre una quota appena inferiore (33,6%) provvede a rispondere in tempi compresi tra l'undicesimo e il ventesimo giorno. Cumulando i dati riportati, inoltre, si evidenzia che il 92% delle gestioni mostra tempi effettivi di risposta che non superano il trentesimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente, mentre un ulteriore 6% circa si posiziona nell'arco temporale che va dal trentunesimo al sessantesimo giorno, portando il dato cumulato a 60 giorni al 98%.

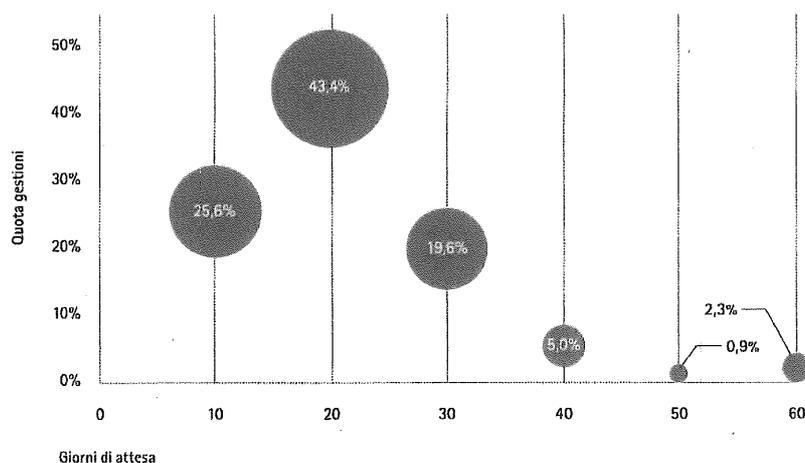
Il medesimo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999 prevede che i gestori indichino, nelle Carte dei servizi, il tempo massimo di risposta ai reclami scritti, che non deve comunque superare i 30 giorni solari. Nella figura 4.18 viene riportato il tempo effettivo registrato nel 2013 dai gestori per la risposta ai reclami, aggregando i dati per *range* di giorni di attesa (1:10, 11:20, 21:30, 31:40, 41:50, 51:60). Rispetto alle richieste di informazioni, in cui, come si è visto, la quota più rilevante delle gestioni si posiziona nel primo *range*, in tema di reclami si registra un picco nel secondo *range*, quello che va dagli 11 ai 20 giorni di attesa (43,4%). Tale differenza, verosimilmente, è dovuta alla maggiore complessità di gestione dei reclami rispetto alle semplici richieste di informazioni. Le differenze, tuttavia, si livellano con riferimento al dato cumulato, dal momento che l'89% delle gestioni dichiara tempi effettivi di risposta che non superano il trentesimo giorno a partire dalla richiesta dell'utente, quota che raggiunge il 97% con riferimento a un arco temporale di 60 giorni.

Modalità di pagamento

Con la determina 5/2014 - DSID è stato richiesto ai gestori di indicare le diverse modalità di pagamento messe a disposizione degli utenti. In tutti i casi, chiaramente, vi è la coesistenza di diverse opzioni: il pagamento delle fatture - senza oneri di riscossione - presso gli

FIG. 4.18

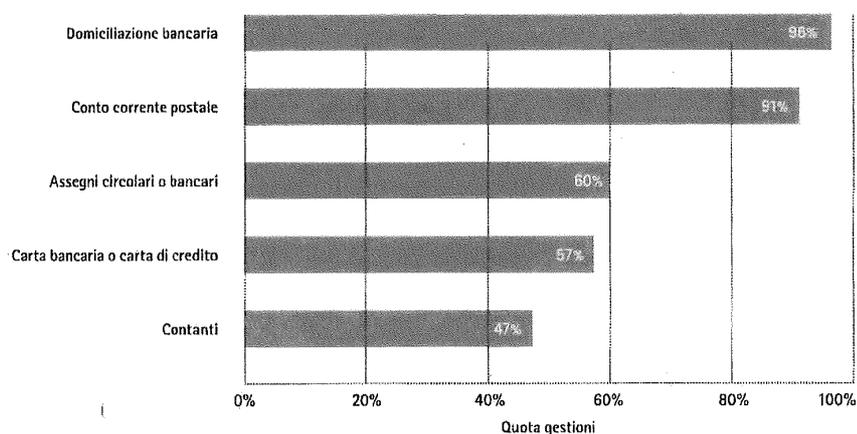
Tempo di attesa per la risposta ai reclami - Livelli effettivi per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

FIG. 4.19

Modalità di pagamento messe a disposizione dai gestori per il 2013



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

sportelli aziendali, il pagamento tramite gli uffici postali e le banche convenzionate. In questo secondo caso viene richiesto all'utente, dall'agente riscossore, un corrispettivo per l'operazione. Qualora l'utente abbia scelto di domiciliare le bollette presso il proprio istituto di credito, il pagamento può avvenire direttamente attraverso un trasferimento bancario; il costo dell'operazione di trasferimento dipende dagli accordi tra gestori e i medesimi istituti di credito. Nella maggior parte dei casi l'operazione di addebito risulta gratuita per l'utente. Alcuni gestori prevedono, poi, il pagamento presso le tesorerie degli enti locali.

Dall'analisi della figura 4.19, in cui vengono riportate le quote composte dal totale delle gestioni che mettono a disposizione della propria utenza una determinata modalità di pagamento, emerge che la domiciliazione bancaria risulta essere la modalità più diffusa, prevista dal 96% delle gestioni considerate, seguita dal conto corrente postale (91%); assegni circolari o bancari sono previsti nel 60% dei casi, mentre il pagamento tramite carta bancaria o carta di credito è possibile per il 57% delle gestioni. La modalità meno diffusa, infine, è il pagamento in contanti, messo a disposizione da poco meno della metà delle gestioni (47%).

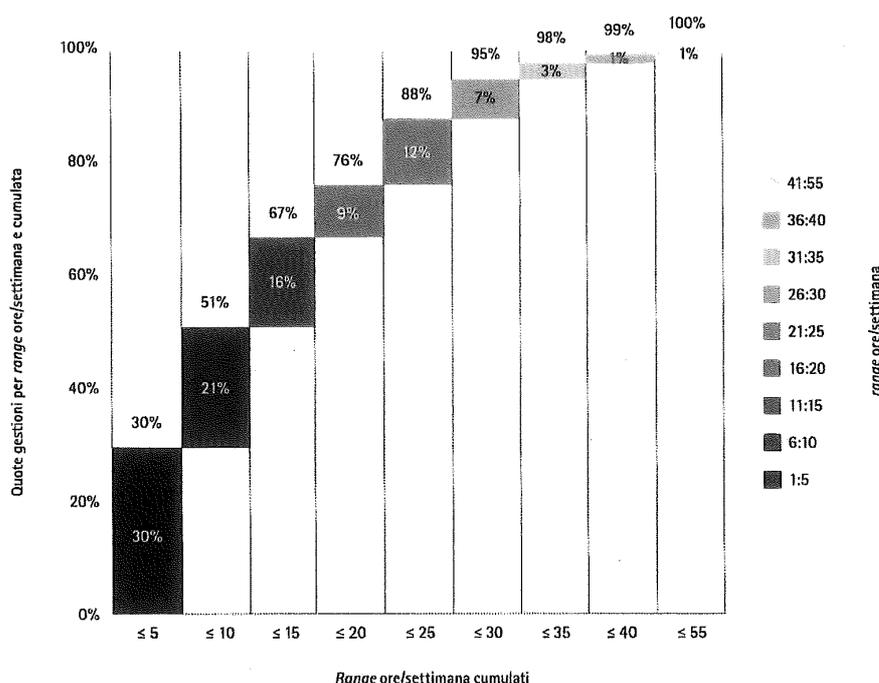


FIG. 4.20

Orari di apertura degli sportelli fisici nel 2013

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati determina 5/2014 - DSID.

Sportelli al pubblico

Lo sportello fisico rappresenta il più tradizionale canale di comunicazione tra gestore e utente per la stipula/risoluzione del contratto, la richiesta di informazioni, la rettifica di fatturazione, la presentazione di un reclamo. Nel settore idrico risulta di particolare interesse analizzare e monitorare la gestione degli sportelli fisici poiché, a differenza dei settori energetici, aperti alla concorrenza, il regime di monopolio naturale che caratterizza il servizio idrico fa venir meno l'incentivo alla fidelizzazione dell'utenza tipico dei settori dell'energia, incentivo che spinge gli operatori a garantire un adeguato livello del servizio di assistenza all'utenza anche mediante sportelli dedicati. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999 dispone che i gestori assicurino al pubblico una accessibilità agli sportelli non inferiore alle otto ore nei giorni feriali e alle quattro ore

il sabato, per un totale di 44 ore per settimana tipo (senza festività); il medesimo decreto dispone, inoltre, che gli sportelli siano adeguatamente distribuiti in relazione alle esigenze dell'utenza nel territorio, senza però specificare né i criteri per garantire l'adeguatezza della distribuzione, né, eventualmente, il numero minimo di sportelli per utenza servita.

L'analisi dei dati inviati ai sensi della determina 5/2014 - DSID, rappresentati nella figura 4.20 in cui le quote riportate sono composte dall'insieme delle Carte dei servizi aggregate per range di orario di apertura garantito, mostra che meno dell'1% delle gestioni rispetta l'obbligo²¹ imposto dal richiamato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 1999 in tema di orario minimo di apertura al pubblico degli sportelli. Nella medesima figura 4.20 viene evidenziato anche il dato cumulato delle diverse classi, dal quale emerge che l'88% delle gestioni garantisce nella Carta dei servizi

²¹ Il citato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 1999 prevede che i gestori assicurino al pubblico un'accessibilità agli sportelli non inferiore alle otto ore giornaliere nei giorni feriali e non inferiore alle quattro ore il sabato. Si tratta di un obbligo previsto tempo fa che è stato di fatto rispettato dai gestori con lo sviluppo di strumenti tecnologici alternativi.

al massimo 25 ore settimanali. Questo dato conferma il ridimensionamento degli sportelli a favore di altri canali di assistenza, quali i servizi telefonici o quelli offerti via *web*, che di fatto garantiscono all'utente l'accessibilità dei servizi.

Quanto alla distribuzione degli sportelli in relazione alle esigenze dell'utenza sul territorio, dai medesimi dati si evince che, complessivamente, è attualmente presente in media uno sportello ogni 40.000 abitanti circa.

Servizi telefonici

Il *call center* rappresenta attualmente la modalità di contatto più facilmente accessibile che il gestore possa mettere a disposizione della propria utenza. In quanto tale, è necessario che ne venga garantita la piena disponibilità e gratuità. A differenza dei settori energetici, in

cui la vendita avviene in regime di libero mercato, nel settore idrico la qualità dei *call center* non può essere utilizzata come leva di competizione tra operatori, e risulta di particolare interesse indagare sulla effettiva messa a disposizione dell'utenza di servizi telefonici, con particolare riferimento alla gratuità per l'utente fruitore.

Dall'analisi dei dati inviati ai sensi della determina 5/2014 – DSID, dunque, emerge che la quasi totalità delle Carte dei servizi (95%) riporta un numero telefonico di assistenza per l'utenza, ma poco meno del 65% prevede che allo stesso sia associato un numero verde gratuito.

Rilevante per il settore è, inoltre, una particolare categoria di servizi telefonici, quella del pronto intervento, che viene messa a disposizione, anche in questo caso, dalla gran parte delle gestioni (96%); tuttavia, neanche al numero di pronto intervento è sempre associato un numero verde gratuito per l'utente.

PAGINA BIANCA

€ 15,20



171410006680