

**COMMISSIONE PARLAMENTARE DI INCHIESTA
SULLA TUTELA DEI CONSUMATORI E DEGLI UTENTI**

RESOCONTO STENOGRAFICO

AUDIZIONE

10.

SEDUTA DI GIOVEDÌ 24 FEBBRAIO 2022

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE SIMONE BALDELLI

INDICE

	PAG.
Sulla pubblicità dei lavori:	
Baldelli Simone, <i>presidente</i>	3
Seguito dell'audizione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, Stefano Besseghini:	
Baldelli Simone, <i>presidente</i>	3, 8, 10
Besseghini Stefano, <i>presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente</i>	3, 8

PAGINA BIANCA

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE
SIMONE BALDELLI

La seduta comincia alle 14.10.

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche mediante l'attivazione di impianti audiovisivi a circuito chiuso e la trasmissione diretta sulla *web-tv* della Camera dei deputati.

(Così rimane stabilito).

Seguito dell'audizione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, Stefano Besseghini.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca il seguito dell'audizione del presidente dell'Autorità di regolazione per l'energia, reti e ambiente, Stefano Besseghini.

Ricordo che si tratta di una audizione libera e quindi aperta alla partecipazione da remoto dei componenti della Commissione.

Nel ringraziare il presidente Besseghini per essere tornato per fornire le risposte alle domande poste dai commissari nell'audizione tenuta lo scorso 9 febbraio, gli do senz'altro la parola.

STEFANO BESSEGHINI, *presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente*. Ringrazio innanzitutto dell'attenzione e per questa ulteriore opportunità di approfondire alcuni temi con la risposta alle numerose domande che erano state poste, tutte di grande interesse.

Andando per ordine, la prima domanda – che non ricordo a chi attribuire, mi farete venia di questa piccola mancanza – chiedeva se, in riferimento all'articolo 16 del cosiddetto decreto-legge sostegni-*ter*, peraltro in corso di conversione, vi fosse una distorsione della tassa degli extraprofitto derivanti dalla vendita di energie rinnovabili. L'Autorità ha recentemente depositato una memoria alla Commissione bilancio del Senato, che peraltro lasceremo in copia, circa l'applicazione di tutti gli articoli del decreto-legge sostegni-*ter* in riferimento al tema dell'energia, che approfondisce in particolare questo punto dell'articolo 16. Non entro nei dettagli, ma indico i due elementi forse prevalenti. Uno di criticità applicativa legato al fatto che la valutazione dei ricavi derivanti dai contratti di cessione stipulati dal produttore a prezzi non indicizzati ai prezzi spot, è un elemento fondamentale per poter non applicare la trattenuta su contratti che non hanno maturato questo tipo di marginalità, ma deve confrontarsi con la natura dei contratti di cessione, che sono tipicamente costruiti sulla base di logiche di portafoglio, anche alla luce della natura stessa dei contratti, che sono contratti di somministrazione e non di vendita puntuale dell'energia prodotta da un impianto. Secondo punto, più tecnico, ma rilevante, è che, dalla lettera della norma, la definizione delle partite economiche risulterebbe dalla differenza tra prezzo medio storico e prezzo zonale. Questo avrebbe l'effetto di togliere qualunque segnale derivante dal prezzo orario e quindi con una possibile riduzione dell'efficienza di funzionamento del sistema. Poi c'è una considerazione di carattere più generale relativa proprio all'opportunità di applicare la norma a impianti che non ricevano incentivi e che siano di più

recente attivazione, in riconoscimento del diverso impatto che i margini operativi hanno sulle diverse tipologie di impianto. Per dettagli molto più puntuali rinvio alla memoria che vi abbiamo consegnato.

La seconda domanda riguardava una nostra recente delibera di applicazione del decreto-legge sostegni-*ter* e collegava questa delibera alla possibilità di fare nuovi e diversi interventi strutturali sull'efficientamento energetico. Segnalo molto rapidamente che la nostra delibera non ha correlazione con elementi di efficientamento energetico che conosce strumenti espliciti, tipicamente definiti dal Ministero della transizione ecologica, anche in attuazione di decreti legislativi di recepimento delle direttive europee. C'è una possibile interpretazione di questa sollecitazione legata al fatto che intervenendo sui costi dell'energia in qualche maniera si possa attenuare il segnale di prezzo che deriva da costi elevati dell'energia diminuendo così la tensione o l'attitudine ai percorsi di efficientamento energetico. Riteniamo che, avendo limitato gli interventi solo a una parte specifica della bolletta, quella degli oneri di sistema, l'effetto complessivo sia stato quello di attenuare il segnale di prezzo senza pregiudicarlo, quindi mantenendo comunque questo elemento segnalatore.

La terza domanda riguardava l'applicazione dell'articolo 33-*ter*, del decreto-legge n. 77 del 2021, che concerne la modalità di riscossione degli oneri generali. Si tratta di una disposizione estremamente delicata. Essa prevede che ARERA formuli una proposta ai ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica per definire nuove modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, con la indicazione che le partite finanziarie relative agli oneri non entrino nella disponibilità dei venditori. Tale previsione ha due obiettivi in realtà: da un lato limitare l'esposizione del sistema rispetto a usi impropri delle somme incassate da parte del venditore, dall'altro diminuire l'impatto in termini di garanzie che i venditori stessi sono chiamati a prestare. L'Autorità sta finalizzando le analisi necessarie alla determinazione di queste due nuove modalità. Mi soffermo

sulla questione, perché particolarmente critica. Ci sono due elementi fondamentali che l'Autorità sta tenendo d'occhio nello svolgere gli approfondimenti. Il primo riguarda la garanzia della trasparenza nei confronti dei clienti finali nel rapporto con il venditore, il secondo ovviamente consiste nell'assicurare il gettito degli oneri generali di sistema. Al primo punto concorre il mantenimento di una singola fattura o bolletta – questo ci sembra un elemento fondamentale – emessa da un unico soggetto nei confronti del cliente finale: il proliferare di fatturazioni determinerebbe solamente un'esplosione della complessità. Le attuali modalità di gestione del rapporto con il cliente finale vedono nel venditore l'unico soggetto con il quale il cliente si interfaccia: il venditore fattura tutte le partite economiche rilevanti per la fornitura, compresi gli oneri generali di sistema. Questi ultimi, a loro volta, sono fatturati al venditore dall'impresa distributrice a monte, insieme ai corrispettivi relativi al servizio di trasporto perché formalmente gli oneri generali di sistema sono una maggiorazione del servizio di trasporto. La previsione, quindi, che gli oneri generali non debbano entrare nella disponibilità del venditore deve essere definita con soluzioni applicative che prendano in considerazione soluzioni di pagamento particolarmente innovative, finalizzate, da un lato, a permettere al cliente finale di continuare a pagare un importo unico – preferibilmente senza modificare le scelte di pagamento, quindi non interferendo sulla libera scelta del consumatore su come pagare – e, dall'altro lato, di separare i pagamenti facendo in modo che gli importi relativi agli oneri generali di sistema non entrino nella disponibilità dei venditori. Nel passaggio dalle attuali modalità a quelle nuove risulta esservi la necessità, ai fini della verifica del gettito degli oneri stessi, di implementare misure specifiche per il controllo della corretta imputazione degli oneri generali di sistema da parte del venditore al cliente finale, perché si rimuove la impresa distributrice dalla filiera di esazione. Oggi la garanzia della corretta determinazione degli oneri generali di sistema fatturati dal venditore non è

necessaria perché è l'impresa distributrice che, attraverso la sua fatturazione a ciascun venditore, garantisce intrinsecamente il gettito complessivo da versare al sistema. Nella configurazione attuale il venditore, infatti, è tenuto a pagare gli importi fatturati indipendentemente dagli incassi del cliente finale, anche se i mancati incassi derivanti dalla morosità dei clienti sono successivamente ristorati attraverso un meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici, che scatta decorso un tempo ritenuto congruo di dodici mesi dall'emissione della fattura. Ciò avviene per mantenere sul venditore l'incentivo a riscuotere questo credito. Relativamente alla prima sessione del suddetto meccanismo, che ha coperto proprio recentemente i mancati incassi relativi all'intero periodo 2016-2019, gli importi complessivamente compensati sono stati di circa 200 milioni di euro. Preme evidenziare che, in merito al nuovo modello di riscossione degli importi effettivamente riscossi, ci deve essere corrispondenza rispetto a quanto effettivamente versato dai clienti finali. Questo comporta la necessità di considerare, nel valutare l'andamento temporale del gettito, non solo la morosità – ovvero i mancati pagamenti dei dodici mesi – ma anche il ritardo nella disponibilità degli importi derivanti dai ritardi di pagamento dei medesimi clienti. In altri termini, l'effetto cuscinetto svolto dal rapporto venditore-distributore salta. Infine, occorre evidenziare come per l'implementazione prefigurata dalla novellata norma, le specifiche disposizioni di cui all'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79 del 1999, che prevedono che gli oneri generali di sistema siano una maggiorazione del corrispettivo di accesso alla rete ovvero corrispettivi da fatturare da parte dell'impresa distributrice e conseguentemente del venditore, debbano essere riviste. Da ultimo, il disallineamento tra il soggetto che fattura e il soggetto destinatario dell'incasso degli oneri generali di sistema, comporta la necessità di un raccordo con le disposizioni in materia di IVA, anche definendo una specifica disciplina fiscale per

tale caso. Ricordo che ad esempio il canone TV – che è un esempio classico di flusso terzo in bolletta – è destinatario proprio di una norma specifica ai fini IVA. Tutti gli aspetti sopra richiamati sono all'attenzione dell'Autorità per la predisposizione di una proposta, anche attraverso una fattiva e intensa collaborazione con gli uffici del MEF e con i principali operatori del settore bancario, al fine di giungere, nel minor tempo possibile, alla sua trasmissione ai sensi di legge ai ministeri dell'Economia e delle finanze e della Transizione ecologica.

Un'ulteriore domanda riguardava il rapporto ARERA sul monitoraggio *retail*, la differenza tra i prezzi della tutela e del libero mercato e dove sia possibile recuperare dati per capire quanto sia conveniente l'uno rispetto all'altro. Questa è una domanda molto ampia e complessa. Cerchiamo nella risposta di trattare alcuni passaggi. Riteniamo che il rapporto di monitoraggio sull'evoluzione dei mercati di vendita e l'aggiornamento recentemente fatto al 31 dicembre scorso fornisca elementi di dettaglio per approfondire il tema. Partendo dai temi generali, le condizioni economiche del servizio di tutela sono aggiornate trimestralmente, mentre il mercato libero, come è noto, può determinare il periodo di validità di ciascuna offerta – che è pubblicata sul Portale offerte – in base alle proprie valutazioni commerciali. La valutazione delle possibilità di risparmio nel mercato libero rispetto alle condizioni di tutela può essere quindi influenzata anche dalle caratteristiche delle offerte e dal momento temporale in cui viene effettuata tale valutazione, ma anche dalla sincronia della ciclicità degli aggiornamenti delle condizioni di tutela rispetto alle campagne commerciali che nel libero mercato vengono svolte. L'analisi più recente, come dicevo, al 31 dicembre 2021, prende in considerazione le offerte disponibili nel Portale offerte, complessivamente 3.886, di cui 2036 per l'energia elettrica, 1814 per il gas naturale e 36 per il cosiddetto *dual fuel* cioè i contratti combinati energia elettrica e gas. Le tipologie sono estremamente variegiate. A titolo esemplificativo, ci sono offerte a sconti sui servizi di tutela o sog-

getti ad altri tipi di sconto, offerte con prezzo differenziato per scaglioni, offerte con prezzi differenziati nel corso di 12 mesi. Per il settore elettrico, il 41 per cento delle offerte rivolte ai clienti domestici sono a prezzo fisso e per i clienti non domestici la percentuale è del 36 per cento. Per il gas, il prezzo fisso vede il 41 per cento di offerte per i clienti uso domestico e il 40 per cento per i clienti non domestici. Nel rapporto — e su questo richiamo l'attenzione della Commissione perché credo sia la risposta più diretta alla domanda posta — vi è una sezione intitolata « Simulazione della spesa per le offerte disponibili sul Portale offerte », dedicata proprio all'analisi, con grafici e tabelle, della spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo ciascuna delle offerte disponibili per ogni mese del 2021 nel Portale offerte. Naturalmente, sono valutazioni fatte con un certo grado di parametrizzazione, riferite, nello specifico, a un campione di clienti-tipo siti nella città di Milano. Dall'analisi delle offerte disponibili sul Portale offerte per alcuni clienti-tipo emerge come nel mercato libero siano presenti alcune offerte più convenienti dei servizi di tutela sia a prezzo fisso sia a prezzo variabile, nonostante siano una quota residuale di quelle disponibili. Nel dettaglio, con riferimento al settore elettrico, sempre per questo consumatore-tipo cioè il consumatore da 2.700 kilowattora l'anno e con 3 kilowatt di potenza installata, nei dodici mesi analizzati avevamo 122 offerte più convenienti della maggior tutela, pari al 9 per cento dell'offerta a disposizione. Di queste, 24 erano a prezzo variabile e 98 a prezzo fisso. Se ci si riferisce al settore gas, il cliente domestico con consumo annuo di 1470 metri cubi — il cliente-tipo — nei dodici mesi analizzati aveva 113 offerte più convenienti del servizio di tutela, che corrispondono al 14 per cento delle offerte a disposizione. Di queste, 37 a prezzo variabile e 66 a prezzo fisso, quindi il prezzo fisso risulta il prodotto più ricercato dal consumatore. Naturalmente, le opportunità di risparmio rispetto alla tutela sono aumentate nel corso del 2021, in termini sia di numero di offerte disponibili sia di importi, in partico-

lare a partire da luglio per la ben nota dinamica dei prezzi della seconda metà dell'anno.

Una domanda analoga chiedeva quale fosse il dato di spesa effettivamente sostenuta dal cliente domestico-tipo nel 2021 nella tutela e nel libero. Vi do rapidamente i dati di sintesi, poi se occorre faremo valutazioni più analitiche. Nel 2021 la spesa annuale per la famiglia-tipo è stata di 631 euro, con una variazione del 30 per cento in più rispetto al 2020, e la spesa annua della famiglia-tipo per la bolletta gas è stata di 1.130 euro, con una variazione di più 15 per cento rispetto al 2020. Naturalmente, in questi confronti rispetto al 2020 bisogna tener conto del fatto che il 2020 è stato l'anno dell'esplosione del COVID-19, in cui i prezzi sono particolarmente scesi, ma al tempo stesso si deve considerare che nella seconda parte del 2021 i prezzi sono significativamente cresciuti. I dati sulla spesa effettivamente sostenuta nel mercato libero dell'intero 2021, e quindi la possibilità di svolgere un completo confronto, non sono ancora disponibili completamente, lo saranno nei prossimi mesi. I dati di prezzo più aggiornati sono quelli riferiti al primo semestre 2021. Per tale semestre il prezzo medio totale, per i clienti domestici serviti nel mercato libero elettrico, è risultato pari a 267 euro per megawattora, mentre nel servizio di maggior tutela è stato di 238 euro per megawattora. Naturalmente, sono i dati del primo semestre 2021, quindi ci aspettiamo un peggioramento di questa situazione nel secondo semestre del 2021. Per effetto dell'elevato incremento del prezzo totale della maggior tutela, rispetto al secondo semestre 2020 che non si è osservato in quello del mercato libero, che anzi ha conosciuto un leggerissimo decremento (-1,7 per cento), il differenziale tra i due mercati in quel semestre si è sensibilmente ridotto passando dal 5,58 centesimi di euro al chilowattora a 2,86. È presumibile che questo *trend* si sia ulteriormente consolidato nella seconda parte dell'anno.

La sesta domanda sempre su questi temi era se i contratti *flat* avessero compensato nel 2021 la spesa extra sostenuta negli anni precedenti, rispetto al costo della tutela.

Bisogna intendersi sul concetto di « contratto *flat* ». Se con tale dizione si intende il contratto a prezzo fisso, è francamente una valutazione molto complessa da fare, perché dipende da quando è stato sottoscritto il contratto a prezzo fisso. Sono tipicamente contratti annuali o biennali al massimo, e tenendo conto di questa volatilità estrema degli ultimi due anni (2020 molto bassa per l'impatto del COVID, 2021 molto alta per le dinamiche note) è fondamentale capire in quale fase ci si sia collocati con la sottoscrizione. Se invece ci si riferisce ai contratti cosiddetti « a taglia », cioè quelli in cui il corrispettivo viene periodicamente fatturato ed è sempre il medesimo, a parte il conguaglio finale, l'Autorità non dispone di dati specifici su questa tipologia di contratti, ma si immagina che si possano trasferire le stesse considerazioni che riguardano i contratti a prezzo fisso.

Altra domanda molto ampia chiedeva cosa fossero gli oneri generali di sistema, a quanto ammonteranno nel 2021, 2022 e 2023 e se abbiamo una consuntivazione. Sono costi afferenti in maniera più o meno stretta al settore energetico e raccolti attraverso la bolletta. Più recentemente, nel 2017, l'Autorità ha accorpato le diverse componenti tariffarie in due grandi blocchi, una definita Asos, ovvero gli oneri generali a sostegno delle fonti rinnovabili, gestiti attraverso un conto presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) che si chiama A3, e poi le Arim, ovvero le rimanenti partite, a sostegno dello smantellamento delle centrali e degli impianti nucleari, del regime tariffario speciale a favore degli usi del servizio ferroviario, della ricerca di sistema, dei bonus sociali e dei maggiori costi del servizio nelle isole interconnesse, della promozione dell'efficienza energetica e delle misure compensative territoriali a favore degli enti locali. Va detto che i due contenitori sono profondamente differenti: la componente Asos è largamente prevalente, vale circa l'80 per cento del fabbisogno totale e per il 2020 il gettito della componente Asos è stato di 10,1 miliardi di euro su un totale di tutti gli oneri di 12,4 miliardi di euro. La preven-

tivazione degli oneri è resa complessa dal fatto che il valore della componente Asos dipende in modo rilevante del prezzo dell'energia elettrica, come mostrato in diverse relazioni tecniche alle delibere di Arera. Prendiamo per esempio le ultime due, dove si illustrano in modo dettagliato le previsioni del fabbisogno per il 2021, circa appunto 10 miliardi per il conto Asos e una prima stima per il 2022, che è di circa 8,2 miliardi. La diminuzione è anche dovuta appunto all'aumento del costo dell'energia elettrica che determina una minore necessità di fabbisogno per gli oneri. Tra gli oneri della componente Arim, all'opposto della componente Asos, che viene diminuita dall'aumento del costo dell'energia, sono presenti alcune voci che invece risentono negativamente dell'aumento del costo dell'energia, tra cui in particolare l'onere per il regime tariffario speciale a favore degli usi del servizio ferroviario e per i bonus sociali, il cui aggiornamento è modulato proprio in relazione alla variazione di spesa intercorsa nel periodo.

Un'altra domanda riguardava il ruolo dei venditori nell'esazione degli oneri generali di sistema e le sentenze della Cassazione che intervengono su questo tema. In realtà l'unica pronuncia della Corte di Cassazione che si conosce, rilevante in materia di oneri, è l'ordinanza n. 38104 del 2019 con la quale la Suprema Corte non si è pronunciata sulla legittimità della regolazione dell'Autorità ma si è limitata a dichiarare inammissibile il ricorso presentato da un'impresa distributrice avverso le pronunce del Consiglio di Stato, non ritenendone integrati i tassativi e rigorosi presupposti per azionare tale peculiare rimedio giurisdizionale. La base giuridica su cui si fonda la regolazione dell'Autorità in materia è costituita dall'articolo 39, comma 3, del decreto-legge n. 83 del 2012 e dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79 del 1999, come interpretati dal TAR Lombardia e del Consiglio di Stato con sentenze che, com'è noto, hanno annullato le disposizioni del codice tipo del trasporto di energia elettrica adottato dall'Autorità con la delibera n. 286 del 2015, con riferimento alla disciplina delle garanzie che il distri-

butore ha titolo di chiedere al venditore-utente della rete. Non mi dilungo sul dettaglio giuridico che però, se necessario, trasmettiamo.

PRESIDENTE. Presidente, possiamo acquisire la relazione?

STEFANO BESSEGHINI, presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente. Questi sono miei appunti di lavoro, ma posso trasmettere una relazione, comprese queste parti giuridiche enucleate in maniera dettagliata.

PRESIDENTE. Sarebbe ottimo, la ringrazio.

STEFANO BESSEGHINI, presidente dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente. La sintesi è che il susseguirsi degli elementi giurisdizionali hanno costretto l'Autorità a intervenire con un procedimento estremamente complesso, iniziato nel 2017, volto a comporre i diversi punti di vista in gioco. Da una parte si doveva trovare un ragionevole equilibrio tra gli interessi del distributore e del venditore a non farsi carico della morosità degli oneri di sistema e dall'altra parte del venditore e del cliente finale a contenere i costi, e naturalmente poi l'interesse erariale alla effettiva capienza dei conti alimentati dagli oneri generali di sistema. Il punto di equilibrio che si è ritenuto ragionevole e proporzionato è stato quello di introdurre una regolazione che sintetizzo rapidamente. Da una parte, si è confermato l'obbligo per il venditore utente della rete e per il distributore di versare al distributore la totalità degli oneri generali di sistema fatturati, indipendentemente da quanto effettivamente incassato, e dall'altra, si è istituito un meccanismo volto a compensare il venditore e il distributore per gli oneri di sistema che non si siano riusciti a incassare dai propri clienti finali o dai propri utenti della rete. Questa disciplina, oltre a risultare di più agevole ed efficace attuazione, da un lato, assicura l'esigenza erariale di capienza dei conti alimentate dagli oneri di sistema, dall'altro lato è rispettosa del prin-

cipio sancito dal Consiglio di Stato secondo cui il venditore come il distributore non possono farsi carico dell'onere connesso al mancato incasso degli oneri di sistema, riconoscendo come soggetto passivo solo il consumatore finale. I suddetti meccanismi di compensazione sono basati su criteri di efficienza volti a incentivare comunque venditore e distributore a porre in atto tutte le misure più efficaci per la gestione del credito, ponendo a carico di questi ultimi l'onere connesso alle condotte inefficienti, in modo da mitigare l'impatto sulla clientela finale derivante dalla morosità generata dai clienti finali stessi.

Una domanda chiedeva espressamente se al consumatore che non paga gli oneri generali di sistema venga staccata l'elettricità. La risposta è sì, perché trattandosi di un pagamento di una bolletta, in caso di inadempimento, si innesca il meccanismo della morosità che può determinare, in ultima istanza, appunto il distacco.

La domanda con la quale si chiedeva alcune risorse del PNRR potrebbero essere utilizzate a copertura di alcune voci inserite negli oneri di sistema, come ad esempio lo smantellamento delle centrali nucleari, sarebbe in realtà da porre più al Governo che all'Autorità, ma certamente in tema di smantellamento delle centrali nucleari l'Autorità ha recentemente approvato una regolazione specifica che pone in modo particolare l'accento sull'aspetto dell'avanzamento fisico del processo di *decommissioning* e Sogin ha iniziato a pubblicare sul proprio sito lo stato aggiornato dell'avanzamento fisico ed economico nonché le previsioni per il triennio. Se esistessero modalità per contemperare i due percorsi naturalmente sarebbero benvenute.

Una domanda molto specifica riguardava i meccanismi di ADR e quale fosse la percentuale di successo dei sistemi alternativi di risoluzione delle controversie. Ricordo, come già detto nella relazione svolta a suo tempo, che questo è un tema molto importante per l'attività di ARERA. Si svolge attraverso lo Sportello per il consumatore che presta servizi per tutti i settori regolati. Facendo riferimento al servizio di conciliazione dell'Autorità, per l'anno 2021 il tasso

di successo, su 14.567 procedure concluse, ammonta al 70 per cento. Se guardiamo al singolo settore: per l'idrico, siamo a 79 per cento, per i clienti *dual fuel* a 78 per cento, 76 per cento per il gas, 62 per cento nell'elettrico e 61 per cento per i *prosumer*. Dati dunque omogenei. Complessivamente sono 14.567 procedure, con una larga prevalenza nel settore elettrico anche per motivi storici. Se vogliamo dare anche un valore economico a questi risultati, la *compensation*, ossia la somma algebrica di tutto il corrispettivo economico variamente riconosciuto sotto forma di rimborsi e indennizzi, è pari a circa 10 milioni di euro ottenuti dai clienti-utenti finali mediante gli accordi sottoscritti a seguito dell'esperimento del servizio di conciliazione nel 2021. Gli operatori dei settori energia elettrica e gas e i gestori dell'idrico di maggiori dimensioni sono obbligati, sulla base della disciplina regolatoria, a partecipare agli incontri dinanzi al servizio di conciliazione. La conciliazione obbligatoria nei settori regolati da ARERA può essere svolta anche presso organismi ADR iscritti nell'elenco tenuto dall'Autorità ai sensi del Codice del consumo. Nel 2020 il tasso complessivo di accordo, su 1.118 procedure concluse, è stato pari al 68 per cento, quindi con dati simili.

Una domanda riguardava le modalità di attivazione dei procedimenti sanzionatori di ARERA, se a seguito di denuncia o a seguito di controlli. La risposta è che in alcuni casi sono avviati per violazioni di delibere in materia di tutela dei consumatori ed utenti e quindi da atti di impulso provenienti da soggetti esterni, quindi da segnalazioni, ma in buona parte anche da comunicazioni di enti pubblici, da ordini giudiziari, ma anche da atti di indagine interna dell'Autorità stessa, quali appunto gli atti di vigilanza ispettiva, cioè le verifiche ispettive presso gli operatori o gli atti di vigilanza informativa, cioè le richieste di informazioni o istruttorie conoscitive.

Per quanto riguarda il contributo di Enel al funzionamento di ARERA, vale la pena chiarire che l'Autorità non grava per legge in alcun modo diretto o indiretto sul bilancio dello Stato. Agli oneri di funzio-

namento si provvede per legge mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati e questo contributo in base alla legge istitutiva può raggiungere al massimo l'un per mille dei ricavi del soggetto regolato. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso per i differenti settori. Per l'anno 2020 questo contributo è stato ridotto per il secondo anno consecutivo nel settore energetico. L'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per i settori dell'energia elettrica e del gas è stata fissata allo 0,31 per mille dei ricavi, rispetto al limite di 1 cui fa riferimento la norma, rispetto allo 0,32 del 2019 e lo 0,33 del 2018, a parità di un contributo aggiuntivo pari allo 0,02 per mille dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa. Invece sono rimaste invariate le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti – che erano già particolarmente contenute – pari rispettivamente allo 0,27 per mille e allo 0,30 per mille. Nel 2020, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito una diminuzione di circa 4 milioni di euro ed Enel come gruppo partecipa con un contributo pari a circa il 20 per cento delle entrate complessive.

Una domanda riguardava il tema dell'approvvigionamento di energia da parte di Acquirente unico sul mercato spot e se non fosse utile valutare un acquisto a termine per contribuire a una stabilizzazione dei prezzi. Questo è un tema naturalmente ben presente e rappresenta certamente un aspetto a cui prestare la necessaria attenzione, avendo però presente che le strategie di approvvigionamento devono essere opportunamente valutate in ragione degli obiettivi che si intendono perseguire. È certamente vero che l'acquisto a termine può contenere la variabilità del prezzo, ma è anche utile considerare come i contratti a termine riflettano le aspettative dei prezzi spot che si realizzeranno nel futuro. È quindi importante valutare la durata e il momento in cui sottoscrivere i suddetti contratti, in quanto una loro eventuale

sottoscrizione in condizioni di prezzi eccezionalmente alti o di elevata incertezza, potrebbe portare svantaggi ai clienti nel momento successivo, con prezzi che appunto potrebbero permanere a livelli elevati anche in caso di una successiva diminuzione dei prezzi di mercato. D'altra parte, non si può non considerare che l'attuale contesto normativo vede un progressivo superamento della tutela di prezzo per tutti i clienti finali. È importante in questo senso allineare temporalmente il costo di approvvigionamento dell'energia nei mercati spot con quello in cui tale costo è riflesso nel prezzo pagato dal cliente finale. Certamente, come Autorità, abbiamo avviato da qualche tempo proprio una riflessione per considerare eventuali modifiche all'approccio attuale, ma alla luce dei vincoli di carattere generale che ho cercato di richiamare.

Concludo con l'ultima domanda. È stato chiesto se ci siano dati statistici sui comportamenti scorretti ai danni dei consumatori, anche con il contributo dell'Autorità antitrust. Per quanto di competenza ARERA circa 40 sono stati i comportamenti scorretti a danno dei consumatori e utenti, tra 27 procedimenti gestiti e 13 pareri resi da questa Autorità all'Antitrust, nel corso del solo 2021. I procedimenti sanzionatori prescrittivi relativi a violazioni ai danni dei consumatori sono stati 27, vale a dire circa un terzo del totale degli avvii e delle chiusure complessivamente gestite, che sono circa una novantina. Detti procedimenti hanno riguardato violazioni della regolazione tariffaria nel settore idrico, violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità, violazioni sulla fatturazione dei consumi energetici, violazioni in materia di reclami allo sportello e violazioni in materia di risoluzione

del contratto tra utente del dispacciamento dell'energia elettrica e controparte commerciale. Per quanto concerne le pratiche commerciali scorrette per le quali il Codice del consumo attribuisce all'Antitrust la competenza sanzionatoria esclusiva e all'ARERA il compito di rendere il parere sui procedimenti, l'Autorità nel corso del 2021 ha rilasciato 13 pareri, nell'ambito di altrettanti procedimenti avviati dall'Antitrust per mancanza di trasparenza delle offerte di energia elettrica e di gas naturale sul libero, evidenziando i profili di non conformità delle condotte contestate o degli impegni presentati dagli operatori rispetto alle disposizioni regolatorie. Naturalmente siamo a disposizione, come sempre, per qualunque ulteriore approfondimento, ma ci sembrava giusto dare una risposta complessiva. Grazie.

PRESIDENTE. La ringrazio per le risposte che ci ha dato, e ringrazio anche i commissari dell'ARERA che hanno partecipato all'audizione.

Attendiamo dunque la vostra relazione. Credo che avremo nuovamente occasione di sentirci prossimamente, anche in relazione agli aggiornamenti sui mercati energetici, ai provvedimenti che il Governo assumerà e a eventuali difficoltà applicative relative a tali provvedimenti. La ringrazio della esaustività del materiale che ci avete consegnato e delle sue risposte. Nel ringraziare anche i colleghi che hanno partecipato da remoto, dichiaro conclusa l'audizione.

La seduta termina alle 14.50.

*Licenziato per la stampa
il 2 maggio 2022*

PAGINA BIANCA



18STC0177070