

Senato della Repubblica
X Commissione

Audizione del Cons. E. Quaranta

Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
in merito a

Atto n. 397 - Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti

Onorevole Presidente,
Onorevoli Senatrici e Senatori,

Vi ringrazio per aver offerto all’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato l’opportunità di rappresentare le proprie posizioni su un tema di grande rilevanza per l’economia nazionale, di cui essa si è occupata a più riprese nello svolgimento dei propri compiti istituzionali.

L’esigenza di razionalizzare e rendere maggiormente trasparenti e comprensibili, oltre che di minimizzare, i costi ricompresi nella bolletta elettrica è in effetti sentita ormai da tempo e dibattuta a tutti i livelli, dai soggetti istituzionali agli *stakeholders* di settore (imprese, associazioni di categoria, consumatori e loro associazioni).

Il tema assume ancora maggiore rilevanza alla luce delle difficoltà economiche e sociali che l’emergenza epidemiologica COVID-19 ha determinato e sta determinando nel nostro Paese e comporta degli effetti non irrilevanti anche sulle dinamiche di competizione fra le imprese di vendita di energia.

Prima di entrare nel merito delle questioni tecniche che maggiormente rilevano sul piano della razionalizzazione, della trasparenza e della struttura di costo del mercato elettrico, consentitemi di affrontare un tema di grande rilievo per il settore su cui l’Autorità è ripetutamente intervenuta, da ultimo con una segnalazione pubblicata solo alcuni giorni fa¹, ovvero la **proroga della cessazione del regime di maggior tutela del prezzo dell’energia elettrica**.

L’art. 12, comma 3, del c.d. decreto Milleproroghe², modificando la legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza del 2017), ha disposto, infatti, **l’ennesima proroga** della cessazione del regime di maggior tutela del prezzo

¹AS1679 Distorsioni concorrenziali derivanti da alcune previsioni contenute nel decreto mille-proroghe, 17 giugno 2020, in *Boll.* n. 27/2020. In precedenza, *ex multis*, v. AS1137, Proposte di riforma concorrenziale ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza – anno 2014, 2 luglio 2014, in *Boll.* n. 27/2014.

²Decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con modificazioni dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, recante «Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica» (c.d. decreto Milleproroghe).

nel mercato dell'energia elettrica: per le piccole imprese, dal 1° luglio 2020 al 1° gennaio 2021 e, per le micro imprese e per i clienti domestici, dal 1° luglio 2020 al 1° gennaio 2022.

Come noto, l'Autorità era già intervenuta durante l'*iter* di conversione del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, evidenziando i gravi rischi per la concorrenza derivanti dall'ulteriore rinvio del termine di abrogazione della regolamentazione tariffaria nei mercati della vendita al dettaglio dei servizi di energia elettrica e del gas³.

In particolare, in quella sede l'Autorità ha ricordato come le disposizioni della legge 4 agosto 2017, n. 124⁴, relative a detti mercati avevano delineato un processo che, laddove correttamente implementato, avrebbe condotto dopo due anni al completamento della riforma di liberalizzazione del settore dell'energia in Italia (introdotto già dal 1999, con il decreto c.d. Bersani), concludendo il più che decennale periodo transitorio della regolazione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica e del gas e consentendo così di riversare sui mercati finali della vendita i benefici derivanti dal funzionamento concorrenziale delle fasi a monte delle due filiere.

Successivamente, i continui **rinvii** stabiliti in sede legislativa del termine di cessazione della maggior tutela hanno ostacolato il prodursi di detti benefici ed hanno altresì messo a rischio il pieno successo dell'intero processo di riforma.

Come ricordato dall'Autorità, infatti, le modalità con le quali le tutele di prezzo sono state assicurate in Italia, attribuendo - almeno per il settore elettrico - ai soli venditori integrati nella distribuzione la possibilità di offrire il servizio regolato, hanno contribuito a preservare nel tempo una struttura dei mercati della vendita caratterizzata da posizioni dominanti su base locale e da un elevato livello di concentrazione dell'offerta.

³ AS1646, Liberalizzazione mercati della vendita di energia elettrica e gas, 4 febbraio 2020 in *Boll.* n. 7/2020.

⁴ Come noto, con la legge n. 124/2017 il legislatore ha finalmente stabilito le scadenze e le modalità per il definitivo superamento del c.d. "regime di tutela", attualmente vigente nei mercati della vendita al dettaglio a piccole imprese e clienti domestici di energia elettrica e gas.

Tale regime è stato introdotto nell'anno 2007, parallelamente alla piena liberalizzazione dell'attività di vendita nella filiera elettrica e del gas, quale sistema di tutela di prezzo per i summenzionati clienti.

Nello specifico, i commi da 59 a 85 dell'articolo 1 della legge n. 124/2017 stabilivano l'abrogazione delle norme relative al regime tutelato per la fornitura di gas ed elettricità per i clienti domestici e per le piccole utenze industriali entro il 1° luglio 2019 e contestualmente definivano una serie di adempimenti a cura del Governo, dell'Autorità di settore e di altri organismi coinvolti nel processo di liberalizzazione, introducendo specifici strumenti per garantire il buon funzionamento del mercato (quali ad esempio l'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica (c.d. *Albo Venditori*), che avrebbe dovuto individuare dei criteri minimi in termini di solidità finanziaria e onorabilità per l'autorizzazione all'operatività nel mercato, a fronte del ridondante numero di operatori presenti), un Portale per la comparabilità delle offerte a mercato libero (c.d. *Portale Offerte*) per garantire massima consapevolezza e informazione dei consumatori, una campagna di informazione multimediale, l'introduzione di uno specifico *servizio di salvaguardia* elettrico "ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione con meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro senza fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero" per garantire il servizio universale, come richiesto dalla direttiva 2009/72/CE (art.3, comma 3).

Oltre a impedire un'effettiva concorrenza su base nazionale, compartimentando i mercati locali, ciò ha anche condotto a fenomeni di sfruttamento abusivo delle posizioni dominanti con fini escludenti⁵, mortificando ulteriormente la competizione fra le imprese e, in ultima analisi, a danno dei clienti finali, i quali sono suscettibili di essere contrattualizzati a mercato libero dai propri esercenti del servizio di tutela a condizioni peggiorative rispetto a quelle reperibili sul mercato, anche in quanto ingiustificatamente influenzati dai vantaggi reputazionali di cui tali soggetti godono in ragione dell'essere incaricati della vendita in maggior tutela⁶.

Al fine di evitare ulteriori effetti anticoncorrenziali, particolarmente negativi per l'utenza e aggravati, da ultimo, dalle crescenti difficoltà derivanti dall'attuale situazione di emergenza sanitaria, l'Autorità ha ritenuto necessario ribadire come **il nuovo termine** individuato dall'articolo 12 del decreto Milleproroghe, che proroga al 1° gennaio 2022 la cessazione del sistema di regolazione di prezzo nel mercato dell'energia elettrica, per le micro imprese e per i clienti domestici, e al 1° gennaio 2021 nel mercato dell'energia elettrica per le piccole imprese, **debba avere carattere di definitività e non possa essere oggetto di ulteriori rinvii**.

In tal senso, l'Autorità ha ritenuto altresì necessario che, a garanzia del completamento della riforma nella tempistica prevista e non più procrastinabile, si realizzino celermente, da parte di tutte le amministrazioni interessate, gli adempimenti già espressamente previsti e dettagliati dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza del 2017⁷.

Passando più direttamente al tema della razionalizzazione, della trasparenza e della struttura di costo del mercato elettrico nonché degli effetti in bolletta per gli

⁵ Cfr. ad esempio, provv. A511, Enel/Condotte anticoncorrenziali nel mercato della vendita dell'energia elettrica, adottato in data 23 dicembre 2018.

⁶ La contrattualizzazione della clientela finale a mercato libero da parte dell'esercente la maggior tutela è naturalmente condotta lecita della società energetica, a condizione che avvenga nel rispetto delle regole di trasparenza e correttezza dettate a garanzia della libertà di scelta del consumatore. Per un esempio di pratica scorretta in violazione del Codice del consumo, cfr. provv. PS6779, Enel/Attivazioni non richieste, adottato in data 4 novembre 2015.

⁷In particolare, l'Autorità ha osservato che l'ulteriore differimento del termine previsto per la cessazione del regime di maggior tutela andrebbe sfruttato al meglio al fine di definire le misure necessarie a governare la transizione e a fornire la più ampia e diffusa informazione ai consumatori, nonché certezza agli operatori di mercato, garantendo loro parità di accesso in concorrenza ai clienti finali, ad esempio mediante l'introduzione di trasparenti meccanismi di asta competitiva al fine di impedire che tali clienti vengano automaticamente assegnati sul mercato libero al loro attuale esercente della tutela, ad esempio con eventuali meccanismi di "silenzio assenso", che sono per questo motivo assolutamente da escludersi. L'accesso competitivo e non discriminatorio ai predetti clienti da parte degli operatori della vendita, attraverso idonee procedure d'asta che pongano rimedio alla rilevante concentrazione dell'offerta - che, per alcuni segmenti di clientela e per alcuni servizi, proprio il sistema di tutela ha contribuito a creare - è infatti in grado di assicurare una struttura effettivamente concorrenziale dei mercati della vendita di energia elettrica e gas, tale da garantire ai consumatori finali le migliori condizioni economiche e qualitative del servizio e la più ampia diffusione delle innovazioni.

utenti, vorrei subito evidenziare che gli effetti negativi dal punto di vista della tutela del mercato si producono essenzialmente per due vie.

In primo luogo, **l'attuale struttura di costo della bolletta determina una alterazione delle scelte dei consumatori**, che devono assumere le proprie decisioni senza avere piena consapevolezza di quale sia il reale costo del servizio che stanno acquistando e dei reali vantaggi economici sottostanti la scelta di cambiare operatore.

In secondo luogo, **le modalità fino ad oggi prescelte per regolare i rapporti fra i vari operatori lungo la filiera, al fine di garantire l'esazione degli oneri di sistema, hanno introdotto ulteriori asimmetrie** in un mercato della vendita che vede competere fra loro operatori con caratteristiche strutturali diverse, in ragione dell'essere o meno integrati verticalmente nell'attività di distribuzione.

Ma andiamo con ordine.

i) Sulla struttura di costo della bolletta

La struttura del costo della bolletta di energia rappresenta la sommatoria di più componenti di spesa, alcune delle quali, peraltro non direttamente riconducibili al servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti finali (ci si riferisce soprattutto alla componente relativa ai c.d. "oneri generali di sistema"), hanno raggiunto nel tempo livelli tali da incidere in maniera rilevante sull'importo finale della spesa sostenuta dai consumatori.

In particolare il costo del servizio di fornitura di energia per l'utenza, come ben noto, è formato da quattro componenti principali:

1. spesa per la materia energia (nel IV trimestre 2019: 45,6%);
2. spesa per oneri di sistema (22,6%);
3. spesa per il trasporto e la gestione del contatore (18,8%);
4. totale imposte e IVA (13%).

Gli oneri generali di sistema, in particolare, sono componenti tariffarie il cui gettito, di natura parafiscale, è destinato alla copertura di costi necessari per il conseguimento di obiettivi di interesse generale per il sistema elettrico, previsti in attuazione di disposizioni normative primarie, quali ad esempio *i)* lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, *ii)* la promozione dell'efficienza energetica, *iii)* la copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse e per le attività connesse e conseguenti, *iv)* la copertura dei costi di erogazione del c.d. "bonus elettrico" per i clienti domestici in stato di disagio fisico o economico, *v)* la copertura degli incentivi per le c.d. "imprese energivore" ecc.

Vale altresì osservare che nel corso degli anni vi è stato un **progressivo incremento** della spesa per oneri di sistema nel settore elettrico, soprattutto a causa

della necessità di un sempre maggiore gettito per far fronte ai diversi obiettivi cui essi sono destinati (la crescita più significativa è imputabile all'aumento del fabbisogno necessario al sostegno alle fonti rinnovabili), il che ha comportato anche un aumento dell'incidenza di questa componente sulla spesa assoluta per il servizio di vendita dell'energia.

Emerge il primo effetto negativo: la descritta complessità e articolazione della bolletta elettrica è tale da **compromettere significativamente la trasparenza e la comprensibilità delle fatture per l'utenza**.

L'aumento dell'incidenza degli oneri di sistema sulla spesa complessiva ha, in quest'ottica, un impatto rilevante sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica, atteso che incide negativamente sulla scelta e sulla comprensione delle offerte da parte dei clienti finali.

A ciò si aggiunga che le dinamiche competitive risultano fiaccate dal potersi la concorrenza esplicare solo su una componente ridotta della bolletta medesima, essendo limitata la possibilità per gli operatori di agire sulla componente prezzo in misura tangibile per i consumatori; invero, la percezione delle possibilità di risparmio per il cliente finale intenzionato a cambiare fornitore risulta inevitabilmente alterata, poiché la parte di prezzo determinata dal mercato, ovvero la "spesa per la materia energia", è molto contenuta rispetto al totale della spesa sostenuta (come già osservato, l'incidenza della spesa per materia energia sulla spesa complessiva si mantiene inferiore al 50%).

In secondo luogo, come si diceva, tali oneri determinano **significativi squilibri tra gli operatori lungo la filiera** - in danno soprattutto dei venditori non facenti parte di gruppi verticalmente integrati - alla luce delle modalità di esazione e del meccanismo di corresponsione delle garanzie finanziarie dovute per lo svolgimento dell'attività di vendita di energia elettrica⁸.

ii) Sulle modalità di esazione degli oneri di sistema

⁸ La regolazione (Cfr. del. Aeegsi n. 654/2015/R/EEL e successive modifiche, All. A, *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – TIT*.) ha tradizionalmente individuato gli oneri di sistema come maggiorazioni ai corrispettivi del servizio di distribuzione ed essi, in quanto tali, risultano inseriti nei contratti che sono stipulati tra distributori e venditori, aventi ad oggetto i servizi di distribuzione relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali. Tali contratti contemplano anche sistemi di garanzie che i venditori devono rilasciare ai distributori per poter accedere al servizio di distribuzione, garanzie commisurate al fatturato atteso per tali servizi in passato totalmente inclusivo delle somme relative agli oneri di sistema (Cfr. Del. Aeegsi n. 268/2015/R/EEL, *Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica: disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio*); i soggetti venditori verticalmente integrati, a monte, nella distribuzione, godono, quindi, rispetto ai venditori non integrati di vantaggi nella gestione finanziaria del rischio di insolvenza dei clienti finali in quanto appartenenti a gruppi societari (*parent company guarantee*).

A tale riguardo, si ricorda che tali oneri transitano lungo la filiera elettrica e ARERA ha il compito di definirne il livello⁹ e le modalità di esazione.

In particolare, i soggetti obbligati al versamento di tali oneri sono i clienti finali cui viene erogata l'energia elettrica¹⁰.

I venditori di energia elettrica fatturano e riscuotono gli oneri nei confronti dei rispettivi clienti finali, provvedendo poi a versarli ai distributori di energia elettrica territorialmente competenti (che a loro volta li fatturano nell'ambito del contratto di trasporto intercorrente con i venditori).

Infine, i distributori versano gli oneri su appositi conti accessi presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)¹¹ o direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE)¹², a seconda della natura delle componenti¹³.

Questa strutturazione del meccanismo di esazione degli oneri ha un **impatto sull'equilibrio di filiera e degli operatori** in essa operanti.

⁹ Le tariffe, normalmente aggiornate ogni trimestre dal regolatore in dipendenza del fabbisogno per la copertura degli oneri, sono composte da una quota fissa (euro/anno) e una quota energia variabile (euro/kWh).

¹⁰ Articolo 39, comma 3, D.L. n. 83/2012: “*I corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema elettrico ed i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali sono rideterminati dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas ...*”.

¹¹ CSEA un ente pubblico economico sottoposto alla vigilanza di ARERA, che provvede alla gestione finanziaria degli oneri e li eroga sotto forma di contributi a favore degli operatori del settore, con impieghi in materia di fonti rinnovabili e assimilate, efficienza energetica, qualità del servizio, perequazione, ricerca di sistema, *decommissioning* nucleare, progetti a favore dei consumatori, etc.

¹² Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. è una società per azioni, interamente controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

¹³ Giova ricordare che le componenti degli oneri di sistema e i loro corrispondenti obiettivi sono:

- Componente A2 (oneri nucleari), destinata alla copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società Sogin S.p.A. Circa 100 milioni di tale gettito sono destinati al bilancio dello Stato.
- Componente A3 (fonti rinnovabili e assimilate), destinata principalmente allo sviluppo del sistema fotovoltaico e del sistema Cip6, che incentiva le fonti rinnovabili in generale;
- Componente A4 (regimi tariffari speciali), diretta alla copertura delle agevolazioni per la fornitura di energia elettrica ad alcune aziende con alti consumi, individuate dalla legge. Ad oggi, l'unica agevolazione rimasta è quella in favore di Rete Ferroviaria Italiana S.p.A. che paga un corrispettivo ridotto per l'energia elettrica (“senza limiti temporali”) e non paga gli oneri di sistema ad eccezione della MCT (descritta di seguito);
- Componente A5 (ricerca di sistema), finanzia la ricerca svolta nell'interesse del sistema elettrico nazionale;
- Componente As (*bonus* elettrico), destinata alla copertura del *bonus* elettrico per i clienti domestici in stato di disagio fisico o economico;
- Componente Ae, destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica. L'agevolazione è pari ad una riduzione tra il 15% e il 60% sulle componenti A degli oneri di sistema (A2, A3, A4, A5, As) alle imprese che consumano almeno 2,4 GWh/anno e hanno un costo dell'energia elettrica utilizzata pari ad almeno il 2% del fatturato. Le agevolazioni vengono applicate solo ai prelievi in Media ed Alta Tensione;
- Componente UC4 (imprese elettriche minori), finalizzata a coprire i maggiori costi di dodici piccole aziende elettriche che operano sulle isole minori. A partire dal 2009, tali benefici sono stati estesi anche alle aziende elettriche distributrici con meno di 5.000 clienti;
- Componente MCT (Misure di Compensazione Territoriale), volta a finanziare le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari, impianti del ciclo del combustibile nucleare e, in futuro, il deposito nazionale delle scorie. Dal 2005, circa il 70% del gettito è destinato al bilancio dello Stato. È il CIPE che determina quali siti hanno diritto alla compensazione;
- Componente UC7 (efficienza energetica), destinata alla copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali (ad esempio, interventi di efficientamento dell'illuminazione pubblica)

In particolare, come l’Autorità osservava già in una propria segnalazione risalente all’anno 2017¹⁴, l’attribuzione ai venditori della completa responsabilità per il pagamento degli oneri di sistema ai distributori, anche in caso di insolvenza dei clienti finali, nonché l’assetto delle garanzie che i venditori sono tenuti a rilasciare ai distributori commisurate al fatturato atteso *inclusivo* delle somme relative agli oneri di sistema, generano rilevanti criticità concorrenziali a danno della parte liberalizzata del mercato, ovvero quella costituita dai venditori, soprattutto laddove non facenti parte di gruppi verticalmente integrati.

Al crescere del peso relativo degli oneri di sistema, nonché del tasso di insolvenza dei clienti finali legato anche alle difficoltà create dalla crisi economica, l’assetto citato ha determinato una situazione di crescente esposizione debitoria dei venditori nei confronti dei distributori stessi, che ha portato in alcuni casi alla risoluzione del contratto di trasporto, e, conseguentemente, all’uscita dal mercato di alcuni soggetti.

Si osservi che queste criticità si sono accentuate nel periodo dell’emergenza sanitaria, alla luce del necessario allentamento dei meccanismi di controllo della morosità dei clienti finali¹⁵, i cui effetti sull’esposizione dei venditori sono stati solo parzialmente compensati da modifiche regolamentari opportunamente adottate da ARERA.

Già nel citato intervento di *advocacy* del 2017 l’Autorità sottolineava che ostacoli di qualsiasi natura, anche finanziari, alla operatività di imprese che sono attive su un mercato in concorrenza sono suscettibili di alterare la struttura di tale mercato e, dunque, di incidere sul livello di competizione in esso presente, a danno dei consumatori finali.

Tale conseguenza risulta particolarmente aggravata qualora - come nel caso in oggetto - una ridotta marginalità e, quindi, una scarsa capacità competitiva dei venditori non sia direttamente riconducibile a carenze di efficienza, bensì dipenda dagli effetti di clausole contrattuali che, addossando sui venditori la responsabilità integrale del pagamento degli oneri di sistema, determinano una ripartizione del tutto squilibrata del rischio derivante dalla insolvenza dei clienti finali relativamente a

¹⁴ AS1397 “Oneri generali di sistema per il sistema elettrico”, 21 luglio 2017, in *Boll.* n. 28/2017.

¹⁵ Con apposite delibere adottate da ARERA a seguito delle misure di lockdown previste dal Governo in fase di emergenza sanitaria, per alleviare le pressioni sui consumatori sono state sospese dal 10 marzo al 3 maggio in tutta Italia le misure dissuasive della morosità, quali la riduzione e la sospensione della fornitura, per i clienti finali di gas domestici e di energia elettrica serviti in bassa tensione, nonché sono stati sospesi i pagamenti delle bollette di luce e gas fino al 30 aprile in una decina di comuni particolarmente esposti all’epidemia, disponendo altresì la rateizzazione del successivo pagamento da parte dei fornitori (cfr. Del. ARERA n. 60/2020/R/COM, come poi modificata dalle Del. ARERA n. 117/2020/R/COM e n. 124/2020/R/COM). Con la del. ARERA n. 116/2020/R/COM, il regolatore ha poi affrontato le difficoltà che la morosità dei clienti finali crea al venditore (sia di gas che di energia elettrica) rispetto all’adempimento alle obbligazioni di pagamento delle fatture emesse dai distributori, allentando temporaneamente le previsioni del CTTE (codice di rete per l’energia elettrica) nei casi di inadempienze dei venditori, consentendo alcune parziali sospensioni dei pagamenti e allungando i termini entro i quali dovrebbero compiersi le procedure che regolano i rapporti tra venditori e distributori. La delibera impone altresì al distributore di non tener conto, per le verifiche dei ritardi nel pagamento delle fatture da parte dei venditori, del periodo di tempo interessato dalla crisi dovuta all’epidemia.

elementi, quali gli oneri di sistema, che peraltro prescindono dalla gestione industriale del servizio.

Tutto questo, in un settore in cui i meccanismi di concorrenza risultano peraltro già depressi, come l’Autorità ha avuto modo di sottolineare in diverse occasioni, dal mantenimento prolungato del tempo, per il segmento di mercato costituito dalle utenze domestiche e dalle piccole imprese, della fornitura in regime di maggior tutela, che ancora oggi determina l’incompletezza del processo di liberalizzazione del mercato elettrico iniziato nel lontano 1999.

In tal senso, si deve osservare che il mercato della vendita ai clienti finali in Italia, dopo ormai 13 anni da quando è stata data la piena possibilità al consumatore domestico di scegliere liberamente il proprio fornitore, resta ancora altamente concentrato. Secondo gli ultimi dati disponibili pubblicati dal regolatore di settore ARERA, relativi all’anno 2018, il principale operatore si assesta ancora su quote di mercato pari a quasi il 70% nel segmento domestico e quasi il 40% nel mercato delle piccole imprese (c.d. “BT altri usi”).

Anche il tasso di *switching* mostra un andamento non univoco negli ultimi anni, e si mantiene a ogni modo su livelli ancora contenuti, soprattutto per i clienti domestici (inferiore al 10%), per i quali la fornitura in maggior tutela rappresenta ancora la modalità prevalente di approvvigionamento (nel 2018, il 57% dei clienti domestici era ancora rifornito a condizioni tutelate).

Peraltro, i dati mostrano che la maggior parte degli *switching* in uscita dalla maggior tutela si rivolgono alla divisione mercato libero o alla società consorella dell’esercente la maggior tutela¹⁶, quindi alla società di mercato libero del distributore locale, non avendosi dunque il passaggio ad un fornitore concorrente, ma ad una distinta modalità di fornitura nell’ambito del medesimo gruppo energetico (in particolare, nel 2018, ancora il 60% dei clienti domestici uscenti dal regime tutelato si sono rivolti al fornitore di mercato libero collegato al distributore locale).

Negli anni successivi alla menzionata segnalazione dell’Autorità, si sono succedute diverse pronunce dei giudici amministrativi e conseguenti atti del regolatore di settore che hanno parzialmente modificato l’assetto del sistema con riferimento alla strutturazione del meccanismo di esazione degli oneri generali.

In particolare, i giudici amministrativi hanno riconosciuto la natura para-fiscale degli oneri e la circostanza per cui la responsabilità per il loro pagamento grava esclusivamente sui clienti finali¹⁷, e non può gravare sui venditori di energia elettrica,

¹⁶ Come noto, il principio generale di separazione societaria di cui alla direttiva 2003/54/CE è stato attuato nell’ordinamento interno dal d.l. n. 73/2007, che ha imposto alle società di distribuzione, le cui reti alimentassero almeno 100.000 clienti, di garantire lo svolgimento dell’attività di vendita di energia elettrica in regime di separazione societaria. Nessun obbligo di separazione societaria è stato, invece, previsto, né a livello europeo né nazionale, fra lo svolgimento dell’attività di esercente il servizio di maggior tutela e quella di venditore di energia elettrica sul mercato libero.

¹⁷ V. Cons. St., VI, sent. 2182/2016; TAR Lombardia, sede di Milano, nn. 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017. In merito alla natura fiscale degli oneri di sistema, si veda anche l’ordinanza n. 39177/17 del Tribunale di Roma - Tribunale delle imprese, sezione reclami cautelari, del 30 giugno 2017, resa nel procedimento di reclamo

che si trovano a ricoprire un ruolo meramente passante per l'esazione degli stessi oneri, ma non possono essere tenuti al pagamento dei medesimi in caso di mancata riscossione presso l'utenza.

In realtà, nonostante l'avvenuto affermarsi di tale orientamento giurisprudenziale, i venditori di energia sono ancora oggi tenuti al pagamento degli oneri generali di sistema anche non riscossi dai clienti finali e alla prestazione di garanzie commisurate anche a tale componente del fatturato atteso (sebbene con un correttivo introdotto dall'ARERA nel 2017, con la del. 109/2017, ovvero tenendo conto di un tasso medio di insolvenza della clientela c.d. "*unpaid ratio*" nel calcolo delle garanzie, che ha ridotto quindi le stesse di un ammontare risultante dall'applicazione di tale correttivo).

ARERA ha poi previsto meccanismi di parziale riconoscimento degli oneri generali di sistema corrisposti ma non riscossi, delineati in una vera e propria delibera – del. 50/2018/R/eel - per i distributori e, allo stato attuale, solo in un documento di consultazione – DCO n. 52/2018/R/eel - per i venditori. È attesa nei prossimi mesi anche tale deliberazione relativa a meccanismi di compensazione a favore dei venditori di energia elettrica.

Tali correttivi appaiono, tuttavia, quali **soluzioni parziali** del problema.

L'Autorità, come già rappresentato in passato¹⁸, auspica anche in questa sede una soluzione legislativa che possa, in maniera più strutturale, porre mano alla questione e consentire di superare in via definitiva le problematiche concorrenziali connesse all'attuale assetto del sistema di esazione degli oneri generali di sistema, che i correttivi predisposti dal regolatore di settore, come sottolineato dalla stessa ARERA, hanno solo attenuato.

In particolare, appare ormai imprescindibile il riconoscimento della natura tributaria di tale componente della bolletta elettrica¹⁹, in considerazione della loro destinazione e della ormai rilevante entità degli stessi e, dunque, l'eliminazione di una loro specifica trattazione nell'ambito delle relazioni contrattuali tra venditori e distributori.

Si ritiene, in tal senso, di condividere le indicazioni espresse dalla stessa ARERA, la quale ha ipotizzato un trasferimento degli oneri a carico della fiscalità generale, seppur con previsione di un cambiamento graduale a partire dal sistema attuale, al fine di superare le criticità connesse alla loro riscossione²⁰.

Tale modello, per quanto di più diretto interesse rispetto ai compiti istituzionali dell'Autorità, avrebbe il pregio di favorire lo sviluppo del mercato libero dell'energia elettrica (e della concorrenza in esso), non solo perché sanerebbe i discussi squilibri nel rapporto tra i soggetti operanti lungo la filiera, ma anche perché darebbe luogo ad un sistema di bollettazione più semplice e maggiormente comprensibile per il cliente

di Gaia S.p.A. nei confronti di Enel Distribuzione S.p.A. In senso analogo, cfr. anche Corte dei Conti, Sez. riunite, sent. 13 maggio 2020, n. 15, nonché Corte di Giustizia, IX Sez., 8 gennaio 2017, C-189/2015.

¹⁸ V. in tal senso, AS1377 Oneri di sistema e garanzia dei venditori del 21 luglio 2017, cit.

¹⁹ Ibidem

²⁰ ARERA, memoria del 20 novembre 2018, per l'audizione presso la Commissione X Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

finale, consentendo al prezzo dell'energia elettrica di riflettere più pienamente il costo della fornitura e, dunque, alla competizione di farsi più vivace.

Tale passaggio appare particolarmente importante alla luce del prossimo definitivo superamento del regime di maggior tutela nel settore elettrico, per contribuire al massimo sviluppo della concorrenza nel settore, che fino a oggi - a causa, almeno in parte, delle ragioni sopra menzionate -, non ha potuto pienamente esplicitare i suoi benefici per i consumatori.

iii) Sul problema dell'addebito di costi occulti in bolletta

Si rileva, infine, che l'Autorità ha affrontato in diverse occasioni il tema della trasparenza degli oneri fatturati in bolletta dalle società che operano nel Mercato Libero dell'energia elettrica.

Da ultimo, in data 20 maggio u.s., l'Autorità ha deliberato la chiusura del procedimento avviato nei confronti della società Enegan S.p.A²¹, attiva nella fornitura di energia elettrica e gas, avente ad oggetto l'accertamento di una grave pratica commerciale scorretta, consistente nella fatturazione impropria di diversi oneri "non dovuti" dagli utenti (tra i quali si ricordano gli oneri di commercializzazione, gli oneri amministrativi, gli oneri postali, le penali per recesso), in quanto non previsti contrattualmente o in contrasto con la regolazione vigente, oppure unilateralmente modificati -in rialzo- in assenza di una comunicazione preventiva da parte del professionista.

L'accertamento di tale condotta, posta in essere da un importante operatore del settore, ha rivelato l'esistenza di un fenomeno - **la fatturazione impropria di diversi oneri connessi alla fornitura dei servizi energetici** - che, stante quanto segnalato dai consumatori, non appare rappresentare un caso isolato.

I consumatori e le loro associazioni rappresentative denunciano infatti, da tempo, la mancanza di chiarezza espositiva nella documentazione contrattuale, oltre che nei documenti di fatturazione, relativamente alle condizioni economiche effettivamente applicate dalle società di vendita.

In molti casi, le segnalazioni degli utenti attengono alla circostanza che gli sconti prospettati sul prezzo dell'energia, che li avrebbero indotti ad effettuare lo *switching* dal mercato tutelato al mercato libero, risulterebbero vanificati dall'addebito di oneri imprevisti (c.d. *costi occulti*) o non adeguatamente illustrati in termini chiari e comprensibili e, soprattutto quantificati, nelle CTE (Condizioni Tecnico Economiche) o nelle CGF (Condizioni Generali di Fornitura).

²¹ Provv. PS9753 Enegan Addebiti vari, in *Boll.* n. 23/2020. Per l'infrazione accertata, l'Autorità ha irrogato alla società Enegan S.p.a. una sanzione amministrativa pecuniaria pari a 2.875.000 euro.

In particolare, i costi *c.d.* “occulti” sono oneri variamente denominati, che alimentano la spesa per l’energia, che vengono applicati dai vari professionisti in aggiunta al prezzo dell’energia elettrica, in assenza di una informativa esauriente e trasparente -specialmente in fase pre-contrattuale- al fine ad indurre i consumatori alla sottoscrizione di contratti, generalmente prospettati come vantaggiosi, anche contrariamente al vero.

A parere dell’Autorità, la chiarezza e la completezza delle informazioni inerenti alle condizioni economiche di fornitura di energia elettrica, veicolate dagli operatori del settore, costituiscono il presupposto essenziale per favorire lo sviluppo concorrenziale del Libero Mercato dell’energia, in previsione del superamento del regime di tutela di prezzo fissato, come detto, al 1° gennaio 2022.

In tale contesto, la trasparenza delle condizioni economiche di fornitura assume un rilievo centrale, anche al fine di consentire ai consumatori il corretto esercizio dei propri diritti, in un settore come quello dell’energia caratterizzato da forti asimmetrie informative tra i professionisti e gli utenti (domestici e microimprese).

Questi ultimi, in ragione di una minore dimestichezza ad orientarsi sul Libero Mercato, risultano infatti, ancora ad oggi, prevalentemente serviti sul Mercato Tutelato e scarsamente propensi a cambiare fornitore, nonostante la presenza di un numero rilevante di operatori (oltre 500).

D’altra parte, il panorama delle altrettanto numerose offerte commerciali disponibili sul mercato rappresenta una realtà assai complessa e variegata: le offerte si rinnovano di mese in mese, sono diversificate a seconda del tipo di utenza (domestica, *business*, rivolte a particolari categorie di utenti convenzionati) o del canale di vendita (punti fisici, *teleselling*, *web*), prevedono prezzi dell’energia fissi o indicizzati, unitamente all’erogazione di servizi aggiuntivi, *bonus* o vantaggi di varia natura (sconti benzina, polizze assicurative, card salute, lampadine a basso consumo, *etc.*).

A fronte di una tale varietà delle offerte commerciali, emerge la difficoltà per i consumatori a comparare le condizioni economiche ivi prospettate, specialmente ove si consideri che, in molti casi, i consumatori non sono a conoscenza delle caratteristiche dei propri consumi, le cui variabili (kilowatt consumati, potenza impegnata, fasce orarie di consumo, tipologia di utenza, destinazione d’uso) influenzano la spesa per l’energia.

A maggior ragione, dunque, le società di vendita nel Mercato Libero, che definiscono il valore della spesa per la materia energia, nonché le altre componenti di costo relative alle attività svolte per la fornitura di energia/gas ai clienti finali (ad esclusione di quelle ricomprese nelle categorie di spesa di trasporto e gestione del contatore, oneri di sistema e imposte), sono tenute a comunicare tali componenti rispettando adeguati criteri di trasparenza e completezza informativa, al fine di favorire l’adesione consapevole del cliente finale alle offerte loro proposte.

Tale adesione consapevole, da parte dei consumatori, alle offerte commerciali proposte dalle società di vendita presuppone, infatti, la comprensione delle

caratteristiche economiche delle medesime offerte che sulla base della documentazione contrattuale e promozionale adottata da alcune società appare tutt'altro che agevole e, finanche, suscettibile di compromettere la loro libertà di scelta.

L'Autorità, pertanto, ritiene prioritario continuare a perseguire le condotte, adottate dagli operatori del settore, che contrastano con le norme del Codice del Consumo, segnatamente con gli artt. 20, 21, 22, specialmente nei casi di omessa diligenza, ove le condizioni economiche prospettate dagli operatori, nella documentazione contrattuale o promozionale, risultino ingannevoli o omissive, al fine di prevenire condotte pregiudizievoli per i clienti domestici e non domestici di piccole dimensioni.

iv) Sulla disciplina della prescrizione

Un riferimento, infine, si ritiene opportuno fare con riferimento alla prescrizione del diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica, tema sul quale l'Autorità ha concluso in passato diversi procedimenti istruttori, accertando pratiche commerciali scorrette in violazione delle norme del Codice del consumo²².

E' noto che la disciplina in materia è stata di recente modificata, dapprima dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di Bilancio 2018)²³e, da ultimo, dalla legge 27 dicembre 2019 (legge di bilancio 2020).

In particolare, la citata legge n. 205/2017, nell'introdurre la prescrizione breve, ha previsto espressamente che i consumi non fatturati, risalenti a oltre un biennio, siano da ritenersi prescritti, ad eccezione dei casi in cui è "accertata la responsabilità dell'utente".

Il più recente intervento normativo, con l'evidente intento di rafforzare la tutela dei consumatori in *subiecta materia*, ha soppresso ogni possibilità di accertamento di responsabilità, con la conseguenza di cristallizzare la prescrizione biennale e precludere

²² Cfr. provvedimento PS9542 dell' 11 maggio 2016, ENI Problemi di fatturazione, con il quale l'Autorità ha accertato la scorrettezza delle pratiche commerciali poste in essere da Eni S.p.A., consistenti: 1) nella inadeguata gestione delle istanze e delle comunicazioni dei clienti finali, riguardanti la fatturazione dei consumi di elettricità e/o gas naturale - in particolare, la fatturazione di importi erronei o non correttamente stimati, l'emissione e le modalità di pagamento di fatture di importi anormalmente elevati (a causa di conguagli pluriennali, blocchi di fatturazione o rettifiche tardive dei dati di misura), nonché dei malfunzionamenti del processo di fatturazione e recapito- a fronte del contemporaneo avvio o prosecuzione delle attività di riscossione delle fatture oggetto di tali istanze e comunicazioni; 2) nella mancata o ritardata restituzione di importi dovuti a vario titolo ai clienti finali. Cfr. altresì il provvedimento IP288 del 5 luglio 2018, con cui l'Autorità ha accertato l'inottemperanza al citato provvedimento, riscontrando la reiterazione da parte di Eni gas e luce S.p.A. della condotta consistente nell'inadeguata gestione delle istanze dei consumatori relative alla fatturazione dei consumi di elettricità e gas, a fronte del contemporaneo avvio dell'attività di riscossione.

²³ Il riferimento, in particolare, è ai commi 4-8 dell'articolo 1 della citata legge, che hanno introdotto una nuova disciplina della prescrizione biennale per i contratti di fornitura di energia elettrica, gas naturale e acqua e disposizioni specifiche riferite ai conguagli relativi a periodi maggiori di due anni. V. in proposito, anche i successivi interventi dell'ARERA, che ha emanato le Delibere 97/2018/R/Com e 264/2018/R/Com.

in ogni caso agli operatori del settore la possibilità di recuperare consumi pluriennali fatturati intempestivamente per fatto imputabile al cliente.

Al riguardo, l'Autorità non può che esprimere apprezzamento per dette novità normative in quanto le stesse appaiono funzionali ad evitare il reiterarsi di violazioni dei requisiti di correttezza e buona fede da parte di alcuni operatori nell'emissione di fatture di conguaglio con addebito di ricalcoli pluriennali opache e mal comunicate in danno degli utenti²⁴.

²⁴ Fondamentale ai fini della corretta applicazione della norma è anche la puntuale individuazione del termine prescrizione che decorre, come inequivocabilmente chiarito anche dall'ARERA, dal momento in cui è avvenuto il consumo.