



## RISPOSTA DI ENEL AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 139/2019/A

### “QUADRO STRATEGICO 2019-2021 DELL’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE”

#### Osservazioni generali

Enel accoglie con favore la pubblicazione del documento di consultazione che, individuando le principali direttrici verso le quali si evolverà la regolazione, rappresenta sicuramente un riferimento importante per tutti gli attori del settore.

Il sistema energetico italiano sta vivendo una fase di profonda trasformazione guidata da un lato dallo sviluppo di nuove tecnologie, che favoriranno una domanda sempre più consapevole ed attiva sul mercato, dall’altro dal progressivo decentramento della produzione e diffusione delle fonti rinnovabili, che stanno radicalmente cambiando l’offerta di energia.

Diventa quindi sempre più importante il ruolo del Collegio dell’Autorità di regolazione che dovrà guidare il settore nella transizione e far sì che raggiunga un nuovo equilibrio, attraverso la definizione di regole certe, semplici e stabili nel tempo che assicurino un contesto favorevole agli investimenti nel settore. Affinché il processo di transizione sia efficace e l’interesse del sistema venga realmente massimizzato, si conferma la disponibilità di Enel nel proseguire nel rapporto di proficua e attiva collaborazione con l’A’utorità al fine di dare un contributo positivo nella definizione delle regole e ridurre al minimo il ricorso a forme di intervento ex-post.

Di seguito le osservazioni relative agli obiettivi strategici ed alle linee di interesse individuate nel documento di consultazione.

#### **1. OBIETTIVI STRATEGICI E LINEE DI INTERVENTO SUI TEMI TRASVERSALI**

##### **A. Il consumatore consapevole**

Con riferimento alla regolazione del mercato retail, condividiamo le misure introdotte dall’Autorità in questi anni per **aumentare la “capacitazione” del cliente finale**. Un mercato funzionante, infatti, non può prescindere, anche in vista della piena liberalizzazione, dalla scelta consapevole da parte del cliente.

In tale ambito, riteniamo necessario fornire al consumatore sempre più strumenti idonei ad aumentare e a semplificare la sua partecipazione al mercato, assicurando tutele adeguate nelle eventuali situazioni di vulnerabilità.

## OS.1 Dare voce al consumatore

### ***Linea di intervento “1.d” sullo sviluppo ed adeguamento della gestione dei reclami***

Riteniamo necessario che il sistema di gestione dei reclami tenga conto delle nuove opportunità tecnologiche e dell’atteggiamento che i clienti hanno verso tali novità, anche alla luce della suddetta ottica di semplificazione: alcuni degli strumenti di comunicazione messi a disposizione dalle tecnologie attuali, infatti, vengono percepiti dai clienti come funzionali a ricevere una risposta rapida ed esaustiva, nonché definitiva. In tal senso, le richieste del cliente trasmesse *online*, ad esempio tramite *form* sul *web* (o in futuro gestite con tecnologie di intelligenza artificiale, quali ad es. le *chatbot*), non dovrebbero essere assoggettate agli obblighi previsti dal TIQV (ad es. in termini di inserimento di allegati e assoggettamento ad obblighi normativi di strutturazione della risposta, etc.). Infatti, se il cliente per contestare una fattura utilizza un canale “*smart*” lo fa proprio per ricevere una risposta rapida e immediata; tale esigenza non può essere assolta se permangono gli attuali obblighi di inserimento di elementi formali con il conseguente allungamento dei tempi di risposta.

Ulteriori aspetti da considerare nell’ottica della revisione della disciplina dei reclami sono:

- L’inserimento obbligatorio di allegati ed elementi di dettaglio deve essere previsto solo se effettivamente inerente alla risposta: come già anticipato, le previsioni vigenti (artt. 11 e 12 del TIQV) riferite ai contenuti minimi della risposta motivata ai reclami sono estremamente dettagliate e, nella realtà, possono determinare un aumento non sempre necessario del contenuto della risposta ai reclami e dei relativi allegati, rischiando di causare al cliente maggiore confusione. Come rilevato dalla stessa Autorità in esito all’ “*Indagine pilota sulla soddisfazione per le risposte scritte a reclami*”, i clienti intervistati si sono dichiarati soddisfatti quando hanno ricevuto risposte chiare e complete, dando invece minore importanza ad elementi formali della risposta e alla documentazione allegata. Riteniamo pertanto che debba essere rimosso l’obbligo di inserire documenti in allegato, a meno che tali documenti non siano stati oggetto di specifica contestazione da parte del cliente;
- La possibilità per il venditore di scegliere canali di comunicazione “*smart*” (es. email o altre modalità comunicative che utilizzino il *web*) da proporre al cliente che sottoscrive una offerta dove la comunicazione (es. contrattualizzazione, fatture) è interamente gestita tramite canali digitali.



***Linea di intervento “1.e” sul rafforzamento del sistema di indennizzi automatici***

Con riferimento a tale linea di intervento, si ricorda che nel Rapporto 596/2018 “*Monitoraggio retail. Rapporto per l’anno 2017*” sono stati evidenziati miglioramenti significativi per la gran parte delle diverse prestazioni monitorate.

Rispetto ai pochi ambiti di criticità rilevati nel suddetto Rapporto, un eventuale rafforzamento del sistema di indennizzi andrebbe previsto dopo un consistente periodo di osservazione e a fronte di una disciplina consolidata (come ad esempio gli *switching gas* non completati); sarebbe, invece, prematuro prevedere inasprimenti in caso di criticità sorte a seguito dell’introduzione di discipline recenti e fenomeni con cause da approfondire ulteriormente.

Infine la previsione di nuovi indennizzi a favore del cliente, a ristoro di mancate prestazioni da parte degli operatori, dovrebbe sempre essere preceduta dall’introduzione preventiva di standard generali che consentano un adeguato periodo di osservazione del fenomeno e di analisi delle motivazioni dello stesso. Ciò sarebbe pertanto in linea con l’iter seguito dall’Autorità in precedenti occasioni.

<p><b>OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio</b></p>
---

***Linea di intervento “2.a” sull’estensione del Rapporto annuale di monitoraggio retail***

Concordiamo con l’orientamento volto a far diventare il Monitoraggio Retail uno strumento sempre più utile ad un’analisi realistica delle dinamiche dei mercati elettrico e gas e una maggiore comprensione da parte dei consumatori delle caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori. In considerazione, però, del già elevato onere di *reporting* previsto in capo agli operatori, riteniamo necessaria una revisione generale dei suddetti obblighi di comunicazione: ciò al fine di evitare ulteriori aggravii per gli operatori e di prevedere un adeguato coinvolgimento del SII qualora i dati necessari siano per questo già disponibili.

Rileviamo inoltre come più che opportuna la rilevazione territoriale delle *performance* degli operatori: dai dati a nostra disposizione, il diverso ambito territoriale di riferimento può rilevare sotto diversi aspetti, ad esempio in termini di reclamosità (con riferimento alla *performance* del distributore territorialmente competente o al tasso di morosità locale) e di *performance* di fatturazione (in conseguenza dell’efficienza del distributore nella comunicazione delle letture e della situazione impiantistica della rete).



### ***Linea di Intervento “2.b” sull’attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici***

Enel condivide l’importanza della scelta consapevole del consumatore nel garantire il buon funzionamento del mercato e nel sostenere il miglioramento della qualità del servizio offerto dagli operatori.

In tale contesto, il Portale Consumi energetici (di seguito Portale) rappresenta uno strumento certamente centrale per aumentare la conoscenza del cliente sulle proprie abitudini di consumo e consentirgli di effettuare una scelta consapevole sul mercato. Ad oggi, gli archivi del SII sono accessibili soltanto agli operatori accreditati per il popolamento dei rispettivi dati e la gestione dei clienti (circa un migliaio di società in tutto). Aprire l’accesso del SII a potenziali decine di milioni di soggetti pone sicuramente problemi di sicurezza per il Sistema stesso e per i dati di consumo dei clienti che, come noto, costituiscono dati sensibili.

Pertanto, si condivide innanzitutto il principio di gradualità previsto per l’avvio e l’entrata a regime del nuovo Portale, che prevede l’accesso a parti terze solo in una seconda fase.

Vista la sensibilità dei dati, si ritiene inoltre necessario prevedere adeguate misure di sicurezza che limitino la vulnerabilità del Sistema e possibili comportamenti scorretti da parte di soggetti poco seri (ciò in linea anche con il Regolamento UE sulla privacy GDPR). In tal senso, si ritiene opportuno l’utilizzo di un sistema di autenticazione “forte” per i clienti (es. SPID di secondo livello di sicurezza).

Parimenti si rileva la necessità di assicurare al cliente adeguate informazioni (es. *disclaimer* o *pop-up*) funzionali a chiarire la finalità dei dati di consumo pubblicati sul Portale che, seppur importanti per la capacitazione del cliente, non possono costituire la base di interpretazione dei documenti di fatturazione inviati dal venditore. Difatti, in considerazione delle tempistiche, delle tipologie di prodotti e delle modalità di fatturazione dei venditori, il cliente potrebbe rilevare una non perfetta coincidenza tra i consumi fatturati ed i dati rilevati e validati dal distributore e messi a disposizione sul Portale.

### ***Linea di intervento “2.c” sul miglioramento degli strumenti di confrontabilità delle offerte***

Enel ritiene che il Portale Offerte, istituito da Arera e gestito dall’Acquirente Unico rappresenta già ad oggi un utile ed efficiente strumento di comparazione tra le diverse e molteplici offerte degli operatori sul mercato libero.

Riguardo all’opportunità di estendere le funzionalità del Portale Offerte per aumentare la consapevolezza e la fiducia del cliente, sarebbe importante dare adeguato risalto anche agli aspetti attinenti la qualità del servizio delle aziende - aspetti oggi trascurati dal Portale, a vantaggio della dimensione del prezzo. Tra i diversi parametri di confrontabilità



e di ricerca delle offerte, si suggerisce di inserire, per es. l'impegno dell'operatore nella sostenibilità ambientale - aspetto che trova poi diretta attuazione anche nelle offerte proposte (es. offerte di energia "verde") -, la capacità di risoluzione delle richieste e delle problematiche presentate dai clienti in tempi brevi, la presenza di una pluralità di canali (fisici/telefonici/digitali) cui il cliente può rivolgersi per l'evasione delle proprie richieste o per ricevere informazioni.

### **OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili**

#### ***Linea di intervento "3.a" su semplificazione ed efficientamento delle modalità di accesso ai bonus***

Siamo d'accordo con questa linea di intervento.

#### ***Linea di intervento "3.b" sull'estensione del numero di beneficiari del bonus***

Siamo d'accordo con questa linea di intervento.

#### ***Linea di intervento "3.c" sulla definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali***

Anche in considerazione della frequenza negli ultimi anni del verificarsi di eventi eccezionali e di forza maggiore, Enel condivide pienamente l'opportunità di definire modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali. L'adozione di un procedimento standard, infatti, consentirebbe agli operatori di pre-impostare i propri sistemi informativi e processi gestionali, con conseguenti benefici in termini di riduzione delle tempistiche di intervento e contenimento dei relativi oneri economici e gestionali.

A tal proposito, riteniamo che le modalità standardizzate dovrebbero riguardare, in particolare, la tipologia di agevolazione applicabile (es. sospensione fatturazione e pagamenti e/o agevolazioni tariffarie e contributi di connessione) e le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni (es. istanza del cliente o automatismo).

#### ***Linea di intervento "3.d" sulla promozione delle finalità sociali delle Comunità energetiche***

Al fine di facilitare la partecipazione da parte di ampie fasce della popolazione alla produzione diretta di energia elettrica, sarà utile rendere più accessibile l'autoconsumo sia in forma individuale che condivisa. Diversi strumenti possono essere utilizzati per tale scopo.

Dal punto di vista normativo-regolatorio, l'introduzione dello scambio sul posto esteso, tramite meccanismi commerciali e utilizzo della rete pubblica esistente, permetterebbe di



attribuire ad una collettività di consumatori i vantaggi derivanti dallo scambio sul posto esonerandoli dal pagamento delle componenti variabili degli oneri di sistema e di rete. Contestualmente andrebbe previsto un incremento della soglia massima di potenza per l'accesso al meccanismo valutandone l'estensione anche a situazioni in cui l'impianto di produzione non sia vicino al punto di consumo nella titolarità del titolare, purché la potenza dell'impianto sia congruente con i consumi dell'area in cui si intende installarlo, in modo da cogliere i vantaggi dell'autoconsumo (minori perdite di rete grazie alla prossimità tra produzione e consumo). Tale sistema andrebbe comunque monitorato al fine di valutarne gli effetti in termini di raggiungimento del target di decarbonizzazione e sviluppo delle rinnovabili (a rischio se il livello di supporto ottenuto tramite l'esenzione dagli oneri di sistema risultasse troppo basso) e di spesa per la collettività (in caso di livello di supporto troppo alto). Andrebbe, quindi, valutata la possibilità di adottare forme esplicite di incentivazione, qualora ancora necessarie, per la promozione di soluzioni impiantistiche efficienti: l'incentivazione esplicita rappresenta sicuramente la forma di sostegno più selettiva, controllabile, efficace e trasparente.

In termini più generali, in alcuni casi, le comunità locali potrebbero partecipare finanziariamente ad un progetto di realizzazione di un impianto a fonte rinnovabile, diventando proprietari di una piccola porzione di impianto, e si potrebbero prevedere specifiche misure finalizzate a destinare una parte degli oneri compensativi ambientali agli utenti in condizioni economiche disagiate (residenti nella zona dove si andrebbe a realizzare l'impianto) sotto forma di sostegno al pagamento della bolletta elettrica così da ridurre il fenomeno della povertà energetica.

In tal modo, i cittadini da un lato potrebbero essere coinvolti nello sviluppo economico e sostenibile del territorio ricevendo un ritorno annuale e/o energia rinnovabile a costo certo e conosciuto ex-ante e dall'altro potrebbero contribuire al sostegno delle famiglie in difficoltà economiche. Tutto ciò potrebbe sicuramente migliorare anche l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili da parte delle comunità locali.

## **B. Approccio regolatorio all'innovazione di sistema**

### **OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca**

Enel ritiene che la previsione di specifiche «sandbox», come proposto dall'Autorità possa rappresentare un utile strumento per effettuare sperimentazioni di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione, sia per quanto attiene la qualità del servizio (si veda OS. 21), sia per i sistemi di smart metering di seconda generazione.

## C. Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della compliance regolatoria

### OS.5 Rafforzamento della accountability regolatoria

In un'ottica di confronto costante e aperto con tutti gli stakeholder, si concorda con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente il canale di interazione costituito dall'Osservatorio della regolazione. In particolare, si ritiene molto utile la creazione di un network di riferimento allargato a tutti i soggetti interessati in quanto lo stesso consentirà di rafforzare le attività di valutazione dell'impatto della regolazione soprattutto in una prospettiva *ex-ante* e migliorare la trasparenza del processo regolatorio, facilitando l'acquisizione di informazioni e proposte utili alla predisposizione di successivi documenti di consultazione sull'evoluzione della regolazione, anche al fine di evitare *over regulation*.

### OS.6 Promozione della compliance regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

Si condivide l'obiettivo relativo alla graduale introduzione di nuovi strumenti di compliance regolatoria e alla valorizzazione di strumenti alternativi alle sanzioni pecuniarie nei casi di violazioni di particolare tenuità o di carattere ripetitivo (quali chiarimenti, raccomandazioni e intimazioni). In tal senso sarebbe tuttavia opportuno definire, anche con il contributo degli operatori, delle linee guida al fine di identificare in maniera chiara le violazioni per le quali è possibile far ricorso ai suddetti strumenti alternativi.

Accanto a tali strumenti si suggerisce l'introduzione di un ulteriore strumento quale la moral suasion che – al pari di quelli sopra elencati - consentirebbe all'Autorità di far cessare condotte potenzialmente illegittime senza attivare l'ordinaria procedura istruttoria.

Infine, si manifesta apprezzamento per l'impegno di ridurre significativamente le tempistiche procedurali, al fine di garantire maggiormente il diritto di difesa degli operatori in linea con i canoni del "giusto procedimento". Nell'ottica di riduzione dell'onerosità connessa ai procedimenti sanzionatori si ribadisce anche l'importanza di estendere l'applicazione dell'autodenuncia (c.d. self-reporting), con conseguente possibilità di accesso alla procedura semplificata di cui all'art. 5 del Regolamento Sanzioni e Impegni e, in via cumulativa, il riconoscimento delle relative attenuanti.





## **2. OBIETTIVI STRATEGICI 2019-2021 E LINEE DI INTERVENTO: AREA AMBIENTE**

### **B. Sviluppo efficiente delle infrastrutture**

#### **OS.12 Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento**

Enel concorda con l’Autorità sulla necessità di promuovere infrastrutture di telecalore di elevata qualità, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, integrate – per quanto possibile - con altri sistemi energetici ad esempio da fonti rinnovabili. La suddetta previsione, infatti, contribuirà sia all’incremento di flessibilità e resilienza degli altri sistemi energetici, sia al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico fissati dalla Comunità Europea.

Enel ritiene però che sia necessario:

- Prevedere una differenza tra sistema di teleriscaldamento urbano e sistema di teleriscaldamento “rurale”;
- Prevedere l’esclusione dalla regolazione del teleriscaldamento delle “reti” costruite ai fini ambientali e non speculativi, a vantaggio delle piccole comunità locali disperse nel territorio e sulla base di accordi con le istituzioni locali.

Nei suddetti casi, infatti, per natura stessa degli accordi, sono garantite sia la sostenibilità delle infrastrutture sia la tutela dei consumatori finali.

## **3. OBIETTIVI STRATEGICI E LINEE DI INTERVENTO - AREA ENERGIA-**

### **A. Mercati efficienti e integrati**

#### **OS.16 Sviluppo di mercati dell’energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo**

Al fine di accompagnare la transizione energetica low carbon in un quadro di sicurezza ed efficienza dei costi di sistema, gli attuali mercati dell’energia dovranno essere affiancati da strumenti a termine (capacity market e strumenti simili) in grado di fornire i segnali di prezzo necessari all’evoluzione del parco di generazione. Al contempo, andrà salvaguardata e preservata l’efficienza di breve termine attraverso la riforma dei mercati spot per garantire il dispacciamento ottimale di tutte le risorse di sistema.





***Linea di intervento “16.a” sulla riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento***

Si condivide l’approccio seguito dall’Arera per la riforma organica del servizio del dispacciamento. Tuttavia, con riferimento alla Demand Response, si ritiene necessario intervenire nel breve termine con alcuni interventi correttivi sui progetti pilota in particolare in termini di:

- Remunerazione delle risorse che andrebbe commisurata alla disponibilità a fornire il servizio (i.e. un servizio prestato per 6 ore viene oggi remunerato come uno prestato per 4 ore ma implica un maggiore impegno per il cliente).
- Alleggerimento delle penalità per fornitura parziale del servizio: la natura sperimentale dei piloti mal si concilia con le regole troppo stringenti previste dagli attuali regolamenti (i.e. in alcuni casi viene prevista addirittura la rescissione del contratto con Terna).

A regime la partecipazione della domanda attiva andrebbe integrata in strumenti di mercato per l’adeguatezza, quali il Capacity Market, prevedendone una partecipazione diretta tramite aggregatori (il regolamento consultato da Terna prevede una partecipazione indiretta e solo da parte dei consumatori senza la possibilità di intermediazione di aggregatori in realtà fondamentali per l’efficiente partecipazione di realtà di ridotte dimensioni).

Per quanto concerne il tempestivo avvio del mercato infragiornaliero, si ribadisce quanto già riportato nelle posizioni di Enel espresse in occasione delle relative consultazioni. Più in particolare, si riafferma l’esigenza di prevedere per tutti i mercati dell’energia – quindi anche per l’MGP e per le sessioni ad asta dell’MI e non per la sola sessione infragiornaliera continua - modalità di negoziazione di portafoglio, lasciando ad una fase ad hoc di nomina la gestione della posizione fisica per singola unità di produzione e consumo. Si ribadisce inoltre la necessità di introdurre strumenti di mercato finalizzati alla selezione e alla remunerazione dei vincoli sulle unità di produzione e consumo necessari a gestire il coordinamento tra le sessioni del mercato infragiornaliero e quelle del mercato dei servizi di dispacciamento.

***Linea di intervento “16.b” sulla revisione della disciplina degli sbilanciamenti***

La corretta formazione del prezzo di sbilanciamento rappresenta un elemento fondamentale per il buon funzionamento dell’intero mercato. Pur condividendo la necessità di monitorarne costantemente l’andamento al fine di evitare fenomeni speculativi a danno dei consumatori - quali quelli osservati nel mercato italiano dal 2012 al 2016 - si ritiene che la regolamentazione implementata dal 2017 abbia oramai messo in sicurezza il sistema.



Passando alla possibile introduzione dei prezzi nodali, si evidenzia come tale disciplina potrebbe apportare efficienze economiche trasferendo agli operatori segnali più corretti e puntuali del valore dell'energia da un punto di vista geografico. Tuttavia, considerato che il mercato italiano è stato sin qui gestito sulla base di una configurazione zonale, l'eventuale transizione ai prezzi nodali dovrebbe avvenire gradualmente, salvaguardando da un punto di vista economico le scelte intraprese nell'ambito del precedente assetto di mercato.

A tal fine sarebbe opportuno riconoscere gratuitamente, per un congruo periodo e limitatamente agli impianti già esistenti al momento dell'introduzione del nuovo meccanismo, le coperture di prezzo (FTR) tra il nodo definito nel nuovo sistema ed il prezzo di sbilanciamento della macrozona di mercato preesistente (calcolato con le regole vigenti prima dell'introduzione dei prezzi nodali). In ogni caso, la transizione ai prezzi nodali dovrà essere testata dal punto di vista degli algoritmi al fine di verificare che non emergano criticità o distorsioni; in particolare sarà necessario garantire massima trasparenza da parte del TSO in merito al prezzo di sbilanciamento nodale risultante, tale da consentire a ciascun operatore di ricostruire e replicare il calcolo sui nodi di propria competenza.

***Linea di intervento "16.c" sul completamento della disciplina del mercato della capacità***

Si condivide la necessità di completare quanto prima la disciplina del Capacity Market. Sarà necessario prevedere una piena e diretta partecipazione della domanda attiva al meccanismo (oggi è prevista una partecipazione di tipo indiretto) anche attraverso la figura degli aggregatori (ad oggi esclusi). Le rinnovabili, gli accumuli, la demand response, e, ove necessario, nuova capacità alimentata a gas saranno le risorse su cui fare leva per mantenere elevati standard di adeguatezza anche a fronte del phase-out accelerato delle centrali a carbone. Tuttavia, il nuovo mercato potrà produrre i benefici sperati solo se accompagnato da una forte accelerazione delle procedure di autorizzazione per la realizzazione di nuovi impianti di produzione (sia rinnovabili che convenzionali) che delle infrastrutture di trasmissione e di distribuzione.

Inoltre, il phase-out accelerato delle unità a carbone impone una importante riflessione sugli strumenti ad hoc da adottare per mantenere in esercizio tali asset per gli anni in cui tale capacità risulterà fondamentale per la gestione in sicurezza del sistema elettrico ma non sarà in grado di sostenersi economicamente partecipando al mercato elettrico (la partecipazione al mercato della capacità sarà con ogni probabilità preclusa alla capacità a carbone). Gli strumenti da mettere in campo dovranno assicurare una adeguata copertura dei costi ai titolari degli impianti a cui verrà richiesto di mantenere la capacità in esercizio per motivi di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico.



Infine, occorrerà considerare la messa a punto di ulteriori strumenti di copertura a lungo termine finalizzati all'approvvigionamento di servizi di flessibilità specifici e diversi dall'adeguatezza (ad esempio inerzia, regolazioni veloci di frequenza/potenza, regolazione di tensione, ecc.) da allocare tramite procedure competitive che garantiscano la massima partecipazione degli utenti in un quadro di attribuzione efficiente dei rischi e delle opportunità. Tali procedure, organizzate dai TSO e DSO, dovranno identificare il fabbisogno prospettico di servizi (attività che può essere meglio svolta dagli operatori di rete) e i requisiti di erogazione, lasciando al mercato l'individuazione delle migliori soluzioni tecnologiche ed industriali per la relativa fornitura.

***Linea di intervento “16.d” sulla revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia***

Una eventuale revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto del gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione deve: (i) considerare una ripartizione degli oneri sostenuti per finalità generali in capo a tutti gli utilizzatori finali del gas incluse le centrali termoelettriche; (ii) evitare di introdurre ulteriori revisioni nel mercato dell'energia elettrica, che alterino i profili di redditività di investimenti già sostenuti e quindi la sostenibilità finanziaria degli operatori; (iii) avere tempi di applicazione idonei a consentire l'adeguamento dei piani operativi e di investimento delle aziende che operano nel settore.

***Linea di intervento “16.e” sul completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale***

Per quanto riguarda la nuova disciplina di conferimento di capacità, il completamento della riforma dovrà tenere conto, auspicabilmente, dei seguenti punti.

1. Evitare effetti distorsivi, dovuti alla ineguale contemporaneità dei prelievi sui diversi citygate, che si tradurrebbero in un diverso costo, a seconda del citygate in cui ci si trova per clienti con medesime caratteristiche di uso e prelievo. E' opportuno quindi evitare – per una concorrenza effettiva tra operatori- di rendere diversamente contendibili i city gate (di conseguenza il portafoglio clienti) e creare costi di capacità differenziati in base alle specificità del singolo city-gate.
2. Con riferimento ai venditori, Enel ritiene essenziale che siano resi indenni da effetti distorsivi che possono sorgere da una mancata armonizzazione dei costi di capacità retrocessi dai trader rispetto ai ricavi tariffari incassati dai clienti finali.
3. Il calcolo delle tariffe di trasporto (sia dei ricavi riconosciuti sia dei corrispettivi di capacità) dovrà tenere conto delle nuove modalità di conferimento automatico di capacità ai citygate.

4. Più in generale, nel periodo in questione insiste anche la contemporanea riforma della disciplina del settlement che avrà impatti anche sul mercato di bilanciamento, stante l'attività di Snam nella nomina dei differenziali tra immesso e prelevato a citygate e considerata l'introduzione di due elementi rilevanti, quali la profilazione dinamica dei prelievi e la logica bottom up di risalita dei dati di misura ai fini del bilanciamento e del settlement. Alla luce del nuovo assetto, appare indispensabile, nell'ottica di un percorso di apprendimento e di test del nuovo quadro regolatorio garantire ai soggetti interessati pieno coinvolgimento nell'implementazione delle riforme e dei processi, in modo da testare e monitorare le principali novità introdotte, avendo in ogni caso riguardo per eventuali penalizzazioni che potrebbero sorgere nell'applicazione delle nuove regole (penali di sbilanciamento e superi di capacità ad esempio). E' inoltre evidente la centralità che assumono le misure nel settore gas, inscindibilmente legate sia alla corretta fatturazione dei prelievi per i clienti che alla migliore allocazione e previsione dei volumi bilanciati in rete. A tal fine si ribadisce l'urgenza di armonizzare quanto prima la disciplina della misura (effettiva e teleletta con i nuovi smart meters) e delle perdite di rete gas con le stringenti esigenze degli operatori del mercato e del TSO per un miglior bilanciamento del gas ed un'efficiente allocazione dei costi.

Con particolare riguardo al TSO, si ritengono condivisibili gli interventi volti a separarne il ruolo da quello del Responsabile del Bilanciamento (RdB). Si ritiene altresì opportuno che, come avviene per il sistema degli incentivi relativi al bilanciamento, vi sia un monitoraggio costante delle azioni del RdB sui mercati al fine di valutarne l'impatto per gli altri operatori e prevenire eventuali distorsioni, assicurando al contempo trasparenza ed efficienza al suo ruolo.

***Linea di intervento "16.f" sul rafforzamento degli strumenti di monitoraggio del funzionamento dei mercati***

Si condivide infine l'intenzione di rafforzare gli strumenti di monitoraggio in ambito REMIT, con l'obiettivo di individuare e prevenire possibili abusi di mercato su scala italiana ed europea. In quest'ottica il regolamento REMIT fornisce ad Arera uno strumento importante per rafforzare la fiducia dei consumatori nell'integrità dei mercati italiani dell'energia.

***OS. 17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato***

Enel condivide pienamente l'importanza che Arera riconosce alla necessità di semplificare la regolazione per renderla più flessibile e proporzionata, evitando over-regulation. Riteniamo che in tal senso si possa intervenire su alcuni aspetti specifici (la modulistica contrattuale, i già menzionati reclami, il layout bolletta).



Una regolazione meno dettagliata potrebbe essere efficace anche con riferimento al tema, attualmente in discussione, di definizione delle responsabilità tra operatori e clienti in caso di “maxi-conguagli”. In tale ambito, a nostro avviso, gli operatori potrebbero essere responsabilizzati al perseguimento dell’interesse generale (i.e. ottenere letture effettive) attraverso la definizione di pochi principi/obiettivi che, a meno delle necessarie standardizzazioni inerenti i flussi informativi, lascino loro flessibilità nell’attuazione delle concrete modalità operative atte a raggiungerli.

In vista del superamento dei regimi di prezzo, riteniamo poi fondamentale proseguire con il rafforzamento degli strumenti a contrasto della morosità su tutti i fronti in cui essa si manifesta. Come noto tale fenomeno sta affliggendo tutta la filiera ed attiene tanto al cliente finale quanto ai venditori.

In particolare, infatti, negli ultimi anni abbiamo assistito ad un incremento esponenziale delle inadempienze dei trader che, oltre a minare la tenuta del Sistema, compromettono la fiducia del consumatore nel mercato e vanno perciò il più possibile arginate.

***Linea di intervento “17.a” sull’adeguamento della regolazione dei servizi di ultima istanza per i clienti senza un fornitore sul mercato libero al termine dei regimi di tutela***

Enel condivide la necessità di definire, nel caso di superamento delle tutele di prezzo e conseguente termine del servizio di maggior tutela, una nuova regolazione per i servizi di ultima istanza rivolti ai clienti di piccole dimensioni.

***Linea di intervento “17.b” sullo sviluppo e adeguamento delle forme di tutela non di prezzo e la revisione della qualità del servizio di vendita***

I dati di monitoraggio sul mercato *retail* dell’energia elettrica restituiscono nel complesso una fotografia di grande dinamicità. Come rappresentato dall’Autorità, a fine 2018 quasi la metà delle famiglie (46%) ha abbandonato il regime di tutela e scelto il mercato libero, e la percentuale corrispondente si avvicina al 60% sul segmento delle piccole imprese connesse in BT. Il numero elevatissimo di società di vendita operanti sul mercato, inoltre, se da una parte impone di considerare la questione dell’impatto su affidabilità e solidità del sistema, dall’altra dimostra che le barriere all’entrata sul mercato sono pressoché inesistenti e che i clienti hanno ampia possibilità di scelta di imprese e offerte.

Al fine di rappresentare in maniera sempre più completa le dinamiche del mercato, auspichiamo che nei prossimi Monitoraggi venga dato il corretto risalto anche ad altri aspetti fondamentali quali:

- dinamicità dei clienti del mercato libero: se è vero che nel primo passaggio di uscita dalla tutela per i domestici circa il 68% dei clienti passa al venditore collegato al distributore, in realtà si tratta di un effetto del tutto temporaneo. Una volta sul mercato libero, infatti, i clienti cambiano fornitore con estrema dinamicità: ogni anno cambia fornitore il 21% dei clienti domestici, percentuale più alta di quella riscontrata in un mercato liberalizzato da molto tempo come quello britannico (18%).
- trend di riduzione quota di mercato operatori integrati, a fronte della dinamicità del mercato sopra rilevata.
- Indagini sulla soddisfazione dei clienti: utili elementi ai fini del Monitoraggio sono emersi ad esempio dall'indagine demoscopica presentata a febbraio dall'Autorità nell'ambito del convegno "*Monitoraggio retail: uno strumento per l'evoluzione del mercato*", nella quale vengono rappresentati elevati livelli di soddisfazione per il proprio fornitore da parte dei clienti inattivi.

Fermo restando i segnali di dinamicità e concorrenzialità già menzionati, prima di procedere al completo superamento del regime tutelato è sicuramente opportuno introdurre una serie di misure (alcune delle quali già previste dalla Legge Concorrenza) volte a rafforzare ulteriormente il buon funzionamento del mercato:

- L'entrata in vigore di un Albo dei venditori e l'emanazione di una norma per definire una nuova gestione degli oneri di sistema (come meglio declinate in riferimento all'OS19);
- Il potenziamento degli strumenti a contrasto della morosità contro il cd. turismo energetico dei clienti finali e le inadempienze dei venditori. In particolare, in merito alla morosità del cliente finale, a nostro avviso si potrebbe rivalutare l'introduzione anche in Italia del cd. blocco dello switching in vigore già da tempo in UK per migliorare significativamente la gestione del credito da parte degli operatori e minimizzare anche le eventuali ricadute sulla collettività. Al fine poi di valutare l'affidabilità del cliente il prima possibile, quindi già in fase di acquisizione, oltre all'arricchimento del pre-check meglio dettagliato all'OS18 appare opportuno rivalutare anche l'attivazione della Banca dati dei morosi del settore energetico (BICSE) proposta dalla stessa Autorità nel 2012 e su cui già si erano espresse positivamente sia le commissioni parlamentari che il Garante della privacy. Ciò anche sulla scorta della recente attivazione della SIMOITEL, ovvero della banca morosi della telefonia.
- Il rafforzamento della "capacitazione": è necessario puntare su informazione e trasparenza, per favorire ancora di più la consapevolezza e la fiducia nel mercato da parte dei clienti. A questo proposito, condividiamo l'intenzione di analizzare il diverso



grado di consapevolezza e capacità di partecipazione al mercato che si riscontra tra i clienti finali, in modo da poter individuare gli strumenti di accompagnamento più opportuni verso il superamento dei servizi di tutela. A tal fine, ad esempio, si potrebbe integrare anche lo stesso Monitoraggio retail con una sezione di approfondimento dedicata al tema della “vulnerabilità”.

Condividiamo infine anche l’obiettivo di favorire l’utilizzo di strumenti innovativi nei confronti dei clienti più “capacitati”. Al riguardo si evidenzia come, alla luce di una crescente spinta verso la digitalizzazione e verso la sostenibilità ambientale, sia importante che la regolazione consenta ai venditori una sempre maggiore flessibilità di utilizzo degli strumenti di comunicazione con i clienti più tecnologici (es. in modo da rendere possibili risposte rapide e semplici a reclami inviati per via elettronica, come già detto).

Più in generale, si rileva come diventi fondamentale semplificare l’approccio con il cliente per migliorare l’interazione: semplificare significa in primo luogo garantire al cliente una maggiore trasparenza e chiarezza nel rapporto e permettere a quest’ultimo di poter disporre in maniera semplice di un quadro completo dei diritti e doveri che discendono dal contratto di fornitura cui si è aderito. In tale ottica si propone di semplificare e snellire il contenuto delle Condizioni Generali di Fornitura attualmente regolate dal Codice di Condotta Commerciale, fermo restando, ovviamente, il rispetto degli elementi minimi essenziali per la corretta configurazione del contratto.

***Linea di intervento “17.d” sull’avvio/prosecuzione di specifiche campagne di comunicazione/informative volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico.***

Siamo d’accordo con questa linea di intervento.

<b>OS. 18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato</b>
--

Condividiamo l’obiettivo generale di completare la razionalizzazione e la semplificazione dei principali flussi informativi funzionale all’efficientamento del mercato retail, sia per il settore elettrico che per quello del gas, valorizzando sempre più il ruolo del SII come *hub* centrale per lo scambio informativo tra gli operatori nonché di “notaio” e “certificatore” delle principali operazioni commerciali del mercato.

A tal fine riteniamo corretto intervenire essenzialmente sui seguenti ambiti.





## 1. Processi commerciali

Necessario completare la standardizzazione e la centralizzazione nel SII dei principali processi di accesso al mercato (sicuramente attivazione, disattivazione e sospensione della fornitura come espresso nel Quadro Strategico) oltre che un efficientamento della gestione della morosità dei clienti, che rammentiamo essere uno dei principali obiettivi della stessa legge istitutiva del SII L.129/10. A tal proposito riteniamo che uno degli efficientamenti prioritari sia quello di potenziare il servizio di pre-check arricchendolo con le informazioni relative alla morosità del cliente finale attualmente fornite al venditore in fase di revoca dello switching. Ciò consentirebbe di fatto al venditore di anticipare le sue valutazioni circa la rischiosità del cliente in acquisizione evitando, nel caso, di richiedere prima lo switching e di revocarlo poi, con evidenti semplificazioni e risparmi gestionali per tutti, operatori, SII e clienti, sia in termini di flussi informativi che di tempi.

## 2. Misure

Necessario consolidare gli standard del settore elettrico (in particolare centralizzare l'elaborazione da parte del SII dei flussi dati funzionali allo switching e dei flussi dei dati storici) e completare la razionalizzazione e la semplificazione dei flussi di cui alla Determina 6/2016, avviate a febbraio scorso con il "GdL Standard Misure gas". Al fine di migliorare altresì le performance del settore gas, riteniamo necessario incentivare l'utilizzo dei dati di consumo reali aumentando la frequenza di rilevazione per i misuratori tradizionali e rendere mensile la frequenza di rilevazione per quelli *smart* messi in servizio indipendentemente dal consumo annuo del cliente. D'altra parte le prassi dei principali DSO gas hanno oramai superato gli obblighi minimi di rilevazione previsti dalla attuale regolazione rimasti invece fermi alla precedente tecnologia.

Sempre nell'ambito della misura del settore elettrico, riteniamo corretta la linea di intervento proposta nel Quadro Strategico di superamento progressivo delle attuali procedure di profilazione dei consumi su base convenzionale in favore dell'utilizzo dei dati effettivi rilevati dai DSO, anche in virtù dell'ormai pressoché totale diffusione dei contatori teleletti e del veloce incremento dei punti trattati orari. Analogο percorso potrà essere successivamente effettuato nel gas, sulla scorta della maggiore disponibilità delle misure effettive rilevate dai DSO. Disponibilità certamente favorita dall'ampliamento del piano di roll-out e diffusione sempre più ampia degli smart meter, che dovrà essere ulteriormente incentivata ed estesa a tutti i distributori, indipendentemente dal numero di clienti serviti.

## 3. Altri standard

Sempre in ottica di razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi, ci preme segnalare altre due aree di intervento: i) standardizzare quanto prima i flussi gestionali relativi ai documenti regolatori contabilizzanti il servizio di distribuzione gas inviati dal DSO ai trader, in analogia a quanto fatto per il settore elettrico con il CADE. Ciò agevolerebbe, tra l'altro, anche la gestione della nuova norma sulla fatturazione elettronica; ii) individuare dei flussi informativi dedicati al trasferimento al venditore dei dati inerenti il periodo di prescrittibilità e le motivazioni delle mancate letture da parte del DSO. Ciò al fine di individuare correttamente l'attribuzione delle responsabilità e garantire la corretta applicazione delle nuove disposizioni sulla "prescrizione breve" nel settore energetico.

**OS. 19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati**

Il tema delle misure di contenimento del rischio di controparte nel servizio di trasporto riveste un'importanza centrale per la tenuta del Sistema soprattutto alla luce dell'incremento del numero di default e inadempienze dei venditori cui abbiamo assistito negli ultimi anni e che stanno causando ammanchi molto rilevanti a distributori e sistema (diverse centinaia di milioni di euro).

Aspetto, quest'ultimo, particolarmente delicato in quanto l'oggettivo aumento della rischiosità del settore, connesso alle numerose inadempienze dei trader, non risulta coperto dall'attuale assetto tariffario e ad oggi risulta mitigato soltanto per la quota Oneri di Sistema (OdS) attraverso il meccanismo di reintegro di cui alla delibera 50/2018. Riteniamo pertanto non più rinviabile l'adozione di adeguati strumenti di copertura dei crediti per gli oneri di rete lasciati dai trader risolti, come peraltro già previsto nella parte motiva della delibera 609/2015 <sup>1</sup> e ripreso nella delibera 654/2015 di approvazione del TIT 2016-2019.

Alla luce dell'esperienza maturata negli ultimi anni si condivide quindi pienamente l'obiettivo in oggetto, evidenziando al riguardo che oltre agli interventi specifici introdotti in via d'urgenza (come ad es. la clausola risolutiva per mancato adeguamento delle garanzie disposta dalla delibera 655/2018), risultano ormai indispensabili interventi più strutturali del quadro normativo generale sulla disciplina dei rapporti trader-distributori. In tale ambito è senz'altroprioritario rafforzare il Codice di Rete

---

<sup>1</sup>“...al verificarsi di situazioni eccezionali i meccanismi tariffari sopra richiamati potrebbero risultare non adeguati, con la conseguente necessità di adottare misure di ulteriore copertura, eventualmente mutuando le soluzioni individuate per i servizi di ultima istanza;”



## Codice di Rete della Distribuzione

Due le principali linee di intervento: ridurre tempi e attuali iter di risoluzione per inadempimento e prevedere criteri che assicurino garanzie di qualità e costantemente adeguate al numero dei clienti gestiti. In questo modo, da un lato si otterrebbe la riduzione dell'esposizione creditizia del sistema e la possibilità per i venditori di porre in essere comportamenti opportunistici e, dall'altro, potrebbe ridursi anche l'ammontare delle garanzie che devono essere prestate dai venditori, allentando così le tensioni emerse sul tema negli ultimi anni.

Su quest'ultimo aspetto, poi, si potrebbe rapidamente prevedere l'estensione al servizio di trasporto della verifica rolling di capienza delle garanzie in fase di switching già proposta per Terna con DCO 84/2019. Ciò concorrerebbe infatti al contenimento del rischio controparte, soprattutto nei casi di spostamenti massivi di clienti attivati strumentalmente dai venditori inadempienti prossimi alla risoluzione del contratto (per continuare ad operare attraverso altri veicoli societari). A tale scopo il SII può certamente rivestire un ruolo centrale di controllo e monitoraggio di operazioni che, se pur di per sé "legittime", possono essere volte ad eludere gli obblighi regolatori e contrattuali dell'Utente.

## Albo Venditori

Auspichiamo che un fattivo dialogo tra le istituzioni possa accelerare l'introduzione di un Elenco efficace ad abilitare solo operatori realmente affidabili e che rispettino tutti gli adempimenti verso la filiera a monte. A tale scopo l'Autorità ha inviato al Governo una proposta già indirizzata a definire i principali requisiti di accesso e permanenza nell'attività di vendita. Riteniamo pertanto senz'altro utile che l'Autorità abbia già previsto alla linea di intervento a) lo sviluppo di *".... strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema...."*. Auspichiamo inoltre che il decreto istitutivo preveda l'esclusione dall'Albo in caso di risoluzione dei contratti di trasporto e dispacciamento oltre a forme di corresponsabilizzazione del venditore (c.d. reseller o controparte commerciale del cliente finale) con il soggetto (il cd. Utente del dispacciamento e trasporto) che assume per conto del primo impegni verso il Sistema.

Riteniamo invece sia da valutare con particolare attenzione un eventuale inserimento di indicatori della capacità di gestione dei processi commerciali dei venditori tra i requisiti vincolanti dell'Albo. Quest'ultimo infatti non dovrebbe essere volto a distinguere gli operatori in base alla loro competitività sul mercato (abilitando quelli "bravi" dal punto di vista commerciale) ma autorizzare all'attività di vendita solo in base a criteri di solidità ed affidabilità.



## Oneri Generali di Sistema

Senz'altro corretto l'orientamento più volte espresso da codesta Autorità di ritenere che gli OdS trovino la loro collocazione naturale nella fiscalità generale e che, per questo, ne ha recentemente proposto il trasferimento, quantomeno parziale, dalla bolletta al sistema fiscale.

In alternativa, o comunque nelle more di tale riforma, una revisione dell'assetto di esazione di tali voci dovrebbe comunque tenere conto della Risoluzione unificata della X Commissione della Camera dei Deputati dello scorso Gennaio che ha previsto il diretto coinvolgimento dell'Acquirente Unico (SII) nella verifica dei versamenti degli OdS da parte di clienti e venditori. Coinvolgimento che, considerato il ruolo terzo e pubblico di AU, potrebbe evolvere anche in una gestione complessiva di tutta la partita proprio da parte di AU. In ogni caso, riteniamo che qualsiasi soluzione debba lasciare indenni degli eventuali ammanchi tanto i clienti corretti quanto gli operatori regolari della filiera che non devono più fare da banca del sistema.

Per tali ragioni riteniamo che invece debba essere valutato con cautela quanto espresso dalla linea di intervento b) e cioè che la soluzione possa consistere in un mero efficientamento dell'attuale assetto di esazione degli OdS, prevedendo interventi che si fondano soltanto “...sull'incentivazione di tutti i soggetti della filiera elettrica alla gestione efficiente del credito pur mantenendo le attuali modalità di riscossione e lasciando immutato il ruolo dei venditori e dei distributori” non allentando completamente le tensioni sul tema.

## **B. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche**

### **OS. 20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio**

Il sistema elettrico sta vivendo una fase di cambiamento per via della diffusione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, dell'innovazione tecnologica e del ruolo attivo del consumatore. In questo contesto l'Autorità ha perfettamente individuato il ruolo centrale della rete come piattaforma abilitante della transizione energetica. Si ritiene quindi indispensabile creare un contesto favorevole agli investimenti nelle reti, in ottica di economicità e sostenibilità ambientale, per permettere e facilitare la transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, digitalizzato e decentralizzato

#### ***Linea di intervento “20.a” sul progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi***

Pur essendo disponibili a valutare sistemi di regolazione alternativi, Enel ritiene opportuno sottolineare che l'attuale approccio, differenziato fra costi di capitale e costi



operativi, ha consentito negli ultimi anni di realizzare importanti guadagni in termini di efficienza, sia negli investimenti che per quanto attiene i costi operativi, a beneficio dell'intero sistema.

E-distribuzione ha da sempre operato perseguendo obiettivi di efficienza sui costi, indipendentemente dal fatto che si trattasse di costi operativi o di investimenti. Infatti, l'attuale regolazione (rate of return) incentiva comunque gli operatori a fare efficienza. Infatti l'efficienza negli investimenti permette di effettuare più interventi a parità di risorse, con effetti positivi dal punto di vista tecnico, economico (considerati gli incentivi riconosciuti per la qualità del servizio) e reputazionale.

Ad ogni modo l'introduzione di un approccio integrato del riconoscimento dei costi è un processo da affrontare con la necessaria gradualità evitando di introdurre eccessivi elementi di rigidità e evitabili complessità per il sistema. Ad ogni modo, qualora si optasse per il superamento dell'attuale approccio, la nuova regolazione dovrebbe essere applicata uniformemente e contemporaneamente a tutte le imprese di distribuzione, al fine di evitare possibili discriminazioni fra imprese.

***Linea di intervento "20.c" sullo sviluppo di una regolazione che, specie nel settore del gas naturale, responsabilizzi le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le perdite.***

Al fine di garantire l'efficienza del sistema intero, è indispensabile dimensionare correttamente il fenomeno delle così dette perdite di rete, individuando puntualmente una soglia "normale" di percentuale di gas fisiologicamente disperso nelle reti di distribuzione. Tale quota dovrebbe rappresentare un valor medio accettabile oltre il quale eventuali inefficienze andrebbero addebitate esclusivamente al distributore e non socializzate. Al momento, infatti, il fenomeno delle differenze tra gas immesso in rete e prelevato dai clienti include fenomeni non solo fisici ma anche metrologici o frutto di meri errori materiali di misura che rendono impossibile la corretta individuazione delle responsabilità e finiscono col gravare sia sul sistema, anche in termini di bilanciamento delle reti, che sui clienti e sugli operatori.

***Linea di intervento "20.d" sulla messa a punto e implementazione del meccanismo tariffario parametrico per gli operatori di minore dimensione della distribuzione elettrica.*** Il meccanismo tariffario parametrico, per quanto utile alla semplificazione gestionale per le piccole imprese, deve comunque perseguire un obiettivo di efficienza dei costi ed in tal senso il costo parametrico riconosciuto deve essere determinato in modo da essere uno stimolo al contenimento dei costi. In aggiunta si dovrebbe prevedere un sistema di controllo delle performance qualitative al fine di evitare sottoinvestimenti da parte degli operatori. Un meccanismo così congeniato potrebbe costituire un incentivo alle



aggregazioni per quegli operatori che non riescono a raggiungere obiettivi di efficienza dei costi e livelli elevati di qualità del servizio.

***Linea di intervento “20.g” sullo sviluppo di una regolazione dello stoccaggio che tenga conto della remunerazione dal livello del servizio reso.***

Si condivide la linea d'intervento individuata nella misura in cui l'eventuale maggiore remunerazione legata a benefici per il sistema sia correttamente riflessa ai clienti finali (attraverso CRVos) e non comporti maggiori oneri per gli shipper.

**OS.21 Promozione della qualità del servizio  
e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo**

Nel nuovo scenario energetico il ruolo del distributore sta diventando sempre più chiave per l'effettiva realizzazione degli sfidanti obiettivi europei e nazionali. La centralità del ruolo del distributore nella transizione energetica in atto è comprovata dai fatti: basti pensare alle numerosissime connessioni di generazione distribuita in media e bassa tensione realizzate in pochi anni. L'ulteriore crescita della generazione distribuita dovrà comportare necessariamente il rafforzamento del ruolo del DSO per permettere la prosecuzione dello sviluppo della generazione distribuita in maniera efficiente e tecnicamente sicura.

Infatti, il ruolo cruciale del DSO nel sistema elettrico del futuro è riconosciuto sia a livello europeo – nelle Direttiva sul Mercato dell'elettricità che costituisce il fulcro del cosiddetto Clean Energy Package recentemente approvato dal Parlamento Europeo - che dallo stesso PNIEC, che prevede 26 mld€ di investimenti per interventi sulle reti di distribuzione nel periodo 2017-2030.

Lo stesso modello centralizzato del dispacciamento potrebbe essere ripensato alla luce delle previsioni di crescita delle FER non programmabili e dell'active demand: come previsto dal PNIEC, il dispacciamento dovrà necessariamente evolvere verso un modello sempre più decentralizzato, con ruolo più attivo del DSO. Da qui la necessità di un ancor più stretto coordinamento con il TSO per la gestione del sistema futuro.

Nel nuovo scenario inoltre il DSO dovrà potersi approvvigionare di risorse di flessibilità per esercire in qualità le proprie reti, come previsto anche dal Clean Energy Package e dal Council of European Energy Regulators. In ogni caso, è evidente che il DSO deve supervisionare e coordinare l'attivazione (anche da parte di terzi) delle risorse di flessibilità nelle sue reti. Tutto questo comporterà una evoluzione dell'approccio “fit-and-forget” al “fit-and-control”.



Lato offerta, la rete di distribuzione permetterà di connettere tutta la generazione distribuita necessaria a raggiungere gli ambiziosi obiettivi europei e permetterà a tali risorse di partecipare ai mercati dell'energia e alla gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Lato domanda, i contatori di seconda generazione - eccellenza tutta italiana - consentiranno la partecipazione attiva ai mercati anche dei consumatori più piccoli come quelli residenziali.

Il distributore rappresenta il facilitatore neutrale e naturale per abilitare la generazione distribuita e tutti i clienti alla partecipazione attiva ai mercati dell'energia e alla fornitura dei servizi. Un vero e proprio «catalizzatore» per il sistema.

In questo contesto fortemente mutevole Enel ritiene che l'attivazione di specifiche sandbox attraverso le quali il distributore possa ad esempio testare l'effettivo approvvigionamento di risorse di flessibilità possa rappresentare un utile strumento al fine di definire il futuro assetto del mercato dei servizi..

***Linea di intervento "21.a" Nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio***

Coerentemente con l'evoluzione descritta sopra, con specifico riferimento alla qualità del servizio, Enel ritiene necessaria una revisione dei meccanismi di regolazione della qualità che colga le effettive necessità delle diverse tipologie di clienti (documentabili tramite una survey) agevolando la sperimentazione di tecnologie innovative in ambiti territoriali specifici in un'ottica di futura regolazione Totex. Tale revisione regolatoria potrebbe vertere sui seguenti aspetti:

- a) Esecuzione di una survey che coinvolga clienti in media e bassa tensione – sia domestici che imprese – allo scopo di verificare l'effettivo impatto percepito dall'utenza degli attuali indicatori di qualità e in particolare delle interruzioni brevi e brevissime, in ottica di una possibile revisione degli obiettivi che ottimizzi il rapporto tra costi benefici;
- b) Avvio di progetti pilota stile «sandbox», in specifici ambiti territoriali, in cui effettuare una sperimentazione su larga scala di tecnologie innovative (i.e. selettività logica) sfruttando le evoluzioni in corso in termini di digitalizzazione delle reti elettriche allo scopo di ridurre il numero delle interruzioni per i clienti MT e BT in quegli ambiti, con l'introduzione di una deroga temporanea alla regolazione del numero delle interruzioni;
- c) Revisione del meccanismo statistico per l'identificazione di periodi di condizioni perturbate (PCP), al fine di prevedere una soglia di attivazione di tale meccanismo anche per le interruzioni brevi in analogia a quanto già esistente per le interruzioni lunghe al fine





di intercettare meglio i diversi fattori esogeni, anche quelli emergenti come il fenomeno delle fulminazioni che ha avuto un picco nel 2018, finora non pienamente considerati.

Riguardo alla necessità di aumento della resilienza, accogliamo con favore la disciplina regolatoria già definita dall’Autorità e ne chiediamo il completamento a breve, con la previsione di appositi meccanismi atti a favorire un sempre più rapido ripristino del servizio a fronte di eventi meteo estremi.

Come noto, infatti, i cambiamenti climatici in atto stanno comportando una forte e crescente pressione sulla rete elettrica di distribuzione. Fin dal 2017 e-distribuzione ha predisposto specifici piani di intervento volti ad incrementare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a fronte di eventi metereologici estremi sempre più frequenti. In tal senso, sono risultati fondamentali le indicazioni e gli input giunti dall’Autorità, che ha fornito un quadro regolatorio certo e stabile su un orizzonte temporale adeguato, permettendoci di indirizzare correttamente gli investimenti.

***Linea di intervento “20.b” Sviluppo dei sistemi di smart metering 2G nel settore elettrico***

Concordiamo con la volontà dell’Autorità di completare e semplificare la regolazione per permettere la rapida diffusione dei contatori 2G ed evitare discriminazioni fra i clienti a livello nazionale.

Tuttavia, in merito agli ultimi orientamenti dell’Autorità relativi all’installazione dei misuratori di seconda generazione da parte degli altri distributori, chiediamo che qualsiasi modifica alla regolazione prevista per questi ultimi, venga simmetricamente applicata anche ad e-distribuzione.

In tal modo si eviterebbe una misura discriminatoria e ingiustamente penalizzante proprio nei confronti dell’impresa distributrice che per prima ha investito in smart meter di seconda generazione garantendo, attraverso un approccio proattivo, un indubbio beneficio a favore dei clienti e del sistema in termini di tempestiva messa a disposizione delle nuove funzionalità legate ai suddetti dispositivi 2G.

**C. Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali**

**OS. 22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema**

***Linea di intervento “22.a” sulla promozione di decisioni di ACER che rispettino l’architettura central dispatch del sistema italiano***

Si concorda con l'idea di promuovere decisioni a livello europeo che rispettino nel breve termine la specificità dell'architettura central dispatch adottata in Italia. Tuttavia, il passaggio nel medio-lungo termine ad un sistema caratterizzato dalla larghissima diffusione di risorse collegate alle reti di distribuzione implicherà necessariamente un ripensamento del disegno di mercato in un'ottica diversa e che tenga conto delle nuove figure (aggregatori) e del ruolo sempre più centrale del gestore di rete di distribuzione.

***Linea di intervento “22.b” sulla promozione di normativa secondaria (codici di rete e linee guida per il settore elettrico) coerente con gli assetti nazionali.***

Relativamente alla partecipazione della domanda al mercato, andrebbe valorizzato il contributo che può essere fornito dalla crescente quota di mobilità elettrica attraverso il vehicle-grid-integration. In particolare, andrebbe estesa anche alle batterie di auto elettriche una regolamentazione simile a quella dello scambio sul posto e andrebbero previsti, eventualmente attraverso specifici progetti pilota, servizi ad hoc volti a favorire la partecipazione dei veicoli elettrici alla fornitura di servizi di flessibilità per il sistema elettrico (anche in riferimento al DSO, essendo tali risorse connesse alla sua rete).

***Linea di intervento “22.d” sul contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale.***

Enel condivide l'attenzione verso la decarbonizzazione e ritiene che vadano portate avanti le linee d'intervento già illustrate nella consultazione 420/2018/R/Gas in cui peraltro veniva proposto l'avvio di progetti pilota proprio nel corso del 2020 e che potrebbero costituire delle sandbox per le nuove proposte legislative e regolatorie anche a livello europeo.

Tra le diverse soluzioni tecnologiche per la decarbonizzazione del settore gas, occorre valorizzare in particolare quelle che favoriscono il sector coupling; a tal proposito nella consultazione attualmente aperta dal CEER “Challenges for a Sustainable Gas Sector” viene individuato come soluzione tecnologica il power to hydrogen/gas (con idrogeno prodotto impiegando energia in eccesso da rinnovabili elettriche, di seguito green hydrogen).

Il green hydrogen infatti potrebbe rappresentare una fonte di stoccaggio – anche a lungo termine – per l'energia rinnovabile, aiutando a mantenere flessibile il sistema elettrico e a bilanciare la rete. Inoltre è un'opportunità per decarbonizzare anche quei settori dove l'elettrificazione diretta risulta più difficile, infatti potrebbe essere utilizzato come materia prima in processi industriali (ammoniaca, acciaio), per produrre calore ad elevate temperature, per trasporti pesanti (es. aviazione e marittimi), o per l'immissione nelle reti gas.



***Linea di intervento “22.d” sulla promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree entry-exit nazionali***

Si condivide questa linea d'intervento, infatti si ritiene fondamentale la promozione di un nuovo assetto tariffario che superi ogni distorsione del funzionamento dei mercati. Le tariffe di trasporto certamente hanno un impatto sulla competitività nel mercato all'ingrosso del gas sia a livello nazionale che internazionale (come recentemente dimostrato dai progetti di revisione del sistema tariffario tedesco).

Tuttavia, anche con l'attuale assetto del mercato europeo, i regolatori nazionali potrebbero contribuire al superamento delle barriere allo scambio tra paesi. In tal senso Arera potrebbe annullare o ridurre i corrispettivi di entry, prevedendo la corretta applicazione di ciascuna componente di costo agli utenti finali che effettivamente beneficiano della relativa infrastruttura. In alternativa i corrispettivi di entry potrebbero quantomeno essere equalizzati, al fine di favorire modalità non distorsive di funzionamento dei mercati.

In uno scenario di più lungo periodo, per una sostenibilità anche economica del settore gas, come individuato dal recente documento del CEER “Regulatory challenges for a sustainable gas sector” si potrebbero valutare due soluzioni future per il superamento delle aree di entry/exit nazionali. La prima attraverso accordi tra TSO per la ripartizione dei costi (inter-TSO compensation) di cui ci sono già alcune sperimentazioni in Europa. La seconda con una diversa metodologia di allocazione dei costi -non come avviene oggi solo agli shipper- in base all'individuazione dei benefici del servizio e dei beneficiari. In particolare sarà sempre più di rilievo ragionare su soluzioni che superino l'attuale assetto, in uno scenario di riduzione dei consumi e quindi sicuro aumento delle tariffe (riducendosi le capacità prenotate).

***Linea di intervento “22.e” sulla promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE***

Si concorda con questo obiettivo che è strettamente connesso alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto elettrico con l'area mediterranea e balcanica.

**OS. 23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare**

Concordiamo pienamente con l'intento evidenziato nel piano di promuovere una leale collaborazione con le altre istituzioni. Tale stretta collaborazione andrebbe promossa



anche tra le differenti autorità, in particolare fra Arera e Agcm, al fine di garantire la certezza del diritto e la stabilità del quadro regolatorio, sia ex-ante che ex-post.

***Linea di intervento “23.a” sull’implementazione nell’ordinamento nazionale delle norme europee destinate ad entrare in vigore nel prossimo triennio***

Nell’implementazione nel quadro nazionale della Direttiva 2018/2001 della Direttiva per il mercato interno dell’energia, con particolare riferimento alle tematiche relate all’autoconsumo e alle nuove configurazioni di consumo collettivo (le cosiddette energy community) sarà fondamentali il contributo dell’Autorità al fine di semplificare e razionalizzare il quadro normativo-regolatorio secondo i principi di (i) tutela e ruolo attivo dei consumatori (ii) non discriminarietà tra clienti di diverse tipologie (prosumer o consumer) (iii) sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili senza oneri eccessivi per la generalità degli utenti (iv) sicurezza e integrità della rete di distribuzione.

***Linea di intervento “23.c” sul sostegno tecnico per l’avvio di forme di trasferimento parziale alla fiscalità generale degli oneri di sistema e dell’eliminazione di tutte le forme di tassazione implicita.***

Come indicato all’OS 19 riteniamo condivisibile l’orientamento relativo allo spostamento degli OdS nella fiscalità generale, la cui realizzazione (anche solo parziale) richiederà necessariamente una collaborazione tra Arera e le istituzioni governative e parlamentari volta a stabilire i relativi criteri di allocazione. Tale operazione eliminerebbe la necessità di individuare nuove soluzioni in merito alle modalità di esazione e gestione degli OdS e consentirebbe il definitivo superamento delle controversie sorte negli ultimi anni in merito alla responsabilità del gettito lungo la catena di esazione di tali voci, oltre ad apportare un beneficio immediato al consumatore finale sia in termini di minore spesa energetica che di maggiore aderenza ai costi effettivi del servizio elettrico.

***Linea di intervento “23.d” sul sostegno tecnico a misure dello sviluppo efficiente della mobilità***

Nell’ambito della mobilità sostenibile, la mobilità elettrica darà certamente un contributo significativo al processo di decarbonizzazione del settore dei trasporti, in quanto consente di abbattere notevolmente le emissioni globali di CO<sub>2</sub>, oltre ad azzerare le emissioni allo scarico degli inquinanti locali (NO<sub>x</sub>, polveri sottili, VOC, SO<sub>x</sub>), con notevoli miglioramenti in termini di impatto ambientale e di qualità dell’aria delle città.

Un aspetto fondamentale per lo sviluppo della mobilità elettrica è rappresentato dalle tariffe per la fornitura di energia elettrica, avendo queste un impatto diretto sul costo di ricarica.



In particolare, per i punti di prelievo pubblici per la ricarica dei veicoli elettrici – come fra l'altro espresso dalla stessa Arera nella delibera 126/2019/R/eel che ha avviato il procedimento di aggiornamento delle tariffe e della qualità dei servizi di trasporto e misura dell'energia elettrica – si auspica una proroga, anche per il prossimo quadriennio, della tariffa “dedicata” BTVE. In una prima fase di avvio del mercato, inoltre, si ritiene necessario ridurre il valore di tale tariffa al fine di giungere ad un prezzo della ricarica pubblica più vicino a quello della ricarica effettuata presso l'abitazione principale. Un ulteriore intervento tariffario andrebbe previsto anche per la ricarica privata presso box o garage, il cui punto di ricarica è diverso dal punto di prelievo dell'abitazione. Per tale tipologia a oggi è prevista una tariffa altri usi molto elevata, particolarmente onerosa soprattutto in caso di bassi consumi. Per questa casistica si propone di consentire l'applicazione della tariffa destinata ai clienti domestici residenti.