

RISPOSTA ENEL AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 465/2021/A

QUADRO STRATEGICO 2022-2025 DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

OSSERVAZIONI GENERALI

Le sfide che la transizione energetica ci pone in un momento storico di grande incertezza impongono al settore energetico un cambio di passo e il coraggio di scelte lungimiranti.

In un quadro internazionale di grande complessità il nostro Paese dovrà in pochi anni porre le fondamenta dello scenario energetico dei prossimi decenni, basti pensare alla mole di investimenti infrastrutturali previsti nel Recovery Plan, alla promozione dell'elettrificazione e della produzione da fonti rinnovabili e alla necessità di assicurare una transizione energetica "giusta" nella quale si innesta anche il definitivo superamento dei regimi di tutela nella vendita di energia.

Per accompagnare tale percorso dalle implicazioni senza precedenti e conseguire gli sfidanti obiettivi assegnati, occorre un insieme di regole chiare, di semplice attuazione e flessibili nell'intercettare i segnali di cambiamento di contesto, tecnologico e sociale oggi sempre più frequenti ed imprevedibili.

Il primo grande ambito di intervento deve riguardare la piattaforma di base senza la quale nessuno degli obiettivi auspicati potrà essere compiutamente realizzato, ovvero le **infrastrutture di distribuzione elettrica**. Queste dovranno integrare e gestire in modo intelligente ed efficiente le nuove modalità di produzione e consumo, assicurare un continuo miglioramento della qualità e della resilienza, essere sempre più digitali e sicure.

Riguardo alle reti, l'Autorità dovrà fornire i più corretti segnali regolatori alle imprese a partire dal prossimo provvedimento di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nell'ambito del quale si dovrà assicurare una manovra equilibrata tra i vari settori e basata su criteri coerenti con la prassi regolatoria di questi anni. Ciò con l'obiettivo di consentire una adeguata allocazione dei capitali sostenendo così gli investimenti infrastrutturali e il loro relativo effetto positivo sul sistema elettrico, sui clienti finali e non da ultimo in termini di indotto e nuova occupazione.

Inoltre, si auspica che possa proseguire la promozione dell'innovazione nelle reti, favorendo approcci di tipo output based, che vanno a premiare il miglioramento delle performance degli operatori anche mutuando le esperienze in corso quali gli Esperimenti Regolatori sulla continuità del servizio.

Per quanto riguarda il **mercato retail** non possiamo non constatare l'elevato dinamismo registrato in questi anni. La maggioranza delle famiglie (57% a marzo 2021) è ormai sul mercato libero e il tasso di switching (15% nel 2020) è in progressivo aumento e tra i più alti in Europa (ad es. Germania 10%, Spagna 9%, Francia 3%). La quota di mercato di Enel Energia sul mercato libero si attesta intorno al 27% in termini di volumi venduti ed è di poco superiore al 40% sui punti di prelievo, in riduzione rispetto ai valori degli anni scorsi (era del 50% nel 2016).

Enel in questi anni ha compiuto scelte aziendali di estrema correttezza verso il sistema, in alcuni casi andando anche al di là degli obblighi normativi. Siamo gli unici player del mercato con una società specifica per l'attività di vendita ai clienti tutelati e per tale attività abbiamo un marchio e segni distintivi completamente differenti da quelli del mercato libero, proprio nell'ottica di garantire a monte una maggiore trasparenza a favore dei clienti

A ciò si aggiunge il fatto che l'Italia, con l'istituzione del Sistema Informativo Integrato, è l'unico paese europeo ad aver realizzato un avanzato strumento di disintermediazione dei flussi informativi fra gli operatori volto ad assicurare la gestione centralizzata e neutrale dei principali processi commerciali (voltura e switching) oltre che la messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni sensibili, dati di misura in primis.

Non vediamo quindi motivi per ulteriori interventi in tema di separazione funzionale e del marchio.

Riteniamo che l'elemento decisivo per il pieno successo della liberalizzazione siano l'empowerment del cliente e la sua proattività, anche considerando gli obiettivi di transizione energetica, per cui sarà sempre più importante che i clienti scelgano prodotti e servizi innovativi.

Concordiamo quindi con le considerazioni dell'Autorità sul ruolo centrale dell'informazione al cliente anche ai fini di un confronto tra le offerte presenti nel mercato. L'Autorità ha introdotto, anche recentemente, una serie di strumenti in grado di facilitare molto il cliente nelle sue scelte (Portale Offerte, Portale Consumi, rafforzamento della trasparenza). È certamente condivisibile l'obiettivo che il confronto tra le offerte non si debba limitare solo al prezzo ma estendersi anche ad altri fattori di valutazione come i servizi aggiuntivi e la qualità.

Condividiamo l'ineludibilità dell'adozione dell'Albo venditori per contribuire alla creazione di un mercato "sicuro" e "affidabile" in cui il cliente può muoversi serenamente. Apprezziamo pertanto le azioni che codesta Autorità intende mettere in atto per abilitare esclusivamente operatori finanziariamente solidi. Negli ultimi anni abbiamo infatti assistito a numerosi default di venditori che hanno causato ingenti perdite al Sistema. Le analisi poi condotte su questo fenomeno hanno evidenziato come i fallimenti abbiano interessato aziende con scarsa liquidità o in generale con penurie finanziarie che hanno portato le aziende stesse a non riuscire ad adeguare le garanzie a copertura dei servizi di dispacciamento o di trasporto ovvero a non rispettare le proprie obbligazioni con la filiera a monte.

È pertanto quantomai opportuno introdurre il possesso di stringenti requisiti finanziari come constraint per poter operare nel settore.

Sottolineiamo poi la necessità di intervenire il prima possibile sulla riduzione delle tempistiche di switching in modo da favorire ancora più le scelte del cliente finale che, una volta individuata l'offerta, non dovrà più aspettare troppo tempo per poter cambiare fornitore.

Per il superamento della maggior tutela di famiglie e microimprese si auspica l'adozione di meccanismi specifici di transizione, vista la numerosità e la tipologia dei clienti coinvolti, completamente differente da quella delle piccole imprese oggetto del passaggio di quest'anno. È necessario prevedere un'efficace informazione preventiva ai clienti e una ordinata transizione, che dia adeguate garanzie sia ai clienti, che dovranno essere serviti da fornitori affidabili, che ai lavoratori del settore. In tal senso, si ritiene che una soluzione equilibrata possa prevedere la fissazione di un tetto alla quota di mercato nella titolarità di un unico soggetto (50%, in linea con il livello definito dal Decreto Letta nel gas) con obbligo di cessione a gara, per lotti di clienti, della sola quota eccedente.

Con riguardo alla forte volatilità dei prezzi del gas e dell'energia elettrica riconosciamo l'importanza degli interventi messi in campo dal Governo e dall'Autorità al fine di ridurre l'impatto degli aumenti sui consumatori finali. Su tale tema auspichiamo la promozione di contratti a lungo termine che potrebbero essere stipulati da un soggetto pubblico (quale Acquirente Unico) al fine di stabilizzare i prezzi dei clienti finali.

Anche sul fronte del gas concordiamo con l'Autorità sull'opportunità di introdurre strumenti idonei a limitare l'eccessiva esposizione del mercato ai prezzi spot e, nel contempo, a garantire la sicurezza complessiva del sistema.

Sempre allo scopo di ridurre il peso delle bollette per i clienti finali, condividiamo sulla necessità di rivedere le modalità di esazione degli oneri generali di sistema, prevedendone un graduale trasferimento sulla fiscalità generale. Ciò renderebbe la bolletta più sensibile ai segnali di prezzo degli operatori a tutto vantaggio della chiarezza per il consumatore e della concorrenza e garantirebbe una maggiore equità attraverso la contribuzione alla copertura di tali oneri sulla base della capacità reddituale anziché, come avviene attualmente, sulla base dei consumi elettrici.

Con riferimento ai **mercati elettrici all'ingrosso** concordiamo con l'esigenza di completare gli attuali mercati ad oggi prevalentemente orientati alla formazione di prezzi efficienti di breve periodo con l'introduzione di strumenti in grado di fornire segnali di lungo periodo. È importante, inoltre, che si completi rapidamente il percorso di riforma del dispacciamento, avviato nel 2017 con i progetti pilota, che includa su base stabile tutte le tipologie di risorse come le rinnovabili e i consumatori. In tale contesto, occorrerà anche valorizzare adeguatamente il progetto pilota UVAM attraverso la definizione di regole che favoriscano una più ampia aggregazione delle risorse e incoraggino una sempre maggiore partecipazione delle stesse al meccanismo, per fornire un servizio efficiente ed essenziale per il sistema elettrico.

Auspichiamo, inoltre, che sia definito un quadro regolatorio che valorizzi adeguatamente il contributo della tecnologia *vehicle-to-grid* alla fornitura dei servizi al sistema, tenuto conto delle caratteristiche peculiari delle infrastrutture di ricarica. Sempre in tema di mobilità elettrica, apprezziamo che tra le linee d'intervento in consultazione siano previste anche iniziative regolatorie per la promozione del settore. A tale fine, è importante che sia implementato quanto prima il Decreto di recepimento della Direttiva RED-II definendo misure tariffarie specifiche per la ricarica elettrica.

Infine, come previsto sempre dal Decreto di recepimento della Direttiva RED-II, l'Autorità avrà un ruolo centrale nel disegnare le regole di attuazione delle disposizioni relative alle **Comunità Energetiche Rinnovabili**, che rappresentano un importante strumento per favorire la produzione da energia rinnovabile con il diretto coinvolgimento dei clienti finali. Sarà importante nella definizione delle nuove

regole favorire la massima partecipazione a tali configurazioni, minimizzando gli oneri gestionali e semplificando gli scambi informativi tra gli operatori.

Si riportano di seguito le risposte puntuali ai singoli obiettivi strategici e alle linee di intervento proposte dall'ARERA.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

OS.1 Promuovere l'empowerment del consumatore

Concordiamo con l'obiettivo dell'Autorità di rafforzare l'empowerment del cliente, certamente un elemento decisivo per il successo della liberalizzazione e il funzionamento del mercato concorrenziale, come ribadito anche dalla normativa europea. La capacità del cliente di orientarsi sul mercato costituisce anche un fattore chiave per il conseguimento degli ambiziosi obiettivi di transizione energetica, che presuppongono un ruolo attivo del consumatore nella scelta consapevole di prodotti e servizi innovativi.

A questo proposito, riteniamo che gli strumenti messi in campo dall'Autorità in questi anni (Portale Offerte, Portale Consumi, delibera 426/20 di rafforzamento delle informazioni in fase acquisitiva e gestionale) già oggi offrano considerevoli benefici ai consumatori in termini di empowerment, e abbiano contribuito al raggiungimento di significativi livelli di dinamicità riscontrabili nel mercato retail (ulteriori dettagli nella sezione dedicata all'OS.24).

Si condivide l'impulso dato dall'Autorità al Portale Consumi energetici che rappresenta uno strumento certamente centrale per aumentare la conoscenza del cliente sulle proprie abitudini di consumo.

In merito all'obiettivo specifico di rafforzare le funzionalità e l'utilizzo del Portale Offerte, concordiamo con l'intento dell'Autorità di rafforzare il set informativo a disposizione del cliente per tenere conto anche di elementi di confronto ulteriori rispetto al prezzo. Nel mercato libero, come noto, più dell'80% dei contratti a prezzo fisso prevede servizi aggiuntivi (es. carte fedeltà, offerte green) e in generale le proposte sul mercato differiscono per qualità del servizio e affidabilità del venditore.

Riteniamo che il Portale Offerte sia anche a tendere lo strumento principale di confronto tra le offerte e pertanto desta perplessità l'orientamento di ARERA di debbano essere previsti, in capo ai venditori, un incremento degli obblighi in caso di nuove proposte commerciali ai clienti.

OS.2 Rafforzare le tutele per i consumatori in condizioni di disagio

Enel ritiene molto positivo l'allargamento della platea dei clienti beneficiari di bonus sociale attraverso l'automatismo di cui al DL n. 124/19 (legge 157/19), come attuato dall'Autorità. Si concorda sull'utilità di

affinare ulteriormente la disciplina di accesso al bonus, al fine di beneficiare tutti i clienti in condizioni di disagio.

OS.3 Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti

Si concorda pienamente con l'Autorità sulla necessità di assicurare la corretta attuazione della disciplina unbundling da parte dei venditori, presupposto necessario a garantire che il rapporto coi clienti sia improntato a principi di correttezza e trasparenza. L'attività di enforcement dell'Autorità dovrebbe essere tesa innanzitutto ad assicurare un'applicazione uniforme di tale disciplina da parte di tutti i venditori, in particolare degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione.

Già nel 2008 il gruppo Enel, primo operatore nonché unico tra i principali player del mercato, aveva costituito due società separate per la vendita ai clienti sul mercato libero e in maggior tutela: rispettivamente Enel Energia per il mercato libero e Enel Servizio Elettrico (SEN dall'1.1.2017) per il SMT, proprio nell'ottica di garantire a monte una maggiore trasparenza a favore dei clienti. Il gruppo ha poi provveduto, in ottemperanza agli obblighi introdotti dalla delibera 296/2015, al completamento della separazione delle politiche di comunicazione (marchi, segni distintivi) e delle attività commerciali (es. spazi fisici) tra i due mercati.

Si ritiene quindi, come evidenziato nelle osservazioni generali, che non vi sia motivo di modificare le norme di separazione funzionale e di marchio.

In ogni caso si sottolinea come qualsiasi eventuale ulteriore intervento regolatorio in materia debba necessariamente risultare in linea con il quadro normativo di riferimento, oltre che con i rilevanti principi di rango costituzionale (ex artt. 41 e 42 Cost.), nonché con il principio di proporzionalità che deve orientare l'azione amministrativa.

OS.4 Definire un quadro unitario della separazione contabile in tutti i settori regolati

Si concorda con l'orientamento dell'Autorità di definire un quadro di separazione contabile basato su principi uniformi per tutti i settori regolati, a condizione che siano debitamente considerate le specificità delle diverse filiere dei servizi energetici e ambientali, nell'ottica di favorire un'esposizione contabile il più possibile coerente con i criteri di riconoscimento tariffario.

OS.5 Promuovere l'innovazione

Si condivide l'orientamento dell'Autorità di voler proseguire nell'adozione di strumenti regolatori a sostegno di processi innovativi, **favorendo approcci di tipo *output based***, che vanno a premiare il miglioramento delle *performance* degli operatori e favoriscono la diffusione di tecnologie innovative.

In questo senso vanno, infatti, la **Regolazione Speciale e per la Regolazione per Esperimenti**, avviata dall'ARERA a partire dal 2020, allo scopo di migliorare la continuità del servizio delle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Un approccio totalmente innovativo che ha stimolato le imprese di distribuzione a selezionare e testare sul campo nuove tecnologie, seguendo un approccio "sand box" su più ampia scala.

Si ritiene pertanto che tale esperienza positiva possa essere favorevolmente mutuata anche a ulteriori aspetti della regolazione per il settore dell'energia, come importante sostegno alla transizione tecnologica che sta vivendo il settore elettrico.

OS.6 Definire metriche per la valutazione della sostenibilità ambientale

Si apprezza l'orientamento dell'ARERA a valutare l'opportunità di **associare i propri obiettivi strategici a parametri di sostenibilità riconosciuti a livello internazionale**, come quelli dell'Agenda delle Nazioni Unite 2030, già in uso presso numerose Istituzioni e aziende. Si ritiene, infatti, che gli obiettivi strategici, anche quelli di interesse generale e non solo quelli fissati dalle singole aziende private, non possano essere esclusivamente valutati in un'ottica economica ma debbano necessariamente contemplare valutazioni relative alla sostenibilità sociale e ambientale.

OS.7 Promuovere lo sviluppo di regole europee coerenti con il sistema regolatorio nazionale

OS.8 Supportare l'integrazione delle aree extraeuropee d'interesse strategico e condividere le best practice regolatorie

Si rimanda ai commenti all'OS.21.

OS.9 Ottimizzare la fruizione di dati e informazioni a vantaggio degli stakeholder

OS.10 Promuovere la valutazione dell'impatto regolatorio e la verifica della compliance

OS.11 Migliorare l'organizzazione e la produttività del lavoro, promuovere la formazione e lo sviluppo delle competenze e il benessere organizzativo

OS.12 Favorire la Digital Transformation per una gestione più efficiente e trasparente dei processi

Si concorda con gli obiettivi strategici identificati da ARERA volti a favorire, semplificare e razionalizzare il quadro regolatorio al fine di rendere più agevole a compliance regolatoria da parte degli operatori.

Si apprezza il proposito dell'Autorità di migliorare la fruibilità dei dati e delle informazioni a beneficio di tutti gli stakeholder.

Si accoglie inoltre con favore l'intento dell'Autorità di rafforzare le attività di analisi e di verifica degli impatti della regolazione.

Si condivide in particolare l'obiettivo relativo a una maggior trasparenza degli interventi dell'Autorità, sia con riferimento alle modalità di applicazione delle sanzioni, sia in relazione all'individuazione di una metodologia ad hoc per l'analisi dei rischi associati alle violazioni degli obblighi regolatori, in grado di garantire peraltro una maggior efficacia general-preventiva dell'attività sanzionatoria dell'Autorità.

Per quanto riguarda invece la proposta di commisurare l'idoneità degli impegni sulla base del relativo costo (in rapporto alla gravità della violazione), si ritiene che un tale approccio rischi di tradire la finalità stessa degli impegni la cui effettiva utilità, come precisato dal quadro normativo di riferimento, va valutata in base alla idoneità degli stessi al "più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati". Pertanto, sembra riduttivo ancorare la valutazione dell'idoneità degli impegni a un dato meramente economico, senza invece attribuire rilievo all'utilità effettiva degli stessi impegni anche in termini di efficacia sul mercato.

Infine, si ribadisce l'apprezzamento per l'impegno di gestione tempestiva dei nuovi procedimenti che, come già rappresentato nell'ambito del precedente Quadro Strategico, si configura come elemento essenziale per tutelare il diritto di difesa degli operatori e garantire il rispetto dei principi del giusto processo, di portata nazionale e comunitaria.

OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

Concordiamo con l'esigenza espressa da ARERA di completare gli attuali mercati ad oggi prevalentemente orientati alla formazione di segnali di prezzo efficienti di breve periodo. In tale ambito, si ribadisce la necessità di considerare, sulla scorta di quanto già fatto con il mercato della capacità, l'introduzione di **ulteriori strumenti di copertura a lungo termine** finalizzati all'approvvigionamento di servizi di flessibilità specifici e diversi dall'adeguatezza (sia globali ad uso del TSO che a livello locale di competenza dei distributori) 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 svolta dagli operatori di rete) e i requisiti di erogazione, lasciando al mercato l'individuazione delle migliori soluzioni tecnologiche e industriali per la relativa fornitura, incluse quelle più innovative quali accumuli, Demand response e vehicle to grid anche in forma aggregata. Con riferimento specifico al Demand Response, è importante che sia valorizzata adeguatamente la partecipazione di queste risorse anche al mercato della capacità (anche prevedendo una semplificazione delle regole operative di partecipazione).

È importante che Terna e Arera completino rapidamente il **percorso di riforma del dispacciamento**, avviato nel 2017 con i progetti pilota, per arrivare a un **testo unico del dispacciamento (TIDE)** che includa su base stabile **le regole di abilitazione e fornitura dei servizi per gli anni a venire** (dal 2022-

23 in avanti). L'abilitazione, in linea con le linee guida fornite da Arera, dovrà includere sia le risorse singole che quelle aggregate rispettando opportuni perimetri di fornitura.

Proprio con riferimento alla fornitura di servizi da parte di risorse aggregate è importante che nell'ambito della riforma complessiva del TIDE sia adeguatamente valorizzato il **progetto pilota UVAM**, tenendo conto anche delle caratteristiche peculiari delle risorse che partecipano al meccanismo (si fa riferimento, ad esempio, alle unità di consumo); ciò al fine di completare il processo di evoluzione delle stesse da "risorse sperimentali" a vere e proprie risorse di sistema. È importante che siano definite regole che favoriscano **la più ampia aggregazione delle risorse** presenti nell'UVAM e che vadano nella direzione di incoraggiare una sempre **maggiore partecipazione delle stesse al progetto pilota**, in modo tale da fornire un servizio alla rete sempre più efficiente nel rispetto del principio di affidabilità delle risorse. Facciamo riferimento, ad esempio, all'introduzione di semplificazioni delle modalità di partecipazione delle risorse al meccanismo (minimizzando tempistiche e adempimenti per l'abilitazione tecnica delle UVAM) o alla previsione di regole che consentano una maggiore flessibilità per il BSP nella gestione degli aggregati in maniera tale da ottimizzare il contributo di ciascuna risorsa, eliminando vincoli che rischiano di ingessare il meccanismo e rendono più difficoltoso il superamento dei test di affidabilità, anche in un'ottica di una revisione più strutturale del meccanismo.

La chiara definizione delle regole di abilitazione per la partecipazione ai diversi servizi di dispacciamento è fondamentale per consentire una **progettazione adeguata dei dispositivi innovativi** come, ad esempio quelli di **accumulo** (con particolare riferimento alle dimensioni di potenza ed energia), potendo tener conto di un quadro regolatorio stabile e durevole nel tempo sui requisiti di fornitura di ogni servizio.

Analogamente è necessario definire in maniera stabile e durevole nel tempo i **requisiti di connessione** degli accumuli, inclusi i servizi di sistema che essi devono essere in grado di fornire per potersi connettere alla rete, evitando modifiche e obblighi di retrofit ex-post. Tale passaggio è essenziale per sfruttare appieno il potenziale di flessibilità delle risorse di accumulo integrandole nel dispacciamento ottimo di sistema con benefici in termini di sicurezza, economicità e integrazione delle rinnovabili. Nell'ottica di rafforzare la fiducia degli operatori nella stabilità del contesto regolatorio, sistematizzando l'approccio seguito per specifici interventi di retrofit, Arera potrebbe stabilire delle linee guida che garantiscano la copertura dei costi di adeguamento nei casi in cui si renda necessario rivedere i requisiti di connessione per impianti per i quali è già stata assunta la decisione di investimento.

Sempre in relazione **allo sviluppo di sistemi di accumulo**, si condivide la necessità espressa dall'Autorità di definire un quadro di regole abilitanti per lo sviluppo di tali asset in ottica di integrazione delle fonti rinnovabili e di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico, favorendo, al contempo, la

piena partecipazione degli operatori di mercato. In quest'ambito sarà fondamentale il ruolo dell'ARERA nell'**identificazione delle condizioni e modalità per la realizzazione degli impianti da parte del Gestore di Rete in caso di fallimento dei meccanismi di mercato** introdotti dall'art. 18 del d.lgs. di recepimento della direttiva Mercato 944/2019. In merito a questo aspetto, si ritiene necessario che le suddette condizioni e modalità vengano identificate a seguito di un adeguato processo di consultazione che coinvolga pienamente tutti gli stakeholder interessati.

In parallelo al completamento dell'apertura del MSD gestito da Terna, andranno definiti gli **schemi regolatori specifici per l'approvvigionamento di servizi da parte dei DSO** (regolazione di tensione, gestione delle congestioni locali, servizi di emergenza e ripristino su base locale). In tale ambito, E-distribuzione, in linea con le previsioni della Direttiva UE 944/2019 sul Mercato interno dell'energia, per prepararsi a far fronte alle future esigenze di gestione attiva della rete, avvierà un progetto pilota ai sensi della delibera 352/2021/R/eel. Il progetto sarà definito e sviluppato a valle di un ampio processo di consultazione con gli stakeholder, con la supervisione della stessa Autorità, che garantirà piena trasparenza nell'individuazione dei nuovi servizi).

In tale contesto, si condivide un aggiornamento mirato dell'attuale disciplina unbundling da parte di Arera volto a includere tra le attività del DSO anche quella derivante dal nuovo ruolo di acquirente di servizi di flessibilità; conseguentemente ci sarebbe l'esplicita estensione anche verso i fornitori di servizi di flessibilità eventualmente presenti nello stesso gruppo verticalmente integrato, delle attuali già stringenti previsioni riguardanti l'indipendenza del DSO. Si precisa che tali previsioni di fatto sono già rispettate dagli operatori anche se non espressamente previsto nel TIUF. Inoltre, la previsione nel TIUF del nuovo ruolo del DSO consentirebbe di estendere l'attuale previsione di obbligo da parte del DSO di neutralità della gestione e non discriminazione nell'accesso delle infrastrutture e nell'uso delle informazioni commercialmente sensibili riservate acquisite nel corso della propria attività, anche in relazione al mercato della flessibilità.

Tra le risorse che possono contribuire alla **fornitura di servizi** (sia alla rete di trasmissione che alla rete di distribuzione) occorre considerare anche la mobilità elettrica attraverso lo smart charging e la **tecnologia vehicle-to-grid** delle infrastrutture di ricarica. È necessario quindi **completare** quanto prima il **quadro regolatorio** relativo alla partecipazione dei veicoli elettrici al mercato dei servizi definendo condizioni di partecipazione che tengano conto delle caratteristiche peculiari delle infrastrutture di ricarica nonché delle esigenze di ricarica dei veicoli elettrici.

Si concorda con l'obiettivo di **maggiore integrazione del mercato elettrico nazionale con i Paesi limitrofi** anche attraverso le azioni previste dall'obiettivo OS.7 sulla promozione di una regolazione

europea coerente col sistema di regole nazionali e dall'obiettivo OS.8 dedicato all'integrazione delle aree extraeuropee d'interesse strategico.

Come previsto dal decreto legislativo di attuazione della Direttiva RED II, l'Autorità avrà un ruolo importante nel disegnare le regole di attuazione delle disposizioni relative alle configurazioni di **Autoconsumo Collettivo e Comunità Energetiche Rinnovabili**. È importante che, nella definizione delle nuove regole, sia favorita la massima partecipazione a tali configurazioni, minimizzando gli oneri gestionali e semplificando gli scambi informativi tra gli operatori interessati. Si fa riferimento, ad esempio, alla definizione da parte di ARERA delle modalità per la verifica del rispetto del perimetro entro cui devono essere realizzate le configurazioni in esame al fine di accedere all'incentivo diretto. Per prima cosa, tali modalità dovranno essere tali da consentire l'individuazione dei membri da parte del referente in maniera semplice e veloce. A tal proposito, si auspica che i perimetri di riferimento siano resi pubblici da un unico soggetto terzo (ad es. il GSE) che, previa messa a disposizione dei dati di dettaglio da parte dei singoli distributori, possa così rendere disponibile a tutti gli interessati la mappa dell'intero territorio nazionale in maniera uniforme e organica. In questo modo sarà possibile facilitare l'attività di interrogazione e verifica da parte dei promotori/partecipanti alla Comunità che, indipendentemente dalle diverse competenze territoriali dei singoli distributori, avranno a disposizione un'unica piattaforma contenente tutti i perimetri a livello nazionale.

Relativamente ai criteri per l'identificazione dei suddetti perimetri di riferimento, si ritiene che, partendo dal riferimento elettrotecnico della posizione della cabina primaria, dovrebbero essere tracciate delle aree coincidenti con un aggregato definito di CAP diversi (seguendo il criterio secondo cui l'intero territorio afferente ad un CAP deve essere ricompreso all'interno dello stesso perimetro); questa soluzione presenta, al contempo i vantaggi di semplicità che derivano dall'adozione di un criterio geografico mantenendo però una coerenza dal punto di vista elettrico nell'individuazione dei partecipanti alla comunità. Inoltre, tali aree convenzionali dovrebbero essere il più possibile "omogenee" in termini di potenza (prevedendo ad esempio, in determinate aree geografiche, l'aggregazione di più cabine primarie). Si fa presente, infatti, che alcune aree geografiche, come ad esempio le aree Pedemontane e Montane, sono caratterizzate da una minore densità di utenze sottese alla stessa cabina primaria (l'assetto standard delle cabine primarie si riduce significativamente nelle aree Pedemontane e Montane). Questo potrebbe rappresentare un limite in termini di aggregazione dei clienti finali interessati a partecipare alla configurazione con il rischio di creare Comunità Energetiche non dimensionate in maniera ottimale.

OS.22 Accompagnare l'evoluzione del settore del gas naturale in un'ottica di decarbonizzazione

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, l'Autorità ha evidenziato come la volatilità dei prezzi registrata negli ultimi mesi abbia reso necessario adottare interventi specifici a tutela, in particolare, dei clienti vulnerabili. Per il futuro, al fine di limitare l'esposizione del sistema ai prezzi spot, Enel ritiene condivisibile lo sviluppo, a livello europeo, di nuovi strumenti che garantiscano adeguati livelli di sicurezza nel medio e lungo termine, incentivando il sistema a massimizzare (se necessario) la disponibilità di gas. In particolare, a nostro avviso andrebbero valutati meccanismi che, aggiungendosi -senza sostituirsi- alle dinamiche di mercato, consentano di sostenere la sicurezza degli approvvigionamenti. In ogni caso nell'adozione di queste misure, si ritiene necessario un coordinamento normativo e regolatorio a livello europeo che ne garantisca l'efficacia per tutti gli Stati Membri e che preveda allo stesso tempo un'equa ripartizione dei costi.

Per il futuro, con specifico riferimento al prossimo periodo tariffario, è certamente necessario che sia garantita maggiormente la stabilità e la prevedibilità dei corrispettivi tariffari all'interno del periodo. Inoltre, ai fini della flessibilità per il sistema si dovrebbe valorizzare il ruolo del GNL nel mercato europeo e nazionale con meccanismi che permettano di massimizzare l'allocazione della capacità attraverso, ad esempio, una revisione degli attuali criteri di calcolo del prezzo di riserva. Si potrebbe inoltre valutare l'adozione di sconti per le tariffe di entry da GNL come previsto dal TAR NC e/o assegnazioni a prezzi anche negativi e/o un prodotto unico che comprenda sia rigassificazione sia tariffa di entry.

OS.23 Promuovere un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati retail

Enel condivide pienamente l'intervento di efficientamento del processo di switching. Ciò, infatti, risponde alla necessità dei clienti finali di avere a disposizione processi veloci e dinamici e fornisce un impulso alle dinamiche concorrenziali del mercato elettrico in una fase in cui anche il superamento dei regimi di prezzo sta vedendo il suo completamento.

Condividiamo pure l'intento di addivenire al c.d. switching giornaliero con modalità graduali, prevedendo in una prima fase, lo svincolo della decorrenza al 1 del mese e, solo successivamente, la possibilità di poter cambiare fornitore entro 24 ore dalla richiesta del cliente finale.

Peraltro, tale percorso risulterebbe anche in linea con quanto previsto dalla bozza di decreto legislativo di recepimento della Direttiva EU 944/2019.

Allo scopo, suggeriamo pure di anticipare la c.d. gestione dell'istituto della revoca dello switching, oggi fruibile solo a valle della richiesta stessa di switching, ad una fase pre-contrattuale. Ciò, infatti, consentirebbe di ridurre le attuali tempistiche di esecuzione tecnica del processo, snellendo pure il processo in modo da renderlo più agile e perciò più favorevole per il cliente finale.

Sempre in tale ambito, riteniamo maturi i tempi per anticipare anche l'invocazione del servizio di precheck alla fase pre-contrattuale.

A nostro avviso, infatti, il servizio che oggi fornisce un riscontro sul corretto abbinamento fra i dati fiscali del cliente e i dati del POD dovrebbe divenire un "ausilio alla contrattualizzazione" così come già espresso dalla stessa Autorità nei "Ritenuto" della delibera 553/2016 1 e dovrebbe pertanto poter essere fruibile, sempre con le dovute tutele per il cliente, a monte e non solo a valle del contratto. Viceversa, gli errori materiali o procedurali che il servizio di precheck riesce ad intercettare risultano visibili solo a contrattualizzazione conclusa e spesso quando il cliente non è più in contatto diretto con il venditore (sia in presenza fisica che in remoto). Ciò si traduce di fatto in un allungamento dei tempi complessivi di switching oltre che in un cliente insoddisfatto che a volte rinuncia proprio a contrattualizzarsi, attribuendo così allo switching un'etichetta burocratica che non merita.

In ottica poi di razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi scambiati fra gli operatori per il funzionamento del mercato, segnaliamo la necessità di 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 CTTE.

OS.24 Garantire la concorrenza e la tutela dei clienti vulnerabili

Come evidenziato nelle osservazioni generali, il mercato elettrico retail mostra evidenti segnali di dinamicità sia in termini di passaggi dal mercato tutelato al libero, sia in termini di tasso di switching (15% nel 2020, che sale al 20% se riferito solo al mercato libero). Gli indicatori di concorrenzialità del mercato, allo stesso tempo, rappresentano positiva, con la quota di Enel sul mercato libero che si attesta sul 27% in volumi e di poco sopra al 40% in punti di prelievo.

Tale dinamicità è riconducibile da un lato alla forte pressione competitiva presente sul mercato (oltre 700 operatori, oltre mille offerte disponibili per i clienti domestici), dall'altro ad una maggiore proattività dei clienti, favorita anche dagli strumenti di empowerment messi in campo in questi anni dall'Autorità (vedi OS.1). Peraltro, le uscite dalla tutela verso il fornitore collegato, secondo quanto riportato dall'Autorità, sono in netta diminuzione per i clienti domestici a livello nazionale. Se infatti, nel 2017, più

di 2 clienti su 3 passavano al mercato libero con il fornitore dello stesso gruppo, oggi ne passa 1 su 2. Il dato, tra l'altro, registra solo il primo passaggio dalla tutela al mercato libero ma è chiaro che tali clienti si spostano nuovamente, considerando che "la stragrande maggioranza dei passaggi avviene nell'ambito del mercato libero, ed è quindi attuata da clienti che erano usciti dalla tutela già in precedenza", come evidenzia la stessa Autorità nel rapporto di Monitoraggio 327/2021.

Questi segnali di consapevolezza e dinamicità sono rassicuranti in vista del completo superamento delle tutele di prezzo, rispetto al quale, a nostro avviso, andrebbero previste una serie di misure fondamentali al fine di dare credibilità e affidabilità al mercato e garantire così un buon funzionamento dello stesso:

- l'entrata in vigore dell'Albo dei venditori: intervento fondamentale per aumentare la fiducia dei clienti nel mercato libero e garantire stabilità a tutto il sistema elettrico.
- il potenziamento degli strumenti a contrasto della morosità contro il cd. turismo energetico dei clienti finali. A questo proposito, condividiamo appieno l'indicazione prevista nell'emanando D.lgs Mercato interno, circa l'introduzione del cd. blocco dello switching in caso di morosità intenzionale, al pari di quanto già avviene con successo nel Regno Unito. Ciò al fine di migliorare significativamente la gestione del credito da parte degli operatori e minimizzare le eventuali ricadute sulla collettività.

Rispetto alle modalità di superamento, a nostro avviso andrebbe posta attenzione, accanto agli aspetti concorrenziali, anche agli aspetti sociali, a garanzia dei clienti e dei lavoratori del settore

Il passaggio di famiglie e microimprese è infatti molto diverso per numerosità e tipologia di clienti dal superamento delle piccole imprese del 2021 e richiede modalità specifiche di transizione. Un meccanismo equilibrato, a nostro avviso, dovrebbe prevedere la fissazione di un tetto massimo alla quota di mercato nazionale detenuta da un singolo operatore (es. 50%, in linea con il livello previsto nel Decreto Letta sul mercato retail del gas) e la cessione tramite gara della sola quota eccedente. Ciò al fine di raggiungere l'obiettivo di aumentare la concorrenza nel mercato con impatti contenuti per il settore (es. in termini di numero clienti ad asta e conseguente impatto su lavoratori).

È necessario inoltre prevedere tempistiche adeguate allo svolgimento del processo, che consentano un'efficace informazione preventiva ai clienti e un'ordinata transizione successiva. In questo passaggio, concordiamo con l'Autorità nel ritenere che i clienti vulnerabili debbano essere oggetto di specifica attenzione, attraverso tutele ad hoc. In particolare, riteniamo che questo possa essere fatto sia attraverso il mantenimento di un prezzo regolato che attraverso ulteriori misure specifiche, quali ad esempio la destinazione di eventuali rendite delle gare sul superamento tutela a favore della povertà energetica.

OS.25 Minimizzare i rischi per il sistema energetico

In merito ai meccanismi di riconoscimento a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OdS) non incassati, Enel condivide l'obiettivo generale di minimizzare quanto più possibile l'onere complessivo a carico del Sistema elettrico, senza però al contempo gravare sugli operatori della filiera che, come affermato dalle sentenze amministrative, non devono farsi carico delle eventuali morosità sulla partita. Allo scopo apprezziamo le proposte già avanzate da codesta Autorità al Parlamento ed al Governo circa l'opportunità di un intervento legislativo volto al graduale trasferimento alla fiscalità generale della partita.

Questa modifica normativa, oltre ad essere stata già promossa dal Consiglio Europeo nel Parere alla proposta di PNRR2 e a comportare maggiore equità fiscale, renderebbe la bolletta più sensibile ai segnali di prezzo, aiutando così il cliente a comprendere meglio le fatture e a destreggiarsi meglio fra le diverse offerte del mercato.

Peraltro, tale soluzione, darebbe anche attuazione a quanto previsto dal DL semplificazioni, nella parte in cui richiede che "...le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali senza entrare nella disponibilità dei venditori". Diversamente, non si comprende come possa essere possibile per i venditori continuare a fatturare e riscuotere tali oneri senza però farli entrare, anche solo transitoriamente, nella disponibilità degli stessi.

OS.26 Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali

Osserviamo in primo luogo che gli investimenti nelle reti infrastrutturali sono uno strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica e rappresentano una importante leva a sostegno dell'occupazione. Pertanto, in tale contesto è opportuno che l'Autorità utilizzi tutti gli strumenti regolatori a sua disposizione per l'incentivazione e il sostegno degli investimenti.

A tale proposito sottolineiamo che l'attuale approccio, differenziato fra costi di capitale e costi operativi, ha consentito negli anni di realizzare importanti guadagni in termini di efficienza, sia negli investimenti che per quanto attiene i costi operativi, a beneficio dell'intero sistema. Da sempre, infatti, e-distribuzione ha perseguito obiettivi di efficienza anche nella realizzazione degli investimenti, ciò che ha consentito nel tempo di effettuare più interventi a parità di risorse, con effetti positivi dal punto di vista tecnico, economico e reputazionale.

Ciò premesso, concordiamo con l'orientamento dell'Autorità di introdurre l'approccio ROSS (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), ma riteniamo opportuno che ciò avvenga con un'adeguata gradualità, evitando eccessivi elementi di rigidità e complessità per il sistema. Tale nuova regolazione, a nostro avviso, dovrebbe inoltre essere adottata in modo uniforme per tutte le imprese di distribuzione.

Si segnala inoltre, l'importanza di confermare gli attuali meccanismi di incentivazione alle imprese distributrici di tipo output based, che hanno permesso di conseguire importanti risultati sia in termini di qualità del servizio fornito ai clienti che di efficienza. Tali strumenti si stanno dimostrando tutt'ora estremamente validi anche nella più recente declinazione degli esperimenti regolatori sulla continuità del servizio, che consentono alle imprese l'opportunità di operare in un quadro regolatorio dinamico che promuove l'innovazione a favore dei clienti finali.

OS.27 Riformare i criteri di tariffazione dei servizi infrastrutturali regolati

A fronte dell'attesa crescita degli investimenti in impianti di produzione a fonti rinnovabili, si condivide con favore l'orientamento dell'Autorità di apportare - per il settore elettrico - **adeguamenti alla regolazione delle connessioni degli impianti di produzione** (Testo integrato delle connessioni attive - TICA), al fine di poter intercettare la rapida evoluzione del settore e fornire maggiori e più fruibili strumenti di semplificazione e velocizzazione degli iter di connessione di tali impianti.

Si ritiene però che tale approccio debba essere adottato in un'ottica maggiormente integrata che non guardi solo agli aspetti più squisitamente inerenti la connessione degli impianti di produzione alle infrastrutture di rete, ma prenda in considerazione l'intero processo, incluse le attività relative all'ottenimento delle autorizzazioni.

OS.28 Accompagnare gli sviluppi infrastrutturali necessari per i gas rinnovabili

Con riferimento al ruolo dell'idrogeno verde nella decarbonizzazione, Enel ritiene che possa dare un contributo importante, sostituendo i combustibili fossili nei settori dove è più complesso o non perseguibile il processo di elettrificazione diretta. In quest'ottica, l'Autorità intende definire criteri per la valorizzazione economica per le reti gas introducendo meccanismi regolatori in grado di distinguere fra interventi di manutenzione straordinaria (volti ad estendere la vita utile degli impianti esistenti) e nuovi investimenti per l'integrazione di gas rinnovabili. Al fine di evitare che questi investimenti non risultino in

linea con gli obiettivi di decarbonizzazione, si ritiene necessario adottare un approccio prudentiale nelle loro valutazioni: ciò tenuto conto anche delle attuali incertezze sul futuro ruolo delle reti per il trasporto di idrogeno. In ogni caso, dovrà essere garantito a tutti gli operatori di mercato un adeguato *level playing field*.

OS.29 Sviluppare iniziative regolatorie a supporto dell'elettrificazione dei consumi

La **mobilità elettrica** gioca un ruolo importante nel processo di decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi, come confermato anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che assegna importanti risorse proprio con l'obiettivo di promuovere l'installazione di infrastrutture di ricarica su tutto il territorio nazionale. Attualmente il costo dell'energia elettrica rappresenta uno dei maggiori fattori che incidono sulla competitività della mobilità elettrica, pertanto lo sviluppo di tale settore non può prescindere dalla definizione di tariffe dell'energia che promuovano l'utilizzo dei veicoli elettrici. Ciò premesso, è importante che ARERA, in attuazione di quanto previsto dal decreto di recepimento della Direttiva RED II, **definisca quanto prima misure tariffarie per la mobilità elettrica** (ad esempio, attraverso una riduzione degli oneri generali di sistema) sia con riferimento alla ricarica pubblica in bassa tensione che a quella in media tensione, considerata anche la necessità di sviluppare le infrastrutture di ricarica sulle strade ad alta percorrenza superando così la "range anxiety" dei clienti.

Più in generale, è importante che sia favorita la diffusione del vettore elettrico sia in ambito domestico (ad esempio, promuovendo tecnologie per il riscaldamento che utilizzano l'elettricità come le pompe di calore) che in ambito industriale (attraverso la riconversione delle tecnologie attualmente in uso che utilizzano combustibili più inquinanti, come il gas o altri combustibili fossili).

In questo senso, Arera potrebbe svolgere un ruolo importante anche in termini di informazione ai clienti sui benefici (ambientali ed economici) dell'elettrificazione; potrebbe essere utile, ad esempio, una pagina informativa all'interno del Portale Offerte che illustri al cliente i vantaggi che deriverebbero dall'utilizzo di device elettrici. Sempre riguardo alle iniziative regolatorie inerenti l'elettrificazione dei consumi, si concorda sull'importanza della futura attività di consolidamento della regolazione inerente lo sviluppo dello *smart metering* di seconda generazione, anche per quanto riguarda la definizione di dettaglio dei ruoli dei diversi soggetti coinvolti, a partire dallo sviluppo dei progetti pilota per i servizi locali di flessibilità a beneficio dell'esercizio delle reti di distribuzione.

Tale percorso evolutivo dovrà riguardare in particolare la definizione dei requisiti funzionali e dei processi di coordinamento e scambio dati tra i vari 'attori' relativi alle infrastrutture di ricarica, ai fini della fornitura di servizi locali di flessibilità per i gestori di rete.