

Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Documento di consultazione ARERA 465/2021/A del 29 ottobre 2021

Osservazioni di Elettricità Futura
29/11/2021



Osservazioni generali

Il 2021 è stato un anno segnato da due eventi di grande rilevanza, strettamente legati tra loro: il graduale rientro dell'emergenza da Covid-19 e la contestuale ripresa delle economie nazionali. Ripresa che, a causa di un forte aumento della domanda e del prezzo delle materie prime derivante delle difficoltà nelle supply chain globali, è sfociata in un aumento senza precedenti dei prezzi dell'energia che ha messo e metterà a dura prova fino al 2023 il comparto energetico-industriale e soprattutto i consumatori europei e italiani.

Quest'anno è stato segnato anche da un altro traguardo importante: nel luglio scorso la Commissione UE ha varato il pacchetto Fit for 55, 13 tra proposte di nuovi Regolamenti e Direttive e di revisione di quelle esistenti con cui ha fornito le linee di indirizzo per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione del -55% delle emissioni di CO2 al 2030 previsti dallo UE Green Deal.

Il Quadro Strategico dell'Autorità rappresenta quindi uno strumento di fondamentale importanza sia, ovviamente, per il Regolatore, che per gli operatori, definendo le principali linee e proposte di intervento per il prossimo quadriennio. Interventi che, considerati i fenomeni e gli sviluppi sul fronte europeo e nazionale, ricopriranno un ruolo cruciale per consentire al mercato elettrico di evolvere in linea con gli obiettivi comunitari di decarbonizzazione al 2030.

Di seguito riportiamo le nostre osservazioni puntuali ai vari obiettivi strategici contenuti nel Quadro.

Osservazioni di dettaglio

TEMI TRASVERSALI

Il consumatore consapevole

OS.1 Promuovere l'empowerment del consumatore

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

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

Condividiamo le linee di indirizzo proposte dell'Autorità per rafforzare l'empowerment e la capacità del cliente finale di “muoversi” e operare consapevolmente nel mercato elettrico, comprendendo e usufruendo appieno delle sue potenzialità.

Per aumentare la consapevolezza del cliente finale sui propri consumi e abitudini energetiche, in modo da supportarlo nella confrontabilità tra l'offerta sottoscritta e le altre presenti nel mercato libero e nell'eventuale sottoscrizione di nuove offerte di fornitura, è particolarmente positiva la proposta di integrare progressivamente i servizi offerti dal Portale Consumi con quelli del Portale Offerte.

Come emerso nel recente confronto per l'evoluzione del contenuto della Bolletta, la capacità del cliente di confrontare le numerose offerte presenti sul mercato deve essere rafforzata incentivando il ricorso agli strumenti appositamente creati per tali obiettivi, quali appunto i Portali Offerte e Consumi. Invece, l'inserimento di nuovi e numerosi elementi in bolletta, misura sposata anche dal D.lgs di recepimento della Direttiva UE 2019/944 “mercato”, deve avvenire solo nel caso in cui si ritenga che tali elementi apportino un beneficio concreto al cliente, che giustifichi anche gli oneri implementativo-gestionali aggiuntivi per gli operatori. In caso contrario, si corre il rischio di sovraccaricare il consumatore di informazioni aggiuntive che non migliorano il livello complessivo di comprensione della bolletta, oppure nel peggiore dei casi generano confusione che può sfociare in un aumento dei reclami nei confronti del venditore, o in una generale scarsa fiducia nelle potenzialità del mercato libero.

In generale, è ormai improcrastinabile l'avvio di nuove campagne informative istituzionali e l'intensificazione di quelle esistenti, per informare i consumatori delle opportunità del mercato libero in vista del superamento del regime di tutela anche per il segmento domestico e le microimprese.

La tutela dei consumatori vulnerabili rappresenta un altro obiettivo centrale nell'azione dell'Autorità nel garantire una transizione equa nel percorso di decarbonizzazione tracciato dallo EU Green Deal per il 2030. In questo ambito, l'entrata in vigore del sistema di riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali elettrico e gas, col superamento dell'istanza di partecipazione da parte del cliente, rappresenta una misura estremamente importante che, considerate le percentuali molto basse di percettori effettivi negli anni scorsi, permetterà di intercettare potenzialmente tutti i potenziali beneficiari. Il meccanismo dovrà essere monitorato e valutato periodicamente per un suo aggiornamento periodico.

Altrettanto rilevante è la tutela nei confronti dei clienti colpiti da eventi eccezionali. Con i recenti DCO 361 e 368 del 2021 sono stati previsti importanti sviluppi nella regolazione per la gestione delle forniture colpite dai sismi del 2016-17. Detto ciò, l'aumento disposto dal DL Milleproroghe 2020 del periodo minimo di rateizzazione da 36 a 120 mesi delle fatture di congruaggio emesse o da emettere verso i clienti colpiti dai sismi ha però generato criticità significative per gli operatori da un punto di vista dell'esposizione finanziaria. Occorre quindi che si intervenga per coprire, secondo modalità operative semplici, gli oneri finanziari a cui le imprese di vendita sono esposte, riconoscendo l'onere finanziario sostenuto nel periodo oggetto di istanza e relativo ai crediti non iscritti perché oggetto di rateizzazione.

Coordinamento su aspetti regolatori intersettoriali

OS.6 Definire metriche per la valutazione della sostenibilità ambientale

Nel contesto attuale, in cui la lotta al cambiamento climatico e le riforme economiche e sociali degli ultimi anni hanno posto lo sviluppo sostenibile come obiettivo primario per la comunità internazionale, il ruolo della regolazione e del Regolatore nel percorso di decarbonizzazione sono centrali.

A tal fine, la proposta di definire delle metriche convergenti a livello intersettoriale e coerenti con i target e il quadro normativo nazionale ed europeo che valutino la sostenibilità ambientale dei diversi provvedimenti emanati e che servano anche a guidare le scelte di investimento verso soluzioni ambientalmente sostenibili nei settori energetico e ambientale, ci trova assolutamente favorevoli. Tali metriche possono essere declinate attraverso un linguaggio comune riconosciuto a livello globale come quello dei *Sustainable Development Goals* (SDGs).

A ogni Obiettivo Strategico e di conseguenza a ogni procedimento o provvedimento andrebbe associato un corrispondente SDG, in modo da avere una prima metrica di relazione tra regolazione e sostenibilità.

Al fine di sviluppare le metriche di sostenibilità e il processo di reportistica delle stesse, chiediamo che vengano avviati appositi tavoli di lavoro con gli stakeholder.

AREA AMBIENTE

Sostenibilità ambientale nello sviluppo delle infrastrutture

OS.15 Sostenere lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture di teleriscaldamento

La proposta di promuovere infrastrutture di telecalore di elevata qualità, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, integrate con altri sistemi energetici, attraverso l'incentivazione delle iniziative di recupero del calore è assolutamente condivisibile. Accompagnare tale processo con l'introduzione di misure volte ad assicurare la continuità del servizio e la disponibilità per gli utenti di informazioni precise e affidabili sul consumo di energia potenziando la disciplina sulla qualità tecnica e commerciale è un percorso da seguire in modo graduale e tenendo conto della peculiarità del settore e della variegata dimensione degli operatori esistenti, eventualmente avviando un proficuo confronto tra operatori ed ARERA per la definizione delle corrette modalità di validazione delle prestazioni.

AREA ENERGIA

Mercati all'ingrosso efficienti, integrati e flessibili

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

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

La pubblicazione del pacchetto Fit for 55 e la crisi energetica dell'autunno 2021 rappresentano una «wake up call» agli Stati Membri dell'UE per accelerare nel proprio percorso di transizione energetica. In Italia, ciò richiede un ripensamento della struttura e del modello di funzionamento del mercato elettrico. Come segnalato durante la nostra audizione, Elettricità Futura sta attualmente collaborando con Confindustria e le Associazioni della domanda per elaborare una proposta di evoluzione di modello e struttura del mercato elettrico italiano in linea coi target Green Deal 2030 e nel rispetto delle dimensioni di decarbonizzazione, sicurezza e adeguatezza.

Dal punto di vista del design del mercato elettrico, le innovazioni previste nei D.lgs di recepimento delle Direttive UE 2018/2001 (RED II) e 2019/944 (Mercato) avranno impatti molto significativi. In particolare, l'intervento di ARERA sarà fondamentale per consentire che il meccanismo per l'approvvigionamento di nuova capacità di accumulo avvenga garantendo la maggior

partecipazione possibile agli operatori di mercato alle aste concorrenziali, limitando l'intervento di Terna ai soli casi di reale fallimento di mercato. Tali casi dovranno essere identificati sulla base di condizioni e modalità di implementazione da definire a seguito di un adeguato processo di consultazione che coinvolga pienamente tutti gli stakeholder interessati. Il tema delle tempistiche per l'ottenimento delle autorizzazioni meriterà una particolare attenzione. Infatti, occorrerà garantire tempistiche congrue per lo svolgimento delle aste, determinate a partire dalla data in cui Terna definirà ufficialmente il fabbisogno di capacità di accumulo, tali da permettere agli operatori di completare in tempo gli iter autorizzativi per la realizzazione dei propri impianti.

Un altro strumento fondamentale ripreso nel D.lgs di recepimento della Direttiva UE RED II per la transizione energetica e alla realizzazione di nuova capacità FER sono gli accordi di compravendita a lungo termine di elettricità da FER. Al momento però, i PPA in Italia faticano a prendere piede a causa di molteplici barriere normativo-regolatorie, finanziarie e di mercato. L'art. 28 del D.lgs recepimento della Direttiva UE RED II prevede la realizzazione di una piattaforma utile a favorire l'incontro tra buyer e seller e quindi alla diffusione dei PPA, che deve essere completata il prima possibile. Anche in questo caso, il supporto di ARERA al MiTE per definirne la disciplina di funzionamento è centrale.

Con l'avvio a settembre dell'integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intraday Coupling, che ha permesso il continuous trading in MI, e con il prossimo avvio a gennaio 2022 del Mercato della Capacità e della nuova disciplina degli sbilanciamenti, il mercato wholesale italiano sta attraversando una fase di profonda evoluzione. È quindi necessario proseguire nell'evoluzione della regolazione, portando avanti i dossier che concorrono alla finalizzazione del TIDE, dando il via dal gennaio 2022 alla nuova disciplina degli sbilanciamenti (ad eccezione della revisione delle aree di prezzo di sbilanciamento che necessita di ulteriori valutazioni) e continuando nel percorso di integrazione con i mercati europei, completando l'integrazione con le piattaforme europee per il bilanciamento.

Altrettanto necessario e utile sarà continuare a sfruttare le potenzialità dei progetti pilota per ampliare la platea di soggetti e tecnologie abilitati a fornire servizi ancillari funzionali a garantire l'esercizio in sicurezza della rete rispettando il principio di neutralità tecnologica. L'avvio con la Delibera 352/2021/R/eel della sperimentazione per la realizzazione di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte dei DSO, che andrebbero ampliati per consentire la più ampia partecipazione degli operatori (DSO, BSP, Consumatori), è un traguardo molto positivo soprattutto in considerazione dell'atteso rapido sviluppo di fonti di energia variabili

connesse alle reti di distribuzione. D'altro canto, è necessario valutare come procedere per "istituzionalizzare" e mettere a sistema i Progetti pilota già attivi da tempo (es. UVAM, UPR, UPI, Fast Reserve).

Proprio con riferimento al progetto pilota UVAM è importante che nell'ambito della riforma complessiva del TIDE sia prevista una sua adeguata valorizzazione e che si tenga conto delle caratteristiche specifiche delle risorse che vi partecipano (ad esempio unità di consumo). Queste risorse, come evidenziato sopra, dovranno evolversi da risorse "sperimentali" a vere e proprie risorse di sistema. Al fine di fornire un servizio alla rete ancora più efficiente è necessario definire regole che, oltre ad incoraggiare la partecipazione di queste risorse al meccanismo, favoriscano la creazione di aggregati sempre più ampi; ad esempio, potrebbero essere introdotte delle semplificazioni nelle modalità di partecipazione al pilota minimizzando le tempistiche e gli adempimenti per l'abilitazione delle UVAM. In aggiunta, per consentire al BSP di ottimizzare il contributo di ciascuna risorsa che aderisce al programma occorrerebbe definire regole che consentano allo stesso una gestione più flessibile dei propri aggregati in modo da superare alcuni vincoli che rischiano di ingessare il meccanismo e rendono più difficoltoso il superamento dei test di affidabilità.

In tema di servizi di dispacciamento, la chiara definizione delle regole di abilitazione per la partecipazione agli stessi 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 e i servizi di sistema che essi devono essere in grado di fornire per potersi connettere alla rete, evitando modifiche ed obblighi di retrofit ex-post. Tale passaggio è essenziale per sfruttare appieno il potenziale di flessibilità delle risorse di accumulo integrandole nel sistema con benefici in termini di sicurezza, economicità ed 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.

Infine, tra le risorse che possono fornire servizi di flessibilità alla rete elettrica (sia di trasmissione che di distribuzione), occorre considerare anche la tecnologia Vehicle Grid Integration, sia V1G che V2G, delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici. A tal proposito è importante completare quanto prima il quadro regolatorio per la partecipazione degli EV al mercato dei servizi, tenendo in considerazione le caratteristiche peculiari delle infrastrutture di ricarica nonché delle esigenze di ricarica dei veicoli elettrici.

Per quanto riguarda infine il Mercato della Capacità, come illustrato nella nostra lettera del 28 ottobre scorso, presenta ancora alcune inefficienze che richiedono un intervento anche da parte di ARERA. In particolare, alla luce degli aumenti e della volatilità eccezionali dei prezzi energetici, occorre rivedere la frequenza di aggiornamento dello strike price e in particolare della voce «materia prima gas», passando già a partire dal periodo di consegna 2022 a una determinazione su base giornaliera per riflettere in modo più efficace e dinamico il costo-opportunità della tecnologia di punta (turbogas a ciclo aperto). In un'ottica di miglioramento del meccanismo, occorrerà anche prevedere una semplificazione delle regole di partecipazione della Demand Response al mercato della capacità in modo da massimizzare il contributo di queste risorse all'adeguatezza del sistema.

Occorrerebbe inoltre intervenire sull'indisponibilità degli impianti potenzialmente causata dai ritardi nelle manutenzioni o dai prolungamenti degli iter autorizzativi dovuti all'emergenza sanitaria. A tal fine risultano necessari interventi volti a migliorare le funzionalità e la liquidità delle sessioni di mercato (mercato secondario e aste di aggiustamento) finalizzate alla gestione degli obblighi a valle delle aste madri fino alla consegna.

Per quanto concerne le Comunità Energetiche Rinnovabili, è importante che ARERA nel disegnare le regole di attuazione delle disposizioni previste nel Decreto di recepimento della Direttiva RED II, si ponga l'obiettivo di favorire la massima partecipazione a tali configurazioni, minimizzando gli oneri gestionali e semplificando gli scambi informativi tra gli operatori. A titolo di esempio, l'Autorità dovrà adottare provvedimenti per definire le modalità con le quali sia verificato il rispetto del perimetro entro cui si realizzeranno le Comunità Energetiche Rinnovabili ai fini dell'accesso agli incentivi; tali modalità dovranno, innanzitutto, consentire al referente di individuare i potenziali membri della configurazione in modo semplice e veloce. A tal fine si propone l'individuazione di un soggetto terzo (ad esempio il GSE) che, previa comunicazione dei dati da parte distributori, renda pubblici i perimetri di riferimento in modo che i soggetti interessati possano visualizzare in maniera uniforme ed organica la mappa dell'intero territorio nazionale.

Tale soluzione renderebbe più immediata l'attività di interrogazione e verifica da parte dei promotori/partecipanti alla Comunità che potranno accedere ad un'unica piattaforma nazionale dove consultare tutti i perimetri di riferimento.

Per quanto concerne l'identificazione di tali perimetri si potrebbe, partendo dal criterio della cabina primaria, prendere a riferimento aree che coincidano con un aggregato definito di CAP diversi (zone con lo stesso CAP dovrebbero essere ricomprese all'interno dello stesso perimetro); una soluzione di questo tipo, mantenendo il criterio elettrotecnico della cabina primaria, comporterebbe comunque delle semplificazioni derivanti dall'applicazione del criterio geografico. Inoltre, per rendere il più possibile "omogenee" in termini di potenza tali aree convenzionali si potrebbe prevedere, in alcune zone geografiche, l'aggregazione di più cabine primarie. Infatti, in alcune aree (come, ad esempio, le aree Montane e Pedemontane) la minore densità di popolazione comporta un minor numero di utenze sottese alla stessa cabina primaria. Questo potrebbe portare alla creazione di Comunità Energetiche dimensionate in maniera non ottimale in quanto potrebbero presentarsi delle limitazioni in termini di aggregazioni dei clienti finali.

Inoltre, in ottica di favorire l'attesa crescita degli investimenti nel settore delle rinnovabili, sarà necessario disporre un'opportuna semplificazione di alcuni adempimenti attualmente previsti dal "*Testo Integrato delle Connessioni Attive*" (TICA). Ad esempio, occorrerebbe prevedere la richiesta di adeguamento della connessione esistente esclusivamente per i casi in cui ci siano variazioni della potenza nominale dell'impianto riferita alle caratteristiche in corrente alternata, oltre il range del 10%. Invece dovrebbero essere gestite solo con una mera comunicazione di aggiornamento al gestore di rete tutte le altre casistiche di interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico (come previsto dal DM 23 giugno 2016), e ciò al fine di non comportare per i produttori eccessivi oneri economici e burocratici.

Sarebbe anche opportuno rivedere le attuali disposizioni relative alla prenotazione della capacità di rete, favorendo ove possibile gli interventi di ammodernamento e potenziamento degli impianti esistenti il cui iter autorizzativo è spesso più rapido di quello relativo agli impianti *greenfield*.

Infine, sempre al fine di velocizzare e favorire il repowering del parco rinnovabile esistente, sarebbe utile prevedere una procedura semplificata che consenta al produttore, previo inserimento dell'identificativo TICA dell'impianto oggetto di potenziale repowering, di ottenere l'indicazione della potenza massima aggiuntiva che si potrebbe connettere senza necessità di

nuove infrastrutture di rete ed eventualmente la possibilità di prenotare tale potenza nell'ambito della suddetta procedura.

Mercati retail competitivi, partecipati e affidabili

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

Condividiamo appieno l'intervento relativo alla graduale modifica delle tempistiche di switching, prevedendo di trapiantare il cambio di fornitore in qualsiasi giorno del mese, dapprima entro 3 settimane e poi entro 24 ore dalla richiesta. Tale intervento, infatti, risponde all'esigenza di avere processi veloci e dinamici a favore dei clienti finali e delle stesse dinamiche concorrenziali del mercato elettrico in una fase in cui anche il superamento dei regimi di prezzo sta vedendo il suo completamento.

Inoltre, nelle more di trapiantare lo switching giornaliero, è opportuno intervenire sin da subito per ottimizzare l'attuale processo. In particolare, come già segnalato con lettere interassociative, si potrebbero ridurre le attuali 3 settimane di processo tecnico a poco più di 10 gg sia accorciando le tempistiche del processo di condivisione delle informazioni finalizzate all'esercizio della revoca, sia anticipando in fase pre-contrattuale la gestione della revoca dello switching. I benefici per il sistema sarebbero ancora maggiori se anche il servizio di pre-check venisse reso accessibile in fase pre-contrattuale e se i due servizi venissero integrati.

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

Il completo superamento dei regimi di prezzo deve essere accompagnato da una serie di misure propedeutiche a dare credibilità e affidabilità al mercato e garantire così un buon funzionamento dello stesso. In particolare, quanto mai urgente risulta essere l'entrata in vigore dell'Albo dei venditori, per consentire al cliente finale di scegliere esclusivamente fra operatori solidi ed in grado di garantire nel tempo il possesso di adeguati requisiti finanziari e reputazionali. Auspichiamo pertanto che ARERA si faccia portavoce presso il MiTE per promuoverne una rapida adozione.

È inoltre necessario potenziare gli strumenti a contrasto della morosità contro il cd. turismo energetico dei clienti finali. A questo proposito, per migliorare significativamente la gestione del credito da parte degli operatori e minimizzare le eventuali ricadute sulla collettività, appare

opportuna e condivisibile l'indicazione prevista nell'emanando D.lgs di recepimento della Direttiva UE 944/2019 "Mercato", circa l'introduzione del cd. blocco dello switching in caso di morosità intenzionale.

Infine, come già evidenziato in relazione al OS.2, per la tutela dei consumatori vulnerabili, l'entrata in vigore del sistema di riconoscimento automatico dei bonus sociali nazionali elettrico e gas, col superamento dell'istanza di partecipazione da parte del cliente, rappresenta una misura estremamente importante che, considerate le percentuali molto basse di percettori effettivi negli anni scorsi, permetterà di intercettare potenzialmente tutti i potenziali beneficiari. Il meccanismo dovrà essere monitorato e valutato periodicamente per un suo aggiornamento periodico (in particolare per semplificare e rendere più efficienti, ove possibile, i vari processi e flussi di scambio informazioni tra i soggetti coinvolti).

OS.25 Minimizzare i rischi per il sistema energetico

In linea generale, come peraltro rimarcato dall'Autorità stessa nella propria Memoria 384/2021/R/eel, le tempistiche per l'implementazione delle misure contenute D.lgs di recepimento della Direttiva UE 944/2019 "Mercato" sul fronte del mercato elettrico retail sono particolarmente stringenti e sfidanti. Considerati i dossier già aperti e che vedono impegnati attivamente sia l'Autorità che gli operatori, l'implementazione delle nuove misure dovrà avvenire secondo il criterio della maggiore semplicità possibile.

In merito ai meccanismi per il riconoscimento di mancati incassi degli oneri generali di sistema (OGdS), condividiamo l'obiettivo generale di minimizzare l'onere complessivo a carico del Sistema elettrico, purché questo non determini eccessive penalizzazioni per gli operatori della filiera, i quali, come confermato dalle sentenze amministrative che si sono espresse sul tema, non devono farsi carico delle eventuali morosità sulla partita.

Un tema rilevante emerso negli ultimi mesi è sicuramente quello dell'aumento dei prezzi dell'energia per tutti i consumatori italiani. La crisi energetica, infatti, ha reso improrogabile una discussione sugli interventi strutturali per alleggerire i costi della bolletta elettrica dei consumatori italiani. In quest'ottica, riteniamo positive le proposte avanzate da codesta Autorità al Parlamento e al Governo ed espresse da ultimo nella Memoria 486/2021/R/com, relative allo spostamento di parte degli OGdS nella fiscalità generale. Tale soluzione, infatti, da un lato garantirebbe maggiore equità fiscale e, dall'altro, renderebbe la bolletta più sensibile ai segnali di prezzo, a vantaggio

della trasparenza e della comprensione da parte del cliente. Ciò, inoltre, risulterebbe perfettamente in linea con 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"*.

Lo spostamento della partita in fiscalità dovrà tenere a riferimento le esigenze di sviluppo dell'autoconsumo. A tale scopo, si dovrà prevedere un meccanismo di incentivazione esplicita che, nel caso di installazioni esistenti ne mantenga la redditività attesa, nel caso di nuove installazioni sia commisurato al costo delle tecnologie alla stregua di quanto fatto per le comunità energetiche e l'autoconsumo collettivo. Inoltre, tali proposte dovranno essere accompagnate anche da una revisione delle misure di supporto per l'efficienza energetica, che si basano proprio sull'esenzione dagli OGdS e che vedrebbero compromessa la propria sostenibilità economica.

In aggiunta a ciò, sarà necessario intervenire sia sui dossier di rilievo per gli operatori al momento non ancora sottoposti a proposte di intervento (es. revisione regolazione in materia di morosità e di Sistema Indennitario) che, nel quadro generale della liberalizzazione dei mercati retail, per un giusto riconoscimento agli ex fornitori del servizio di maggior tutela dei costi fissi legati alla fuoriuscita massiva di un numero significativo di clienti per effetto del pieno completamento della liberalizzazione. Come già preannunciato con le Delibere 491/2020/R/eel e 604/2020/R/eel, è opportuno che ARERA integri le linee di intervento del prossimo quadriennio con un intervento in merito al ristoro dei cosiddetti "sunk costs" normalmente reintegrati attraverso il *"Meccanismo di compensazione uscita clienti"* del TIV che dovrà essere opportunamente aggiornato alla luce della perdita forzata dei clienti che è parte integrante dell'iter di liberalizzazione.

Da ultimo, non appare condivisibile l'eventuale rafforzamento della disciplina unbundling esistente – la quale, si ricorda, è frutto di un impegno ingente dal punto di vista economico e gestionale – in quanto l'onere sarebbe del tutto sproporzionato rispetto alla minaccia reale di distorsioni competitive per il mercato retail e per i servizi innovativi emergenti. Si ritiene che la disciplina attuale, che ha recepito in maniera puntuale le disposizioni comunitarie in materia, sia più che sufficiente per garantire un ruolo terzo e non discriminatorio dell'attività di distribuzione rispetto al mercato. Come rappresentato in precedenza, per lo sviluppo dei mercati riteniamo invece essenziale la certezza delle regole e del percorso di liberalizzazione, nonché la semplificazione degli oneri posti in capo agli operatori.

Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture nella transizione energetica

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

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

La revisione dei criteri di determinazione e aggiornamento del WACC per il prossimo periodo regolatorio, avviata con il DCO 308/2021/R/com, è un'operazione molto complessa considerato l'attuale contesto macroeconomico caratterizzato da tratti di eccezionalità, influenzati dalle politiche della BCE, per mitigare la crescita del costo del debito e sostenere la ripartenza delle economie nazionali dopo il pieno dell'emergenza sanitaria dovuta al Covid-19. Una riduzione del WACC eccessiva rispetto ai livelli attuali rischierebbe di ridurre le risorse a disposizione delle imprese regolate per implementare i propri piani di investimento infrastrutturali, necessari per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di decarbonizzazione e di sostenibilità ambientale.

Le prime proposte di intervento avanzate nel DCO 308/2021/R/com, con cui si propongono soluzioni innovative rispetto alla regolazione vigente, non hanno tenuto in piena considerazione gli elementi prima citati. Invece per quanto riguarda il DCO 488/2021/R/com, nonostante alcuni miglioramenti, sembra che gli ultimi orientamenti e proposte di intervento non siano in grado di evitare contrazioni sensibili del valore del WACC. Contrazioni che, a causa del particolare contesto economico attuale, metteranno a serio rischio la finanziabilità dei piani di investimento degli operatori dei settori elettrico e gas finalizzati al rafforzamento e allo sviluppo, coerentemente con le previsioni di utilizzo, delle proprie infrastrutture.

L'aggiornamento del II PWACC, peraltro, si sovrapporrebbe con la prima attuazione dell'approccio ROSS proposto nel Documento, rispetto al quale vanno evidenziati gli elementi di discontinuità e complessità gestionale. Evidenziamo come l'effetto combinato di tali interventi regolatori rischi di portare effetti negativi – derivanti dalle difficoltà in sede di prima attuazione ma anche dalla esigenza di rispondere alla complessità gestionale del suddetto approccio – sulla programmazione degli investimenti proprio in una fase in cui il ruolo dei DSO è centrale rispetto al percorso di decarbonizzazione. Raccomandiamo pertanto che il passaggio a meccanismi di tipo ROSS avvenga in maniera coordinata e graduale, ad esempio limitandone il ricorso in una prima fase ad ambiti sperimentali delimitati.

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

Con riferimento al ruolo dell'idrogeno verde nella decarbonizzazione, riteniamo che possa dare un contributo importante, sostituendo i combustibili fossili nei settori dove non è perseguibile il processo di elettrificazione diretta. In quest'ottica, l'Autorità intende definire criteri per la valorizzazione economica delle 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. Per evitare il disallineamento con gli obiettivi di decarbonizzazione, è necessario adottare un approccio prudentiale nella valutazione degli investimenti, tenendo conto anche delle incertezze sul futuro ruolo delle reti per il trasporto di idrogeno. Più in generale, questi investimenti non dovrebbero generare sussidi incrociati e pertanto dovrebbero essere supportati esclusivamente da coloro che beneficerebbero degli stessi. 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

Per quanto riguarda il processo di elettrificazione dei consumi finali e di decarbonizzazione del sistema, lo sviluppo della mobilità elettrica ricoprirà un ruolo fondamentale. Lo stesso PNRR ha destinato importanti risorse alla promozione delle infrastrutture di ricarica su tutto il territorio nazionale. Nel Quadro strategico in consultazione, l'ARERA ha previsto, tra le linee di intervento, anche iniziative regolatorie per la promozione della mobilità elettrica. Apprezziamo questo orientamento, e riteniamo quindi importante che l'ARERA definisca quanto prima misure tariffarie ad hoc, in attuazione di quanto previsto dal decreto di recepimento della Direttiva RED II, sia per la ricarica pubblica in bassa tensione che per quella in media tensione, considerando anche l'importanza di sviluppare una rete di infrastrutture di ricarica capillare per i viaggi a lunga percorrenza.

In aggiunta allo sviluppo della mobilità elettrica, un importante supporto per la maggiore elettrificazione dei consumi degli utenti finali non può che essere fornito da un adeguato sviluppo della rete di distribuzione. È quindi apprezzabile la volontà di ARERA di prevedere adeguate misure tariffarie finalizzate alla promozione ed all'incentivazione degli interventi del DSO su diversi fronti quali la bonifica delle colonne montanti, lo sviluppo dello smart metering 2G e soprattutto la sperimentazione di progetti per l'utilizzo della flessibilità locale in considerazione del nuovo e più attivo ruolo previsto di gestori del sistema previsto per i distributori.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it | info@elettricitafutura.it

