

MEMORIA

370/2020/I/EEL

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER
ENERGIA RETI E AMBIENTE IN MERITO ALL'AFFARE
SULLA RAZIONALIZZAZIONE, LA TRASPARENZA E LA
STRUTTURA DI COSTO DEL MERCATO ELETTRICO E
SUGLI EFFETTI IN BOLLETTA IN CAPO AGLI UTENTI
(ATTO N. 397)**

Memoria per la Commissione Industria, commercio, turismo
del Senato della Repubblica

6 ottobre 2020

Signor Presidente, Gentili Senatrici e Senatori,

desidero ringraziare, anche a nome dell'intero Collegio dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, la Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica per avere invitato questa Autorità a partecipare al dibattito nell'ambito dell'esame dell'Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti (Atto 397).

L'Autorità presenterà, dunque, nel seguito le proprie considerazioni su un tema di estrema rilevanza per l'economia nazionale, a maggiore ragione alla luce della particolare situazione determinatasi a seguito dell'emergenza epidemiologica COVID-19, che ha prodotto effetti non trascurabili anche sul comparto energetico.

Si consideri, dunque, la nostra piena disponibilità a fornire ulteriori integrazioni alle riflessioni che ci accingiamo a svolgere.

Il Presidente

Stefano Besseghini

Milano, 8 ottobre 2020

L’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) è consapevole dell’odierno contesto economico, impegnativo e complesso, che il Paese sta vivendo, anche a causa dell’emergenza epidemiologica; tuttavia, è altrettanto cosciente che in esso può cogliersi l’occasione per contribuire a fornire un’accelerazione alla transizione del paradigma energetico verso un modello sostenibile dal punto di vista economico, ambientale e sociale, anche facendo ricorso agli strumenti messi a disposizione dell’Unione europea.

Il sistema elettrico, in particolare, si troverà a confrontarsi a breve con scelte importanti, come l’uscita dal carbone, e, pertanto, è corretto e doveroso, fin d’ora, avviare una riflessione su quale sia il modello di mercato più adeguato alla gestione di un sistema elettrico in cui la disponibilità di servizi ancillari è destinata a divenire sempre più un fattore chiave.

In questo scenario di transizione energetica, non può non rilevarsi come il gas continui, comunque, a rivestire un ruolo rilevante, anche in considerazione dei tempi necessari al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Infine, si dovrà tenere conto anche della progressiva integrazione del settore elettrico con quello del gas naturale sostenibile e di nuovi vettori energetici quali il biometano e, in prospettiva, l’idrogeno.

Nell’attuale contesto, dunque, in continua evoluzione verso la piena sostenibilità, l’efficienza e la circolarità, e caratterizzato da una forte interdipendenza tra i settori dell’energia e dell’ambiente, assumono sempre maggiore rilevanza alcune tematiche sulle quali questa Autorità ha già avuto modo di esprimersi nel corso degli anni, ma che vale la pena qui richiamare.

1) Partecipazione risorse non abilitate, ivi incluse le risorse diffuse, al mercato per il servizio di dispacciamento

L’Autorità ha recentemente pubblicato una relazione relativa alla diffusione e all’integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita (Relazione 321/2020/I/efr), che contiene, fra l’altro, i risultati finora raggiunti in merito alla partecipazione delle risorse non abilitate, ivi incluse le risorse diffuse, al mercato per il servizio di dispacciamento, attualmente consentita nell’ambito di progetti pilota di cui alla deliberazione 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel. Benché continui ad essere bassa l’incidenza delle offerte accettate rispetto a quelle presentate, tali progetti si stanno rivelando utili, in quanto consentono di sperimentare le modalità e le *performance* di erogazione dei servizi ancillari da parte di nuove risorse; i medesimi progetti consentono, altresì, di sperimentare l’erogazione in modo aggregato, nonché l’operatività degli aggregatori e le modalità relative alla loro interlocuzione con il

gestore della rete di trasmissione italiana, Terna, e con i singoli clienti finali e produttori facenti parte dell'aggregato. La separazione tra il soggetto responsabile della programmazione e degli sbilanciamenti (cd. *Balance responsible party* - BRP), che garantisce la fornitura al cliente finale, ed il soggetto che gestisce ed eroga i servizi di flessibilità (cd. *Balancing service provider* - BSP) sta mostrando buone potenzialità e, in prospettiva, potrà manifestarne altrettante in relazione ai clienti di minori dimensioni, cui è stata recentemente estesa la possibilità di partecipare ai progetti pilota, con la deliberazione 5 maggio 2020, 153/2020/R/eel.

Al riguardo, vista la complessità dell'utilizzo delle risorse diffuse per l'erogazione dei servizi ancillari, sia in relazione alla loro partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento in forma aggregata sia in relazione al loro utilizzo da parte di Terna, l'Autorità ritiene opportuno proseguire la fase di sperimentazione, affinando gradualmente la regolazione - tenuto conto dei risultati finora ottenuti, pur mantenendo il carattere di transitorietà, ed estendendola progressivamente alle risorse di minori dimensioni.

Inoltre, l'Autorità considera adeguato ampliare la fase di sperimentazione, introducendo nuovi progetti pilota, quali quelli finalizzati a consentire l'erogazione della riserva secondaria (anche in forma aggregata) da parte delle risorse attualmente escluse, oppure quelli volti a valutare l'opportunità di adattare gli impianti esistenti, affinché possano contribuire alla regolazione della tensione. Al fine del buon esito della sperimentazione appare, altresì, fondamentale l'attività di monitoraggio da parte di Terna in ordine all'effettiva disponibilità delle risorse e delle modalità con le quali le medesime vengono rese disponibili al sistema.

La fase di sperimentazione permetterà, dunque, di disporre dei primi elementi utili per la definizione della regolazione a regime, dando seguito e sviluppando, nei prossimi mesi, quanto già ipotizzato nel documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel, recante gli orientamenti complessivi funzionali al Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE).

Un corretto ed efficiente funzionamento del mercato e, in ultima istanza, il contenimento dei costi in capo ai clienti finali, rappresenta il principale obiettivo che l'Autorità intende perseguire, tramite una regolazione volta a rendere l'attività di dispacciamento idonea a garantire adeguatamente la sicurezza del sistema elettrico in un contesto sempre più caratterizzato dalla produzione di energia da fonti rinnovabili e da generazione distribuita, nonché dal progressivo venir meno degli impianti programmabili, che hanno storicamente reso disponibili le risorse per la flessibilità. Ciò anche in vista del raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione europea al 2030, che implicano l'utilizzo in modo proficuo - anche in forma aggregata -

delle potenzialità della nuova generazione - ivi inclusi i sistemi di accumulo - e della *demand response*.

2) *Sistemi di accumulo*

In tema di integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema e nei mercati elettrici, numerosi sono stati gli interventi svolti dall'Autorità.

Si richiama, innanzitutto, la delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha aggiornato la propria regolazione generale per consentire, appunto, l'accesso e l'utilizzo delle reti elettriche, su un piano di parità, anche da parte di tutte le tipologie di accumuli.

E' opportuno evidenziare, altresì, che anche i sistemi di accumulo, ivi inclusi i veicoli elettrici dotati di tecnologia *vehicle to grid*, possono erogare alcuni servizi ancillari nell'ambito della fase sperimentale, di cui alla già citata deliberazione 300/2017/R/eel, finalizzata alla riforma organica della disciplina del mercato per il servizio di dispacciamento.

Inoltre, con il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 345/2019/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alla revisione delle condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente reimmessa in rete dai sistemi di accumulo, al fine di garantire che, in tutti i casi (anche quelli, più complessi, in cui i sistemi di accumulo condividono il punto di connessione con altri carichi e/o unità di produzione):

1. le tariffe di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse le componenti a copertura degli oneri generali di sistema) siano applicate solo all'energia elettrica prelevata per il consumo finale e non anche all'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione, evitando che tali componenti tariffarie comportino effetti distorsivi sui mercati e siano poi comunque allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;
2. siano evitate distorsioni e arbitraggi derivanti dal fatto che il prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica prelevata (prezzo unico nazionale, PUN) è diverso dal prezzo all'ingrosso che si applica all'energia elettrica immessa (prezzo zonale orario).

Tale quadro regolatorio sarà completato nei prossimi mesi con l'adozione del provvedimento finale.

Inoltre, in relazione ai sistemi di accumulo aventi rilevanza sistemica ai fini del raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 inerenti all'incremento e all'integrazione della generazione da fonti rinnovabili, si prospetta la necessità di un **intervento normativo per la definizione delle procedure autorizzative, ove mancanti, necessarie ai fini della loro realizzazione, e dell'introduzione di forme di remunerazione a lungo termine derivanti da procedure competitive**, che consentano lo sviluppo e la gestione efficiente dei sistemi di accumulo e dei servizi che rendono disponibili. Tali strumenti avrebbero il vantaggio di far emergere il costo efficiente dei servizi di flessibilità e di favorire l'utilizzo delle tecnologie più competitive e, pertanto, meno costose per i consumatori.

3) *Oneri generali di sistema*

Gli oneri generali di sistema sono componenti della bolletta elettrica volte a finanziare obiettivi di interesse generale identificati dal Legislatore.

Nel complesso, la dimensione del fabbisogno totale di competenza 2020 si aggira sui 14 miliardi di euro l'anno, di cui:

- circa 12 miliardi di euro per il supporto alle fonti rinnovabili (c.d. componente A_{SOS}), all'interno dei quali operano le agevolazioni a sostegno delle imprese energivore che, in base alle scelte di politica industriale attuate dal Governo, hanno diritto ad uno sconto sulla componente tariffaria A_{SOS} per circa 1,5 miliardi di euro (stima riferita all'anno 2020); tali sconti sono pagati con un sovrappiù sulla medesima componente A_{SOS} da parte degli altri utenti non energivori, inclusi i clienti domestici;
- circa 2 miliardi di euro nel complesso per altre finalità (c.d. componente A_{RIM}), tra cui la principale è rappresentata dalla promozione dell'efficienza energetica (con un fabbisogno per l'anno 2020 pari a circa 0,8 miliardi di euro); rientrano nella stessa componente A_{RIM} anche la copertura degli oneri derivanti da obiettivi di politica sociale, come il bonus per le famiglie economicamente disagiate (con un fabbisogno al 2020 di circa 0,15 miliardi di euro, in aumento per i prossimi anni), o ambientale, come lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e le compensazioni territoriali ai siti che ospitano centrali nucleari (con un fabbisogno per il 2020 pari a 0,5 miliardi di euro, inclusi 135 milioni di euro destinati, però, al bilancio dello Stato) ed il contributo tariffario alla società Rete ferroviaria italiana - RFI (con un fabbisogno per il 2020 di circa 0,25 miliardi di euro).

Al momento, il gettito annuo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali risulta complessivamente più basso rispetto al fabbisogno, soprattutto in relazione alla componente A_{SOS} , anche senza tener conto della riduzione dei volumi di energia intervenuto nel 2020 a causa dell'emergenza epidemiologica COVID-19. Non sono previste significative diminuzioni, almeno nel prossimo anno, del fabbisogno complessivo della componente A_{SOS} ; componente per la quale si prevede piuttosto, nel medio termine, la necessità di un graduale adeguamento al rialzo, avendo finora utilizzato al massimo i margini di manovra concessi dallo sfasamento tra gettito e pagamenti.

Col passare del tempo, la voce *oneri generali* ha assunto un'incidenza sempre maggiore nella bolletta domestica: attualmente l'incidenza degli oneri generali è pari al 21,8% della spesa annua per il cliente domestico tipo, servito in regime di maggiore tutela; tale incidenza risulta superiore a quella dei corrispettivi dei servizi di rete a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, pari al 20,4% della stessa spesa annua. Questo peso considerevole può avere un impatto sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, poiché riduce la capacità di scelta e la comprensione delle offerte da parte dei clienti finali. Infatti, la percezione delle possibilità di risparmio per il cliente finale che cambia fornitore risulta fuorviata, considerato che la parte di prezzo determinata dal mercato è molto contenuta rispetto al totale della spesa sostenuta dal cliente stesso.

Al fine di superare tali criticità, l'Autorità ha più volte segnalato al Parlamento e al Governo l'opportunità di un intervento legislativo volto al trasferimento alla fiscalità generale degli oneri generali di sistema. In particolare, l'Autorità ritiene che debbano essere fin da subito eliminati dalla bolletta elettrica gli oneri non direttamente connessi agli obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile e quelli finalizzati al contrasto della povertà energetica.

Tra le voci che, secondo tale criterio, potrebbero essere subito spostate in fiscalità generale, vi sono, in particolare, le componenti relative alla copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare (incluso il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali e impianti nucleari), nonché alla copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società RFI per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete di alta velocità non si avvantaggiano di tale regime).

Tali trasferimenti consentirebbero una riduzione - in termini di fabbisogno di competenza 2020 - di quasi 1 miliardo di euro all'anno.

Tra le voci da spostare sin da ora alla fiscalità generale vi sarebbero anche le quote di oneri generali relative agli sgravi riconosciuti alle imprese energivore sulla componente *A_{SOS}*, che, allo stato, sono pagate dagli altri utenti (famiglie e imprese non energivore) come un sovrappiù sulla medesima componente, per oltre 1,5 miliardi di euro all'anno.

In più, risulterebbe utile destinare direttamente al finanziamento degli oneri generali almeno una parte dei proventi delle aste ETS, dal momento che hanno finalità simili a quelle attualmente finanziate dagli oneri presenti in bolletta.

L'Autorità reputa, altresì, utile evidenziare, anche con la presente memoria, la necessità che sia valutata la possibilità di destinare parte delle risorse finanziarie che si stanno approntando per la ripresa economica e la transizione verde - così come delineata dal Piano nazionale energia clima e dal *Green deal* - agli investimenti nei settori energetici, senza un aggravio di ulteriori voci in bolletta. Questo permetterebbe, peraltro, di non compromettere la progressiva e graduale diminuzione dell'onere complessivo, i cui effetti inizieranno ad essere percepibili dalla metà di questa decade.

Infine, in relazione ai meccanismi di gestione e di esazione degli oneri generali, si rammenta che l'Autorità ha attivato un Tavolo di lavoro con gli operatori ed ha già avuto modo di segnalare al Parlamento e al Governo che, nell'eventuale evoluzione di tali meccanismi, debba essere assicurata la presenza di un ente pubblico, soggetto alla vigilanza dell'Autorità, per garantire, non solo la piena neutralità rispetto agli interessi in gioco, ma anche una più efficace azione di recupero di eventuali mancati pagamenti, anche tramite la facoltà - riservata alle sole amministrazioni pubbliche - di attivare l'Agenzia delle entrate-riscossione.

4) *Tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica*

Dal 2020 è stata completata, in relazione anche agli oneri generali di sistema, la riforma delle tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica. Tale riforma ha costituito l'attuazione di quanto previsto dall'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014, che stabiliva il superamento della struttura progressiva delle componenti amministrative delle tariffe elettriche per i clienti domestici.

Per la vera e propria “tariffa” a copertura dei servizi di rete, l'Autorità ha adottato una struttura che riflette i costi del servizio, che è pienamente in vigore già dal 2017, **in anticipo rispetto a quanto previsto dal recente Regolamento europeo 943/2019, che costituisce parte integrante del cd. *Clean Energy Package***. L'articolo 18 di tale Regolamento prevede, infatti, che le tariffe siano ispirate al principio di aderenza ai costi (*cost-reflectivity*), in modo da attribuire a ciascun utente un costo che rifletta l'impegno del sistema per i suoi comportamenti di consumo.

Vale osservare, con riferimento ai costi di distribuzione, che il passaggio a una componente tariffaria proporzionale alla potenza impegnata è particolarmente rilevante, anche in vista di uno sviluppo futuro della mobilità elettrica. Tale sviluppo è sostenuto, altresì, dalla diffusione progressiva dei misuratori elettronici, che permettono al cliente di controllare il proprio effettivo impegno di potenza. A questo scopo è stato anche previsto un sistema di agevolazioni per le variazioni di potenza, tra cui la soppressione del contributo fisso amministrativo di circa 27 euro e la riduzione di circa il 20% del contributo previsto per ogni kW di potenza aggiuntiva, grazie al quale ogni cliente può adattare, in termini più economici e flessibili, il proprio contratto in funzione di specifiche esigenze di prelievo.

Riguardo, invece, alle componenti tariffarie legate agli oneri generali, si rileva che è stato completato il superamento della progressività anche per questa parte della bolletta destinata alle famiglie italiane. Infatti, dal mese di gennaio 2020, gli oneri generali di sistema attribuiti alla clientela domestica non prevedono più la struttura a scaglioni, che contemplava un aumento dell'aliquota una volta superata una determinata soglia di consumo. Tuttavia, l'applicazione degli oneri generali di sistema ai clienti domestici risulta ancora differenziata tra clienti residenti e clienti non residenti; in particolare, **a questi ultimi è applicata una componente fissa, che era stata introdotta per consentire una transizione più graduale**, con un minore impatto della riforma sulle tariffe applicate alle abitazioni di residenza.

Il definitivo superamento di tale differenza costituisce una scelta prettamente redistributiva, che coinvolge la valutazione politica del Governo e del Parlamento, anche al fine di individuare, attraverso il dialogo e la leale collaborazione tra le medesime istituzioni e il Regolatore, percorsi di gradualità economicamente sostenibili, in particolare per le forniture alle famiglie nelle abitazioni di residenza, sulle quali si dovrebbero scaricare eventuali riduzioni della componente fissa degli oneri generali attualmente a carico dei clienti domestici non residenti.

5) *Ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica*

L'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante "*Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale*", come convertito dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, contiene disposizioni in tema di ricarica dei veicoli elettrici che, in generale, potranno fornire un efficace impulso allo sviluppo della mobilità sostenibile alimentata con l'energia elettrica.

Tuttavia, è doveroso evidenziare che il comma 12 del citato articolo 57 prevede che questa Autorità definisca, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto-legge, le "*tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica*

dei veicoli, applicabili ai punti di prelievo in ambito privato e agli operatori del servizio di ricarica in ambito pubblico secondo quanto previsto dall'articolo 4, comma 9, del decreto legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257, in modo da favorire l'uso di veicoli alimentati ad energia elettrica e da assicurare un costo dell'energia elettrica non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti.”

L’Autorità, con la memoria 31 luglio 2020, 300/2020, ha già espresso la propria completa condivisione in merito alla finalità perseguita dal Legislatore di favorire l’uso di veicoli alimentati ad energia elettrica, anche per il conseguimento degli obiettivi del Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC) approvato dal Governo.

Appare, tuttavia, opportuno ribadire che la disposizione di cui al richiamato comma 12 dell’articolo 57 fa riferimento al concetto di “tariffa di fornitura”, che non è compatibile con la normativa comunitaria attualmente vigente, in base alla quale l’assetto del mercato elettrico è pienamente liberalizzato.

Inoltre, anche nel caso di attuazione della norma con riferimento alle sole tariffe a copertura dei costi relativi ai servizi di rete e ferme restando le problematiche connesse allo sviluppo dei punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica, l’equiparazione degli operatori commerciali (come i gestori dei punti di ricarica in luoghi aperti al pubblico) alle famiglie (clienti domestici) resta molto critica. Infatti, le condizioni di ricarica possono essere molto diverse tra questi due ambiti, con particolare riguardo alla velocità di ricarica e, quindi, alla potenza elettrica richiesta al punto di connessione con la rete.

In aggiunta, poiché la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è un servizio reso a prezzi liberamente definiti dagli operatori, laddove non fossero assicurate condizioni di effettiva concorrenza, si prefigurerebbe il rischio che eventuali agevolazioni sul costo dell’*input* energetico non si riflettano pienamente sul prezzo finale dell’*output*, ossia del servizio di ricarica richiesto all’automobilista “elettrico”.

Infine, si rileva come la norma in analisi non quantifichi l’ammontare complessivo dell’eventuale agevolazione né individui il soggetto a carico del quale sarebbe posta la suddetta agevolazione.

Per tutti i motivi illustrati, l’Autorità conferma che **le tariffe di rete applicabili ai punti di prelievo esclusivamente dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici non possono porsi in contrasto con il principio di aderenza ai costi, principio che, come già affermato a proposito delle tariffe applicate alle utenze domestiche, deve guidare le determinazioni tariffarie, in linea con la normativa comunitaria attualmente vigente.**

6) *Centralità del consumatore*

Vale la pena osservare come, di tutte le transizioni che interessano il settore energetico, quella verso l'effettiva e completa apertura del mercato elettrico risulti la più complessa.

Nonostante, infatti, tale percorso di liberalizzazione sia iniziato nel 2007, ad oggi, non si è ancora concluso. Al fine, dunque, di garantire il completamento di questo processo, avendo ben a mente come il grado di consapevolezza del cliente finale sia funzionale ad esso, l'Autorità, anche nel proprio Quadro Strategico 2019-2021, ha posto in risalto l'obiettivo di agevolare la trasformazione dei consumatori in attori consapevoli dei settori energetici.

A tale scopo, **l'Autorità considera di fondamentale rilievo, rafforzare innanzitutto gli strumenti di informazione, di formazione e di trasparenza a beneficio dei consumatori, nonché raccogliere le loro esigenze tramite appositi "canali di ascolto"**. Ciò diviene ancora più essenziale per i settori liberalizzati e per il processo di rimozione della tutela di prezzo che, ai sensi della legge n. 124/2017 (legge per il mercato e la concorrenza, come da ultimo modificata dal decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con modificazioni dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, recante "*Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*" - cd. decreto milleproroghe), avverrà gradualmente, dall'1 gennaio 2021, per le piccole imprese (diverse dalle microimprese) e, successivamente, dall'1 gennaio 2022, per le microimprese e i clienti domestici. In un siffatto contesto, il processo di completa apertura del mercato elettrico deve assicurare un'adeguata gradualità, tenendo conto delle specificità del settore elettrico italiano e della effettiva capacità dei consumatori di far fronte ai profondi cambiamenti nell'assetto che si stanno profilando; per esempio, i costi del mercato libero includono sempre più spesso, oltre al costo diretto dell'energia, anche i costi relativi agli altri servizi eventualmente offerti.

L'obiettivo perseguito dall'Autorità sarà, dunque, quello di accompagnare il cliente nel processo di completa apertura e di evoluzione del mercato elettrico, potenziando o innovando gli strumenti finalizzati a comprendere meglio le proprie esigenze in termini quantitativi e qualitativi, in modo tale che egli possa operare scelte consapevoli, grazie alla conoscenza della propria spesa, sia nella fase pre-contrattuale, sia attraverso la bolletta. Tali innovazioni dovranno, altresì, tenere conto dei nuovi schemi di servizio e degli ulteriori strumenti messi a disposizione del cliente finale per consentirgli di operare nel mercato, quale soggetto in grado di fornire servizi ancillari al sistema (in

maniera singola o attraverso i servizi di aggregazione, che progressivamente si renderanno disponibili). In questo percorso di graduale consapevolezza dei clienti, hanno avuto un ruolo importante le iniziative di comunicazione e gli strumenti realizzati dall’Autorità con l’avvalimento dell’Acquirente Unico: prima, il *Portale Offerte* e, successivamente, il *Portale Consumi*.

All’efficacia del completamento del percorso di liberalizzazione del mercato elettrico e alla limitazione di alcune criticità emerse negli anni, contribuirà la definitiva emanazione dell’Albo dei venditori, come previsto dal decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante “*Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*”, come convertito nella legge 28 febbraio 2020, n. 8.

7) Autoconsumo individuale e collettivo e comunità energetiche

L’Autorità ha già avuto modo di evidenziare l’esigenza di rivedere le numerose definizioni dei sistemi semplici di produzione e di consumo attualmente presenti nell’ordinamento nazionale e finalizzate a individuare le configurazioni realizzabili per l’autoconsumo individuale. Tali definizioni, a seguito del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19, non hanno più motivo di esistere (non essendo più presenti le diverse modalità di applicazione delle componenti tariffarie cui tali definizioni erano funzionali) e, pertanto, andrebbero sostituite con una definizione unica e coerente con il nuovo quadro europeo. Ciò, oltre all’**aggiornamento del quadro normativo**, consentirebbe anche una importante **semplificazione della normativa vigente in materia di configurazioni per l’autoconsumo individuale**.

Per quanto riguarda l’autoconsumo collettivo in edifici e condomini e le comunità energetiche, l’Autorità ha recentemente attuato l’articolo 42-*bis* del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, come convertito dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, tramite la deliberazione 4 agosto 2020, 318/2020/R/eel. Ad essa ha fatto seguito il decreto del Ministro dello Sviluppo economico finalizzato a definire l’incentivazione spettante all’energia prodotta da fonti rinnovabili e oggetto di autoconsumo collettivo in edifici, condomini o comunità di energia rinnovabile.

Tale quadro normativo e regolatorio ha carattere sperimentale e consentirà di disporre di elementi utili, al fine del completo recepimento delle direttive 2018/2001 e 2019/944. Tuttavia, si ritiene fin da subito utile evidenziare alcuni primi elementi che si ritengono rilevanti.

Innanzitutto, **l’Autorità considera opportuno che anche a regime sia implementato un modello virtuale per l’autoconsumo collettivo in edifici e condomini e per le comunità energetiche**, poiché, evitando l’implementazione di soluzioni tecniche o societarie ovvero la realizzazione di nuove reti private non necessarie e generalmente costose, detto modello consentirebbe a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte (in relazione alla configurazione di autoconsumo ed indipendentemente dalle proprie scelte di approvvigionamento dell’energia), senza dover al contempo richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici. Il modello virtuale appare, pertanto, flessibile, sostenibile nel tempo e facilmente adattabile per ogni futura esigenza; inoltre, garantisce trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendere parte a iniziative collettive, ivi inclusa la salvaguardia dei relativi diritti.

L’Autorità reputa, altresì, auspicabile **escludere, fin da subito, la possibilità che le comunità energetiche possano svolgere l’attività di distribuzione di energia elettrica**, considerato lo svantaggio economico derivante dalla realizzazione di reti diverse e ulteriori rispetto a quelle pubbliche (l’unica eventuale eccezione potrebbe essere rappresentata dai già definiti Sistemi di distribuzione chiusi – SDC, essendo riferiti a contesti industriali e commerciali in cui possono rendersi opportune condizioni tecniche di funzionamento o di qualità del servizio diverse da quelle tipiche delle reti con obbligo di connessione di terzi).

In aggiunta, al fine di coordinare l’aggiornamento e il potenziamento dei meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili con le disposizioni agevolative per l’autoconsumo, **l’Autorità valuta opportuno separare le misure finalizzate ad attribuire all’autoconsumo una più corretta valorizzazione - coerente con i benefici derivanti dall’autoconsumo medesimo, indipendentemente dalle fonti e dalle tecnologie, nonché dal fatto che gli impianti di produzione siano nuovi o esistenti - dai veri e propri strumenti per l’incentivazione, che dovrebbero riferirsi, invece, alla nuova produzione di energia da fonti rinnovabili, ovvero a nuovi interventi di efficientamento energetico** (per esempio, nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento). Ciò allo scopo di raggiungere gli obiettivi individuati dalla direttiva europea per il 2030 al minimo costo attraverso strumenti trasparenti ed efficaci.

Infine, in relazione alle comunità energetiche, l’Autorità **ritiene appropriato distinguere il concetto di autoconsumo da quello di condivisione dell’energia**: l’autoconsumo in forma collettiva (con la relativa valorizzazione e, eventualmente, incentivazione) presuppone, infatti, la vicinanza e la contestualità dell’energia elettrica prodotta e consumata, mentre la condivisione può essere un concetto più ampio con valenza commerciale. I due concetti, nell’attuale fase transitoria di cui al decreto-legge

n. 162/19, coincidono, poiché le comunità di energia rinnovabile sono limitate a soggetti connessi alle sole reti alimentate in bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione.

Considerazioni finali: l'emergenza Covid -19 e lo sviluppo dei modelli di mercato e di regolazione in chiave prospettica

In conclusione, questa Autorità non può esimersi dal formulare qualche considerazione, in chiave prospettica, sull'impatto dell'emergenza epidemiologica Covid -19 nel settore elettrico, che ha segnato l'anno in corso.

L'Autorità, anche in coordinamento con il Governo e il Parlamento, ha adottato tempestivamente misure emergenziali e temporanee volte a tutelare i consumatori e a promuovere la sostenibilità della filiera, duramente colpita dalla crisi.

L'emergenza epidemiologica, che ha esposto il settore energetico a una sollecitazione senza precedenti, ha dimostrato, innanzitutto, la resilienza del sistema italiano, dovuta anche alla stabilità che la regolazione dell'Autorità ha contribuito a sviluppare in oltre un ventennio. Il mercato europeo dell'energia ha, infatti, continuato a funzionare in maniera integrata, a differenza di molti altri settori, che sono tornati ad una dimensione nazionale, con un crollo degli scambi transfrontalieri.

D'altro canto, la situazione emergenziale ha anche offerto la possibilità di evidenziare gli elementi più critici di un sistema che evolve verso un mix energetico con elevata presenza di energia prodotta da fonti rinnovabili elettriche, con la conseguente necessità di garantirne la stabilità, e ha posto ulteriormente in luce situazioni di criticità nel mercato, già oggetto di attenzione da parte del Regolatore.

In particolare, l'assetto concorrenziale del mercato del dispacciamento è strutturalmente critico, con specifico riguardo al Mezzogiorno, ma lo scenario di prezzi bassi che ha caratterizzato il primo semestre di quest'anno ha esacerbato situazioni nelle quali possono presentarsi opportunità, per gli operatori, di esercizio del potere di mercato. L'Autorità ha completato uno specifico monitoraggio del dispacciamento e ha avviato un'analisi dei comportamenti tenuti dagli operatori. Giova sottolineare, infine, come l'Autorità ponga particolare attenzione a fornire agli operatori di rete i corretti incentivi per orientare gli investimenti e le attività manutentive verso il maggiore valore al cliente. Concorrono a questa finalità i meccanismi c.d. "output-based", che già da diversi anni caratterizzano la regolazione infrastrutturale delle reti di trasmissione e di distribuzione, sia per quanto riguarda la qualità del servizio sia per altre caratteristiche del servizio stesso (per esempio, l'incremento di capacità di transito nelle sezioni

interzonali del sistema, fino al raggiungimento di capacità obiettivo identificate con modelli di analisi costi/benefici).

Inoltre, come evidenziato nel proprio Quadro strategico 2019-21, l’Autorità presta particolare attenzione all’innovazione di sistema e in questo ambito ha recentemente avviato gli “esperimenti regolatori” tesi a individuare soluzioni innovative, anche in deroga alla regolazione esistente, per il raggiungimento di obiettivi a beneficio del sistema, senza discriminazioni tra i clienti o tra gli operatori. La prima applicazione degli esperimenti regolatori è stata rivolta alla riduzione dei divari di continuità della fornitura, nel quadro di un generale sforzo per ridurre le differenze regionali, cui l’attuale Consiliatura è particolarmente concentrata in tutti i settori regolati.