

MEMORIA

384/2021/I/EEL

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI AMBIENTE IN MERITO ALLO SCHEMA DI DECRETO
LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE)
2019/944 RELATIVA A NORME COMUNI PER IL MERCATO
INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA E CHE MODIFICA LA
DIRETTIVA 2012/27/UE, NONCHÉ RECANTE DISPOSIZIONI PER
L'ADEGUAMENTO DELLA NORMATIVA NAZIONALE ALLE
DISPOSIZIONI DEL REGOLAMENTO (UE) 943/2019
SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL
REGOLAMENTO (UE) 941/2019 SULLA PREPARAZIONE AI
RISCHI NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E CHE
ABROGA LA DIRETTIVA 2005/89/CE (N. 294).**

Memoria per le Commissioni riunite 10^a Commissione Industria, commercio, turismo e
13^a Territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica

16 settembre 2021

Signor Presidente, Gentili Senatrici e Senatori,

desidero ringraziare, anche a nome degli altri Componenti del Collegio, Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti e Stefano Saglia, la Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica per avere invitato l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ad esprimere le proprie considerazioni in merito allo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 (n. 294).

Con l'occasione si precisa che il regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore elettrico e che abroga la direttiva 2005/89/CE non è un atto di diretta competenza di questa Autorità.

L'Autorità intende, dunque, fornire, con la presente memoria, un contributo ai lavori della Commissione in relazione ad alcune tematiche cui già da tempo dedica particolari sforzi e ad altre che si collocano nel quadro di attuazione delle politiche dell'Unione europea in un settore di diretta competenza, quale quello dell'energia elettrica, nell'ambito del quale è chiamata ad esercitare la propria azione regolatoria con nuovi compiti e funzioni.

Rimaniamo, comunque, a disposizione per fornire ulteriori dati ed elementi ritenuti utili, sia in forma scritta sia rispondendo direttamente ad eventuali Vostre domande.

Il Presidente

Milano, 16 settembre 2021

1. Premessa

Il presente documento prende le mosse da quanto già espresso da questa Autorità con la memoria del 21 maggio 2021 relativa al disegno di legge di delegazione europea 2019 (AS 1721), ai fini del recepimento nell'ordinamento nazionale della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27 e di rifusione della direttiva 2009/73/CE (di seguito: direttiva elettrica), tenuto conto delle disposizioni o modifiche delle norme esistenti intervenute a seguito dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica del Regolamento (UE) 941/2019 (di seguito: regolamento elettrico). Nel corso dell'illustrazione della stessa, proprio dinanzi a questa Commissione, l'Autorità aveva riferito le proprie considerazioni sui criteri contenuti nel citato provvedimento, soffermandosi, in particolare, sulle comunità energetiche dei consumatori, sull'autoconsumo, sullo sviluppo degli accumuli, sul ruolo dei distributori, sui piani di sviluppo della rete e sulle esenzioni.

Vale sottolineare come la direttiva elettrica e il regolamento elettrico, parti integranti del *Clean Energy Package*, contribuiscano a delineare un quadro normativo che pone il consumatore e la sua tutela al centro di un mercato elettrico caratterizzato da un ruolo crescente delle risorse rinnovabili spesso decentrate e distribuite e che, pertanto, richiede un'ampia disponibilità di risorse di flessibilità per assicurare la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

Oltre alla promozione di un ruolo attivo della domanda e di una sempre crescente consapevolezza del consumatore, il Legislatore europeo ha disegnato norme per la diffusione dei sistemi di accumulo, necessario complemento all'intenso sviluppo delle fonti rinnovabili aleatorie, e delle ricariche elettriche integrate nel sistema e selezionate secondo criteri di mercato, che richiedono un maggior coordinamento fra i gestori della rete di trasmissione e i gestori della rete di distribuzione.

Nel condividere il principio generale che individua nella stabilità degli interventi relativi al Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) l'obiettivo primario dell'organizzazione del mercato elettrico, l'Autorità auspica che la sua effettiva realizzazione possa consolidare il necessario coordinamento fra politica energetica e regolazione.

Inoltre, come già sottolineato anche nella memoria del 2 maggio 2017 presentata alla Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati nell'ambito dell'esame del pacchetto di proposte della Commissione europea "Energia pulita per tutti gli europei"

(*Clean Energy For All Europeans*), in ragione dell'incertezza che caratterizza il futuro del sistema energia-clima e delle ampie differenze strutturali che ancora contraddistinguono i diversi mercati nazionali, l'Autorità ritiene che gli strumenti tecnici e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi condivisi debbano poter essere selezionati con adeguati margini di flessibilità e di selettività. Ciò per consentire un processo virtuoso di apprendimento e di adattamento delle regole, a beneficio, non solo dell'efficienza dei processi, ma anche della tempestività degli interventi.

Nel processo di adozione delle nuove norme, sembrerebbe, invece, essere prevalso un approccio di cristallizzazione della regolazione nella normativa primaria sovranazionale, riflesso nello schema di decreto legislativo in esame, che rischia di rendere talvolta inutilmente lunghi e laboriosi gli interventi di adattamento da parte dell'Autorità di regolazione nazionale, come si illustrerà di seguito.

Ciò risulta particolarmente evidente con riferimento alle disposizioni che tendono a porre il consumatore "al centro del mercato", nonché a promuovere una regolazione efficiente delle reti, considerato che la regolazione vigente nazionale risulta più avanzata di quella media di europea.

Premesso quanto sopra, si formulano nel prosieguo alcune considerazioni in ordine a specifiche norme con carattere regolatorio contenute nel provvedimento in commento, soffermandosi, *in primis*, su quelle in materia di tutela dei diritti dei consumatori e di promozione del loro ruolo attivo.

2. Diritti dei consumatori, promozione del loro ruolo attivo e tutela dei consumatori vulnerabili.

Come evidenziato in premessa, lo schema di decreto oggetto dell'audizione odierna appare caratterizzato da un eccesso di dettaglio regolatorio. Alcune delle misure prospettate per un miglior funzionamento del mercato *retail* risultano, infatti, particolarmente puntuali e particolareggiate rispetto alla natura stessa della normativa europea. Gran parte delle numerose disposizioni previste nel provvedimento in analisi sono invero già state attuate da questa Autorità o se ne è avviata l'esecuzione, con buon anticipo rispetto all'implementazione della direttiva stessa. Pertanto, in assenza di un intervento che dia un maggiore grado di flessibilità, queste norme sono destinate ad ingessare inutilmente la regolazione in fase attuativa, introducendo complessità non necessarie, rigidità e potenziali ulteriori costi per i consumatori.

Nei paragrafi che seguono si intendono fornire elementi di contesto e/o di precisazione con riferimento alle specifiche disposizioni legislative che potrebbero dimostrarsi utili a coordinare coerentemente le previsioni in esame con i criteri e le indicazioni già adottate

dalla regolazione o in corso di attuazione, secondo il canone previsto espressamente dalla normativa comunitaria e ormai consolidato nell'ordinamento nazionale, in base al quale il Legislatore fissa i principi, gli obiettivi e gli indirizzi di politica energetica e la relativa cornice entro la quale poi viene rimessa all'Autorità amministrativa indipendente di settore la declinazione tecnica e la conseguente disciplina attuativa.

Con particolare riguardo ai **diritti contrattuali dei clienti** (articolo 5), l'Autorità ritiene che talune precisazioni da inserire nello schema di decreto legislativo permetterebbero, pur nel rispetto del dettato della direttiva europea, di mantenere l'impianto regolatorio già sviluppato sul punto, considerato - come sopra rilevato - che molti degli interventi indicati nel provvedimento sono già previsti dall'attuale regolazione.

A mero titolo di esempio, si rileva che, dall'1 luglio 2021, con un intervento sul Codice di condotta commerciale, l'Autorità ha introdotto l'obbligo da parte del venditore di consegnare la cd. "*Scheda sintetica*", che garantisce ai consumatori un maggiore grado di trasparenza nelle offerte, come previsto dall'articolo 5, comma 4, e, dall'1 ottobre 2021, entreranno in vigore ulteriori obblighi in ordine alle comunicazioni ai consumatori in caso di variazioni contrattuali unilaterali e di modifiche automatiche delle condizioni economiche che comportino una variazione dei corrispettivi unitari determinati dal venditore (per esempio, la scadenza o la riduzione di sconti, il passaggio da un prezzo fisso ad un prezzo variabile e viceversa, ecc). Nei casi di variazione unilaterale dei corrispettivi che derivano invece da indicizzazione o da adeguamento automatico di corrispettivi non determinati dal venditore, il cliente finale è informato nella prima bolletta in cui le variazioni sono applicate. In tal modo è data al cliente un'informazione preventiva su eventuali modifiche di quelle componenti del prezzo di fornitura che rientrano nella discrezionalità dell' esercente, affinché possa valutarle e scegliere consapevolmente se aderirvi, ovvero se optare per un'altra offerta con il medesimo venditore o un altro esercente, evitando al contempo una ridondanza informativa pregiudizievole per il cliente stesso e un onere informativo sproporzionato in capo agli operatori che, diversamente, sarebbero tenuti a trasmettere ai propri clienti un'apposita comunicazione in occasione di ogni variazione (talora anche frequente) dell'indice di riferimento del prezzo variabile o in caso di aggiornamento delle componenti di prezzo regolate dalla stessa Autorità.

Alla luce di quanto illustrato, **l'Autorità auspica che lo schema di decreto legislativo in questione escluda l'obbligo di comunicazione preventiva al cliente delle ipotesi di variazione dei corrispettivi che derivano da indicizzazione o da adeguamento automatico di corrispettivi non determinati dal venditore**, e che, al comma 4 dell'articolo 5, si precisi che gli avvisi sulle variazioni contrattuali dovrebbero riguardare esclusivamente i casi sopra riportati.

Altre disposizioni specifiche contenute nel citato articolo 5, tra le quali l'eventuale definizione di criteri volti a garantire la non discriminazione in caso di differenti modalità di pagamento (comma 8) o l'implementazione di misure alternative alla disconnessione del servizio (comma 12), saranno oggetto di affinamenti della regolazione che questa Autorità avrà cura di realizzare.

Più in generale, con riferimento all' articolo 5 in questione, non può non rilevarsi come **il termine previsto dal comma 14 dello stesso articolo entro il quale questa Autorità è tenuta ad adottare le misure necessarie per rendere effettivi tutti i diritti contemplati dalla stessa norma risulti particolarmente stringente e difficilmente compatibile con un lasso temporale in grado di garantire un procedimento partecipato, come d'uso in Autorità, con il necessario coinvolgimento di tutti gli attori del sistema coinvolti nelle modifiche** che, peraltro, determinano un impatto particolarmente delicato sulla tutela dei clienti finali. **Si propone, pertanto, che il predetto termine sia posticipato fino a 18 mesi.**

In materia di **bolletta e di fatturazione (articolo 6)**, con la recente delibera 8 giugno 2021, 242/2021/R/com, l'Autorità ha disposto ulteriori interventi per l'aggiornamento della disciplina della Bolletta 2.0 che, dal gennaio 2016, stabilisce i criteri per la trasparenza delle bollette per i consumi di energia elettrica e/o di gas. Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha istituito un apposito Tavolo tecnico, mediante il quale condurre un confronto con tutti i soggetti interessati alla revisione organica della bolletta, che comprenderà, altresì, gli affinamenti necessari per rendere pienamente coerente la regolazione ivi prevista con le disposizioni contenute nello schema di decreto *de quo*.

Si osserva, inoltre, che il criterio di *“facilitare confronti con i servizi offerti da altri fornitori”* previsto al comma 1 dell'articolo 6 comporta l'esigenza di specificare cosa si intenda per *“servizi offerti”*, rischiando che tale definizione, nel tempo, non risulti più congruente con l'evoluzione dinamica del mercato al dettaglio. Pertanto, **l'Autorità propone, in alternativa, di fare riferimento al principio più generale di “facilitazione dei confronti da parte dei clienti finali”**.

Vale la pena segnalare, inoltre, che i requisiti minimi di fatturazione e le informazioni indicate nell'Allegato 1 allo schema di decreto risultano di estremo dettaglio e la cadenza su base mensile di messa a disposizione delle informazioni nella bolletta potrebbe non risultare in linea con il principio generale previsto dal comma 1 dell'articolo 6 che fa riferimento a *“bollette e informazioni di fatturazione facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione”*. Al riguardo, **l'Autorità ritiene che la messa a disposizione di molte delle informazioni possa avvenire utilizzando il Portale consumi**, ossia la piattaforma web alla quale, con ogni garanzia di riservatezza, tutti i clienti finali possono accedere per vedere/scaricare/comprendere e comparare i propri dati

storici di consumo degli ultimi 36 mesi. Si osserva che il continuo progredire dello strumento verso le esigenze del cliente finale e l'evoluzione della funzionalità di accesso ai dati storici di consumo, peraltro già previsti dalla norma, anche a soggetti terzi, esplicitamente e precisamente autorizzati dal consumatore, accrescerebbero le possibilità di informazione e di alfabetizzazione energetica del consumatore medio, anche nell'ottica di favorire il suo dinamismo, come auspicato dalla direttiva stessa.

Anche in questo caso, è opportuno evidenziare come il termine di sei mesi dall'entrata in vigore del decreto di cui al comma 6, appaia particolarmente ridotto e, quindi, non idoneo a garantire il necessario approfondito coinvolgimento di tutte le parti coinvolte. Si propone, pertanto, che il citato termine sia posticipato fino a 18 mesi.

Il provvedimento all'attenzione di questa Commissione prevede, inoltre, all'articolo 7, una riduzione della tempistica massima per il **cambio del fornitore**, al fine di promuovere lo sviluppo di un mercato *retail* competitivo e dinamico. Nello specifico, si prevede, al comma 1 dell'articolo 7, che il tempo limite per la finalizzazione del cambio di fornitore sia contenuto entro tre settimane dalla richiesta (attualmente è presente un ulteriore vincolo, in base al quale il cambio del fornitore deve avvenire a partire dal primo giorno di ciascun mese) e, dall'1 gennaio 2026, entro 24 ore (comma 3).

L'Autorità valuta molto positivamente la rimozione del vincolo del primo giorno del mese per il cambio di fornitore, poiché la previsione di un termine dalla richiesta rende maggiormente certe le tempistiche del cambio fornitore per i clienti finali, anche se sarà necessario prevedere un tempo adeguato per l'entrata in vigore della misura dovuto ai necessari interventi implementativi che gli operatori e il Sistema informativo integrato (SII) dovranno attuare. Viene, altresì, condivisa la previsione di cui al comma 3 di avviare una specifica consultazione degli operatori attivi nel mercato e delle organizzazioni rappresentative dei consumatori, al fine di adottare le misure per assicurare il cambio del fornitore entro 24 ore. Riguardo a tali interventi non si ravvedono particolari criticità, anche in considerazione del fatto che la previsione che tale misura si attui dall'1 gennaio 2026 risulta compatibile con gli adeguamenti che si renderanno necessari e con gli imprescindibili interventi implementativi che gli operatori e il SII dovranno attuare.

In merito alle previsioni sui **tempi di fatturazione** indicate al comma 1 del richiamato articolo 7, pare opportuno evidenziare che il Regolatore ha già definito specifiche tempistiche che i venditori devono rispettare per le fatture di periodo, stabilendo adeguati indennizzi in caso di mancato rispetto delle medesime, a beneficio dei clienti finali. **Al riguardo, in linea con quanto indicato in via generale in premessa, si propone di non formulare esplicite previsioni, lasciando che sia l'Autorità, nell'ambito dell'esercizio**

della propria funzione regolatoria, a definire le tempistiche ed eventualmente a valutare possibili modifiche di quelle attualmente in vigore.

Infine, si segnala che gli obblighi informativi previsti al comma 2 dell'articolo 7 in esame appaiono ridondanti e si valuta che talune previsioni specifiche particolarmente dettagliate potrebbero essere espunte, per evitare un'eccessiva rigidità che rischierebbe poi di impedire l'accoglimento di plausibili esigenze che dovessero emergere successivamente.

In merito poi ai **contratti che prevedono prezzi dinamici (articolo 8)**, l'Autorità rammenta come attualmente tutti i venditori debbano proporre, tra le proprie offerte economiche, l'offerta PLACET a prezzo variabile, i cui corrispettivi rispecchiano la variazione del prezzo all'ingrosso, seppure mediata per fasce orarie, esprimendo la valorizzazione economica media con scansione temporale più ampia rispetto a quanto richiesto dallo schema di decreto. Quanto indicato all'articolo 8 richiede, dunque, lo sviluppo di una regolazione specifica, per la quale dovranno essere previsti i giusti tempi di realizzazione inerenti alla possibilità per i clienti di concludere, su loro espressa richiesta, un contratto con un prezzo che rispecchi la variazione del prezzo a intervalli pari almeno alla frequenza di regolamento di mercato, la cui realizzazione comporta una rivisitazione importante di altri profili regolatori, alle informazioni precontrattuali e nella bolletta che dovranno essere opportunamente valutate dall'Autorità dopo l'ordinaria interlocuzione con tutti gli attori coinvolti.

Con specifico riferimento al comma 1, **l'Autorità propone la dizione “sottoscrizione di un contratto con prezzo dinamico”** in luogo di “conversione del contratto di fornitura in un contratto con prezzo dinamico”, che renderebbe così applicabili tutte le previsioni in tema di tutela dei clienti finali in caso di sottoscrizione di un nuovo contratto.

Inoltre, riguardo alla verifica prevista al comma 2 dei dati effettivi di consumo da parte dei clienti finali, l'Autorità ritiene che essa possa avvenire attraverso l'accesso al Portale consumi, senza l'obbligo esplicito di riportare nella bolletta e negli altri documenti di fatturazione tutti i dati di dettaglio necessari ai fini della suddetta verifica.

L'Autorità reputa opportuno che sia modificato il requisito tecnico in base al quale il misuratore debba “assicurare per il cliente finale la misurazione e il pagamento con la stessa risoluzione temporale utilizzata per il periodo di regolazione degli sbilanciamenti nel mercato interno”, rimuovendo il riferimento alle condizioni di pagamento, poiché il requisito relativo al medesimo non risulta idoneo quale requisito funzionale.

Per quanto attiene all'**articolo 10 relativo allo strumento di confronto delle offerte** si rammenta che il Portale offerte previsto dall'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto

2017, n. 124, (cd. “*legge concorrenza*”), gestito dall’Acquirente unico sulla base delle indicazioni fornite da questa stessa Autorità, risulta già conforme ai requisiti fissati dallo schema di decreto in analisi.

Con riferimento all’**articolo 11 dedicato ai clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica**, l’Autorità, pur apprezzando l’impianto generale della norma, ritiene che, nelle modalità in cui essa è stata articolata, non sia di facile o immediata attuazione.

In particolare, si rilevano, con riferimento al comma 1, possibili difficoltà nell’identificazione della platea iniziale dei clienti. Infatti, l’immediata identificazione dei soggetti compresi nella platea dei clienti vulnerabili può essere attuata solo sulla base di informazioni rilevanti per l’esecuzione dei contratti di fornitura o funzionali ad altre attività regolatorie definite dall’Autorità, tra cui il riconoscimento dei bonus sociali alle famiglie in stato di bisogno, e, come tali, presenti nell’ambito dell’anagrafica dei punti di prelievo (c.d. RCU) del SII. Tuttavia, alcune delle informazioni funzionali all’identificazione dei clienti che potrebbero far parte di tale categoria previste dall’attuale schema di decreto non sono rilevanti ai fini della fornitura di energia elettrica e, conseguentemente, non sono note ai venditori.

A tale fine, **si potrebbe, dunque, modificare l’attuale formulazione delle lettere a) e b) del comma 1 della norma in analisi, prevedendo che tali soggetti vulnerabili siano individuati come gli aventi diritto al bonus sociale elettrico per disagio economico e al bonus sociale elettrico per disagio fisico**, di cui all’articolo 1 del decreto 28 dicembre 2007 del Ministero dello Sviluppo economico. **Inoltre, l’Autorità propone di sopprimere la lettera c) del comma 1 della norma in esame.**

Infine, in relazione alle utenze ubicate nelle isole non interconnesse in cui, per le specifiche condizioni di mercato, non vi è una pluralità di venditori, tra i quali i clienti possano scegliere, sarebbe auspicabile che le medesime forme di tutela accordate ai clienti vulnerabili fossero estese anche alle microimprese.

L’obbligo dei “fornitori” (comma 2) di offrire ai clienti vulnerabili le condizioni contrattuali e di prezzo stabilite dall’Autorità potrebbe risultare problematico, non essendo, innanzitutto, chiaro se tale obbligo incombe su tutti i fornitori del mercato libero (nel qual caso, comunque, di non facile implementazione) o solo sul fornitore attuale. In tal caso, i clienti vulnerabili potrebbero vedersi opposto il rifiuto da parte di un operatore di concludere un contratto di fornitura. In questo scenario, così come nel caso di assenza di scelta del consumatore, la fornitura sarebbe garantita tramite i servizi di ultima istanza, che non sono concepiti per offrire una tutela di prezzo al cliente e le cui condizioni di erogazione - *in primis* quelle di prezzo - sono finalizzate ad assicurare transitoriamente la continuità della fornitura per il tempo necessario al cliente di trovare un’offerta sul libero mercato e sono tipicamente definite dai medesimi operatori nell’ambito delle procedure

concorsuali con cui sono stati selezionati. Pertanto, il prezzo di erogazione della fornitura applicato ai clienti vulnerabili nell'ambito dei servizi di ultima istanza potrebbe essere anche più elevato rispetto a quello di altre offerte disponibili sul mercato libero.

In altri termini, tali clienti potrebbero avere difficoltà ad accedere al mercato libero, poiché dotati di una minore conoscenza dello stesso, ovvero per una minore attrattiva dei medesimi per gli operatori (per esempio, proprio a causa del loro disagio economico) o, ancora, per le specifiche condizioni di mercato che non permettono, in certe aree del Paese, la compresenza di una molteplicità di venditori, tra i quali il cliente possa operare una scelta. Simili circostanze comporterebbero inevitabilmente un disallineamento rispetto agli obiettivi perseguiti dalla presente norma, volta a tutelare i clienti vulnerabili in un mercato concretamente liberalizzato.

Alla luce di quanto appena illustrato, qualora si intendano offrire delle forme di tutela anche di prezzo ai clienti finali vulnerabili nell'ambito dei servizi di ultima istanza, **l'Autorità auspica che sia esplicitamente prevista la presenza di un limite massimo ai prezzi applicabili ai clienti vulnerabili anche nei servizi di ultima istanza, con l'eventuale socializzazione del differenziale tra il (minor) prezzo pagato da tali clienti e quello di erogazione del servizio di ultima istanza a carico degli altri clienti finali ivi riforniti o di tutti i clienti finali.**

Infine, in materia di **contratti di aggregazione e gestione della domanda** (articolo 10), anche in considerazione della loro rilevanza per la promozione del mercato elettrico, così come definito dalla direttiva (UE) 2019/944, **l'Autorità valuta che le tempistiche previste per la definizione delle regole di dettaglio volte a garantire la tutela dei clienti finali (in particolare, le condizioni contrattuali minime e il diritto ad accedere alle procedure stragiudiziali di risoluzione delle controversie) non siano coerenti con i tempi necessari per l'adeguato coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e, pertanto, prospetta che il termine sia prorogato fino a 18 mesi.**

3. Sviluppi del mercato elettrico

Come già espresso nella sopra richiamata memoria del 21 maggio scorso, l'Autorità formula il proprio particolare apprezzamento per le disposizioni relative al graduale superamento del prezzo unico nazionale (PUN) nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (articolo 13) e per le misure specifiche che si intendono adottare per lo sviluppo dei sistemi di capacità di stoccaggio (articolo 18) necessarie per lo sviluppo del sistema elettrico, in coerenza con il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC).

Si riportano di seguito alcune riflessioni già formulate in materia sulle restanti disposizioni, unitamente ad alcuni commenti specifici sulle modalità con le quali il presente schema di decreto intende implementarle. In ragione della varietà dei temi, per maggior ordine e comprensione, vengono di seguito esposte le valutazioni dell’Autorità suddivise per aree tematiche.

Clienti attivi e comunità energetiche

Con riferimento alle comunità energetiche, l’Autorità, come già segnalato nella memoria del 21 maggio scorso, **considera critica la possibilità che tali comunità gestiscano reti elettriche di nuova realizzazione o acquisite dai concessionari**, come stabilito dal comma 6, lettera c), e dal comma 7 dell’articolo 14 dello schema in parola. Tale possibilità, rimessa peraltro dalla direttiva alla facoltativa adozione da parte di ciascuno Stato membro (che però, ove se ne avvalga, è tenuto a rispettare le condizioni fissate all’articolo 16, paragrafo 4, della direttiva UE 2019/944), risulta, tra l’altro, in contrasto con l’indicazione che prevede di “*valorizzare la rete elettrica esistente*” di cui all’articolo 5, comma 1, lettera h), della legge di delegazione europea 2019, in relazione alle comunità di energia rinnovabile. In proposito, l’Autorità ritiene preferibile, come già sottolineato, **evitare che siano definite nuove fattispecie che consentano di realizzare *ex novo* reti private, in particolare per la fornitura di utenze residenziali, prediligendo che siano utilizzate, piuttosto, in maniera maggiormente efficiente, le reti pubbliche già esistenti**. Infatti, in contesti di utenza diversi da quelli tipici dei già definiti sistemi di distribuzione chiusi (SDC) non è economicamente vantaggioso realizzare reti diverse e ulteriori rispetto a quelle pubbliche, i cui gestori operano - come noto - in regime di concessione e sono assoggettati alla regolazione infrastrutturale dell’Autorità, per quanto concerne le tariffe e il riconoscimento dei costi, i livelli di qualità del servizio e le regole di separazione contabile e funzionale.

Giova, peraltro, rammentare che, nel caso in cui lo Stato membro consenta alle comunità di energia di gestire la rete di distribuzione (con opportuni adeguamenti del regime concessorio, che possano integrarsi con la prevista riallocazione delle concessioni, di cui all’articolo 9, comma 2 del decreto legislativo n. 79/99), la direttiva elettrica prevede espressamente che la comunità sia trattata, dal punto di vista della regolazione, come un *distribution system operator*, pur con le semplificazioni regolatorie attualmente previste per i SDC già definiti dalla direttiva 2009/72/CE. A questo scopo, lo schema di decreto legislativo prevede la definizione di un nuovo regime di sub-concessione, che implica complessità attuative di non facile realizzazione (per esempio, definizione di canoni, convenzioni-tipo, ecc.).

L'Autorità ritiene che l'inclusione della distribuzione di energia elettrica nelle attività delle comunità energetiche dei cittadini comporti il rischio del proliferare di gestori di rete di piccole dimensioni, con perdita di efficienza rispetto alla situazione attuale, peraltro soggetta, tra pochi anni, all'avvio di una stagione di nuove gare per le concessioni (articolo 9, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99). Anche sotto il profilo del servizio di misura, l'aumento di distributori di piccole dimensioni (titolari di sub-concessione) può comportare effetti anti-economici per la perdita di economie di scala, in una fase in cui il completamento efficiente della seconda generazione di misuratori elettronici costituisce un obiettivo irrinunciabile funzionale ad altri aspetti di attuazione della direttiva, *in primis*, la valorizzazione dell'autoconsumo.

L'Autorità, quindi, suggerisce di espungere l'attività di distribuzione da quelle assentite alle comunità energetiche dei cittadini ed elencate al comma 6, lettera c, e comma 7 dell'articolo 14 del provvedimento all'attenzione di codesta Commissione. Anche l'autoconsumo, che eventualmente, ma non necessariamente, può essere presente nell'ambito delle comunità energetiche dei cittadini, non è correlato alla presenza di reti elettriche diverse da quelle gestite dai soggetti concessionari ma solo alla contemporaneità, nel medesimo sito geograficamente limitato, di produzione da qualunque fonte e consumo.

L'inciso al comma 4, che include "*siti diversi nella disponibilità dei clienti attivi medesimi*", sembra, tra l'altro, allargare il concetto di autoconsumo *in situ* per ricomprendere siti che potrebbero non rispettare i principi alla base del concetto stesso di autoconsumo.

Per quanto concerne le disposizioni previste per la promozione dell'autobilanciamento di cui al comma 9, lettera b), dell'articolo 14, l'Autorità osserva come questo contrasti con i principi di efficienza e di mercato, laddove il bilanciamento deve rispondere proprio ai segnali dati dai prezzi di mercato. Tale promozione induce, infatti, a dare priorità all'utilizzo di risorse proprie, anziché utilizzare, ai fini del dispacciamento, le soluzioni meno costose selezionate tramite criteri di mercato. Si rinvia alle ulteriori riflessioni riportate sul tema della auto-dispacciamento di cui all'articolo 23 relativo ai *compiti dei gestori della distribuzione*.

Riguardo alla condivisione dell'energia nell'ambito delle comunità energetiche (articolo 14, comma 6, lett. e)), al fine di evitare la complessità e le criticità che la fornitura multipla presenterebbe, anche in termini di garanzia dei diritti dei consumatori, e di assicurare la coerenza con il cd. "*modello virtuale*" attualmente operativo, pare opportuno sottolineare come questa debba avere la sola finalità della *ripartizione dei benefici* connessi all'energia autoconsumata e non della fornitura, altrimenti non sarebbe di fatto possibile

garantire ai partecipanti alla comunità energetica di conservare i propri diritti di clienti finali richiamati dal medesimo comma.

Appare, altresì, utile evidenziare come i benefici dell'autoconsumo sul sistema elettrico siano essenzialmente riconducibili alla riduzione delle perdite di rete e alla potenziale diminuzione dei costi di sviluppo e di esercizio delle reti elettriche, elementi indipendenti dai soggetti coinvolti, dal tipo di fonte e dal tipo di rete elettrica alla quale i soggetti sono connessi.

L'Autorità propone di riformulare la dizione di cui all'articolo 14, comma 11: *“prevedersi l'evoluzione dell'energia elettrica soggetta al pagamento degli oneri generali e delle diverse componenti tariffarie”* in: ***“prevedersi il monitoraggio anche dell'evoluzione dell'energia elettrica (...) componenti tariffarie variabili”***, al fine di una più chiara espressione.

Infine, **l'Autorità chiede che il termine previsto all'articolo 15, comma 7, sia ampliato da tre ad almeno sei mesi**, per consentire gli adempimenti istruttori necessari ivi previsti, definendo in particolare la documentazione che il gestore del sistema di trasmissione o del sistema di distribuzione deve rilasciare al cliente finale in caso di diniego all'accesso da questo richiesto.

Sistemi semplici di produzione e consumo

L'Autorità, pur condividendo l'introduzione di una nuova unica definizione finalizzata a razionalizzare i sistemi semplici di produzione e consumo, **ritiene necessario precisare, al fine di garantire la dovuta contiguità territoriale che caratterizza tali configurazioni, che, nel caso di configurazioni realizzate dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo:**

- **l'intero sistema, ivi incluse le linee elettriche, sia realizzato su particelle catastali contigue, nella piena disponibilità di uno o più soggetti che ne fanno parte;**
- **la nuova definizione sostituisca quelle previgenti, che quindi continuano a trovare applicazione per le sole configurazioni esistenti qualora non dovessero rientrare nella nuova definizione.**

Linee dirette e sistemi di distribuzione chiusi - SDC

In coerenza con gli obiettivi di contenimento dello sviluppo di nuove reti, **l'Autorità suggerisce di specificare, nella definizione di linee dirette (articolo 2, comma 1), che, ad eccezione dei produttori e dei clienti isolati (non soggetti, dunque, alla**

regolazione), tali linee si possono realizzare solo nei casi indicati nei successivi articoli (ossia, nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo e nei casi in cui il gestore di rete neghi la connessione).

Inoltre, coerentemente con la normativa vigente in ordine ai sistemi di distribuzione chiusi (SDC), **l’Autorità reputa che le convenzioni tipo per il rilascio della sub-concessione dovrebbero far capo al Ministero della Transizione ecologica e non al Regolatore.** Diversamente, risulterebbe complicato e di difficile attuazione il coordinamento tra la convenzione-tipo, che spetta all’Autorità definire, e i provvedimenti previsti dal successivo comma 7 (con particolare riferimento alla lettera b) posti in capo al Ministero.

Al fine poi di esplicitare che il comma 1 dell’articolo 17 si riferisce ai SDC di nuova realizzazione, **l’Autorità ritiene utile riformulare il primo periodo, prevedendo che “dalla data di entrata in vigore del presente decreto, possono essere realizzati nuovi sistemi di distribuzione chiusi. Essi sono i sistemi [...]”.**

Da ultimo, per delineare con precisione la definizione di rete pubblica con obbligo di connessione di terzi, includendo anche il caso delle subconcessioni (che, tra l’altro rilevano per i nuovi SDC), **l’Autorità valuta preferibile che il comma 15 dell’articolo 3 sia così riformulato: “La rete pubblica con obbligo di connessione di terzi è una rete pubblica gestita da un soggetto titolare di una concessione rilasciata ai sensi del presente decreto o dell’articolo 1-ter del decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235, ivi incluse le relative subconcessioni”.**

Regolazione degli stoccaggi

L’Autorità segnala l’opportunità di valutare l’eliminazione della lettera c), comma 3 dell’articolo 18, al fine di non vincolare eccessivamente la fase attuativa della disposizione in analisi rispetto ad una tematica, quale quella autorizzativa, che potrebbe risultare particolarmente delicata con riferimento a peculiari fattispecie di stoccaggi (ci si riferisce, per esempio, agli impianti di pompaggio idroelettrici), limitando così di fatto la concorrenzialità delle procedure.

L’Autorità propone, da ultimo, di precisare, all’articolo 18, comma 5, che la capacità di stoccaggio citata venga riferita ai commi precedenti, al fine di evitare l’applicazione delle disposizioni ivi previste ad altri sistemi di stoccaggio realizzati dagli operatori o esistenti.

Ridispacciamento

Si segnala la necessità di allineare al testo del Regolamento (UE) 2019/943 il dettato dell'articolo 24, comma 3, lettera d), con il quale è attribuito all'Autorità il compito di disciplinare la deroga all'obbligo di ridispacciamento in base al criterio di mercato, allo scopo di non fare esclusivo riferimento agli impianti di generazione ma anche ai sistemi di accumulo e alla domanda.

Si valuta, pertanto, utile prevedere che l'Autorità garantisca “il ridispacciamento, in deroga ai criteri di mercato di cui all'articolo 13 del Regolamento (UE) 2019/943, delle unità di produzione, degli impianti di stoccaggio dell'energia e delle unità di consumo che erogano servizi di flessibilità, nel rispetto delle condizioni e delle modalità previste dal medesimo articolo 13”.

4. Nuovo ruolo dei gestori di trasmissione e distribuzione

L'evoluzione della struttura del mercato, la promozione della gestione della domanda e del decentramento della produzione hanno implicazioni di rilievo sul ruolo dei gestori delle reti e, in particolare, su quello dei gestori delle reti di distribuzione.

Gestore della rete di trasmissione

In materia di diritti di connessioni alla rete (articolo 15, comma 3, e articolo 22, comma 1, *2-octies*), l'Autorità non può esimersi dal segnalare le criticità che potrebbero emergere, a breve ma ancor più a medio termine, a fronte delle attuali congestioni nel Sud, relativamente alle quali Terna potrebbe essere costretta a rifiutare connessioni per evitare l'aumento di congestioni future.

In questo contesto occorre evidenziare come le richieste di connessione *off-shore* stiano diventando, per il gestore della rete, un tema molto delicato, che richiede soluzioni improrogabili.

Più in generale, il tema delle connessioni alla rete richiederà nel medio termine particolare attenzione da parte del Regolatore, in virtù della crescita consistente della produzione di energia da fonti rinnovabili attesa per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di transizione energetica. Giova ricordare in questo contesto che, entro il 2026, il Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) prevede una crescita significativa degli impianti rinnovabili, *on* e *off-shore* di circa 5,9 miliardi di euro, di cui circa 2,2 miliardi stanziati all'autoconsumo e alle comunità energetiche e alle ricariche elettriche; mentre agli investimenti nelle infrastrutture di rete, prevalentemente di distribuzione (smartizzazione e resilienza) sono destinati 4,1 miliardi di euro.

In materia di verifica di coerenza del Piano di sviluppo decennale delle reti (art. 22, comma 4), si sottolinea che, ad eccezione della verifica di coerenza con il PNIEC, si tratta di disposizioni già presenti all'articolo 43, comma 6, del decreto legislativo n. 93/11, e che, dunque, non appare necessario duplicare *in toto* trasfondendone il contenuto nello schema di decreto legislativo *de quo*.

Riguardo a quanto previsto dall'articolo 22, comma 6, 8 *quater*, in tema di certificazione di Terna, il termine di tre giorni previsto per la notifica alla Commissione europea della decisione di certificazione preliminare risulta decisamente limitato e non coerente con la direttiva (UE) 2019/944 che, come la precedente direttiva 2009/72/CE, prevede solo che *“la decisione espressa o tacita deve essere notificata senza indugio”*, senza precisare particolari termini.

Le disposizioni in materia di certificazione di operatori di Paesi terzi (articolo 22, comma 7) che assegnano all'Autorità competenze in materia di approvvigionamento risultano contrastanti sia con l'articolo 53 della direttiva 2019/944 sia con le disposizioni nazionali vigenti in tema di *“golden power”*. In particolare, la lettera b) del nuovo comma 11, da introdurre nell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, prevede che l'Autorità verifichi, tra l'altro, che il rilascio della certificazione non possa mettere a rischio l'approvvigionamento energetico dell'Italia e dell'Unione europea. Tuttavia, in base alla normativa in materia, l'autorità nazionale competente designata dallo Stato membro per tali valutazioni è il Governo (la Presidenza del Consiglio ai sensi della normativa sul cd. *“golden power”* e il Ministero della Transizione ecologica per la sicurezza dell'approvvigionamento).

Gestore delle reti di distribuzione

Le disposizioni contenute nei primi due commi dell'articolo 23 sembrerebbero apportare modifiche alle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 93/11, anche se non esplicitamente citato.

Per quanto riguarda il comma 3, si rileva che:

- nell'ambito dei progetti pilota avviati dall'Autorità, in base alla delibera 300/2017/R/eel, è già in divenire una sperimentazione che consente di definire, tra l'altro, le modalità in base alle quali i gestori delle reti di distribuzione cooperano con il gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e di sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento. Tuttavia, i tempi previsti dal provvedimento di cui si tratta

non appaiono sufficienti né a cogliere la complessità delle questioni né a valutare gli esiti dei progetti pilota stessi;

- appare critica la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e consumatori di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni, compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete. Peraltro, una siffatta soluzione appare poco efficiente, poiché dà priorità, su base amministrata, all'utilizzo di risorse locali e non consente di utilizzare, ai fini del dispacciamento, le soluzioni meno costose selezionate tramite criteri di mercato. **Si propone, pertanto, di espungere tale previsione dal provvedimento** oggetto dell'analisi odierna;
- con la delibera 352/2021/R/eel, l'Autorità ha appena avviato una fase di sperimentazione relativa all'approvvigionamento, da parte dei distributori, delle risorse necessarie per la gestione efficiente e in sicurezza delle proprie reti. Anche in questo caso, i tempi previsti dallo schema di decreto legislativo non appaiono adeguati a consentire un approfondito esame delle questioni inerenti e delle sperimentazioni appena avviate. **Si propone, pertanto, che il termine previsto di 12 mesi sia almeno prolungato fino a 24 mesi.**

Con riferimento alle imprese elettriche minori (articolo 23, comma 4) lo schema di decreto di recepimento rimuove gli obblighi di separazione funzionale previsti dal decreto legislativo n. 93/11. L'Autorità, come già segnalato in passato, ritiene che tale semplificazione debba necessariamente prevedere al contempo il venir meno delle integrazioni tariffarie previste dalla legge n. 10/91 in un arco di tempo adeguato (per esempio 24 mesi), al fine di consentire di passare ad un sistema più coerente, applicabile a tutte le piccole isole non interconnesse, indipendentemente dalla natura integrata o meno degli operatori presenti su tali isole.

L'Autorità apprezza la previsione di cadenza biennale con la quale i distributori sono tenuti a presentare i Piani di sviluppo delle reti al Ministero della Transizione ecologica e a questa stessa Autorità (articolo 23, comma 5); previsione che attua l'allineamento con quanto già disposto in tema di Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione. Tuttavia, in proposito, **l'Autorità ritiene doveroso far presente che questa nuova attività richiede un'implementazione della propria dotazione organica, in considerazione dell'elevato valore degli investimenti realizzati dai gestori di distribuzione con più di 100.000 punti di prelievo.**

Punti di ricarica elettrica

Per quanto concerne le connessioni per i punti di ricarica elettrica, l'articolo 23, comma 6, integra l'articolo 4 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, prevedendo l'inserimento di nuovi commi dopo il 13, che stabiliscono, tra l'altro, che *“l'ARERA (...) definisce le regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privato, alla rete di distribuzione”*. Tuttavia, si rileva che i punti di ricarica sono, in genere, interni all'impianto di utenza connesso alla rete e, pertanto, si applicano i criteri generali di connessione già definiti dall'Autorità. In proposito, **l'Autorità suggerisce, dunque, di riformulare la disposizione citata in modo da impedire un'interpretazione che comporterebbe una elevata proliferazione dei punti di prelievo** e che risulterebbe contraria alla finalità di *“favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche”*, come indicato nello schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili cd. RED II (articolo 45, comma 1, lettera e)).

Inoltre, sempre con riferimento al comma 6 dell'articolo 23, laddove prevede un nuovo comma 16, ad integrazione dell'articolo 4 del summenzionato decreto legislativo n. 257/16, si osserva che la frase *“i gestore dei sistemi di distribuzione di energia elettrica, per i tratti di rispettiva competenza, assegnano i punti di ricarica necessari a soddisfare il relativo fabbisogno mediante aste pubbliche concorrenziali, trasparenti e non discriminatorie”*, in coerenza con il dettato della direttiva (UE) 944/2019 (articolo 33, paragrafi 2-3), che vieta ai gestori delle reti di distribuzione di possedere, gestire o esercitare punti di ricarica, va ricondotta al concetto di “deroga” al divieto generale. Pare, peraltro, opportuno qui ricordare che in Italia non è necessario il ricorso né alla deroga né, quindi, alle aste, tenuto conto che il servizio di ricarica in luoghi accessibili al pubblico è già sufficientemente sviluppato su base concorrenziale.

5. Compiti dell'Autorità

Numerosi risultano i compiti assegnati a questa Autorità dallo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Al riguardo si esprime particolare apprezzamento per le nuove funzioni alla medesima attribuite in materia di esenzioni (articolo 24); funzioni che faciliteranno notevolmente l'interazione, richiesta dalla procedura europea, con le autorità degli altri Stati membri, dove tali competenze sono già di norma attribuite ai regolatori nazionali.

A fronte dei numerosi nuovi compiti affidati non si può mancare di rilevare la strutturale carenza di risorse dedicate alla regolazione energetica di cui l'Autorità soffreva già ancor prima dell'attribuzione delle nuove funzioni da parte del decreto legislativo in esame,

unitamente a quelle previste dallo schema di recepimento della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, che sarà oggetto di un altro documento che sarà prontamente inviato a codeste Commissioni, in vista della formulazione del parere al Governo.

Si pensi che i regolatori nazionali di altri Paesi europei, di dimensioni analoghe alle nostre, sono dotati di risorse dedicate alla sola regolazione energetica ben superiori a quelle attuali di questa Autorità (oggi solo circa 80 unità), a fronte di una media di 250 persone che operano presso il regolatore tedesco, BNetzA, e quello inglese, Ofgem. Inoltre, l'Unione europea, visti i nuovi compiti attribuiti dal *Clean energy Package* ad ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori dell'energia, cui gli Uffici di questa Autorità prestano un notevole supporto, ha previsto nel 2020 un incremento *ad hoc* di risorse umane nel budget unionale.

Sempre in ordine alle funzioni affidate a questa Autorità previste dallo schema di decreto legislativo in corso di approvazione, deve ribadirsi come le tempistiche fissate risultino spesso non adeguate per l'impatto che le scelte regolatorie determineranno sul mercato e sui consumatori e, conseguentemente, per le necessarie esigenze di approfondita consultazione di tutti i soggetti che saranno coinvolti da tali scelte.

In proposito, non si può fare a meno di sottolineare ancora come il processo di consultazione di tutti i soggetti interessati dall'azione regolatoria sia di estrema utilità e funzionale ai fini di una efficace e solida regolazione, in grado di far fronte e limitare i rischi di contenzioso, che determinerebbero incertezze sui tempi di attuazione e sulla stabilità delle misure previste, con grave nocimento per tutte le parti interessate e, più in generale, della certezza e affidabilità dell'azione regolatoria.