

**SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO  
RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA UE 944/2019 RELATIVA A NORME  
COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

*Memoria Enel*

**Premessa**

Accogliamo con positività le disposizioni di recepimento della Direttiva europea relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, finalizzata ad adattare l'attuale quadro normativo alle nuove dinamiche del mercato tenendo in considerazione l'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico e gli sviluppi tecnologici, al fine di creare nell'UE mercati dell'energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti. Riteniamo senza dubbio importante il cambio di paradigma introdotto dalle presenti disposizioni su un ruolo attivo dei consumatori, dato che la transizione energetica equa e sostenibile parte dalla consapevolezza e dalle buone pratiche dei singoli. Allo stesso tempo, occorre assicurare che il sistema elettrico nazionale sia in grado di sostenere in maniera efficiente e funzionale gli approcci innovativi introdotti dalla direttiva in recepimento.

In tal senso, riteniamo che lo schema di decreto di recepimento andrebbe migliorato nei punti che seguono.

**a) Autoconsumo e comunità energetiche dei cittadini (Artt. 3-14)**

Le comunità energetiche sono uno **strumento fondamentale** per coniugare il raggiungimento dei target ambientali del Clean Energy Package con obiettivi sociali, culturali e di innovazione dei sistemi elettrici. L'avvicinamento della produzione ai punti di consumo unito ad un significativo e responsabile aumento dei fattori di contemporaneità tra immissioni e prelievi può produrre una riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia, sfruttando la resilienza delle reti di distribuzione già esistenti e l'alta qualità del servizio offerto dai Distributori. Nell'ambito del recepimento della direttiva UE 944/2019 risulta **importante affrontare alcuni elementi in un'ottica di efficacia dei processi** che riguardano principalmente:

- L'ipotesi di **sub-concessioni** di rete per le comunità energetiche dei cittadini
- il dimensionamento del **perimetro** delle comunità energetiche;

La sperimentazione attuale incentrata su un modello virtuale ben si presta a quantificare il valore dell'autoconsumo sul sistema elettrico **senza dover ricorrere a ulteriori investimenti in infrastrutture di rete**, come più volte indicato anche dall'ARERA, garantendo al contempo una partecipazione "dinamica" alla comunità (possibilità per i membri di entrare o di uscire in qualsiasi momento dalla configurazione) e la gestione delle reti da parte di soggetti strutturati e sottoposti a stringente rispetto della regolazione, quali i distributori concessionari pubblici.

La possibilità di realizzare reti private, come evidenziato dall'ARERA, può portare ad una costosa duplicazione di infrastrutture che può essere evitata preferendo, laddove possibile, l'utilizzo di reti pubbliche peraltro molto diffuse e capillari in Italia.

Per le motivazioni sopra espresse, si suggerisce di proporre nel parere di valutare l'opportunità di eliminare la previsione della sub-concessione o in subordine, di prevedere la possibilità di creare sub-concessioni solamente in casi specifici e per motivazioni tecniche (ad esempio comunità isolate e lontane dalla rete

esistente), su autorizzazione del Ministero, sentito il parere tecnico del distributore competente sul territorio.

Per quanto riguarda il **perimetro di identificazione delle comunità energetiche**, riteniamo che più che riferirsi alla cabina primaria in senso stretto, sarebbe molto più pratico ed efficiente identificare ex-ante (chiaramente anche con il supporto dei DSO competenti) ambiti “convenzionali” riferibili alla medesima cabina primaria ma riferiti ad un ambito geografico ad esempio corrispondente ad un aggregato di CAP. In questo modo si terrebbe anche conto nell’individuazione della comunità energetica della configurazione del sistema elettrico, ma i soggetti promotori di comunità energetiche potrebbero direttamente controllare la localizzazione dei membri della futura comunità all’interno di tali ambiti geografici convenzionali (ad esempio su un portale pubblico predisposto dal GSE), senza la necessità di dover interrogare i gestori di rete, una delle cause di limitato successo della prima fase di sperimentazione delle comunità energetiche.

Ciò premesso, si propone di porre come condizione per l’espressione del parere l’assegnazione ad ARERA del compito, entro 6 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto (scadenza coerente con gli altri compiti assegnati all’ARERA in materia di comunità energetiche all’art. 14 comma 10), di stabilire le modalità di individuazione di tali aree convenzionali.

#### ***b) Accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette (Art. 15)***

L’Articolo 15 consente la realizzazione di reti private dirette senza limiti territoriali o motivazioni di efficienza generale. Considerato che il Distributore in generale non rifiuta mai le connessioni avendo l’obbligo di connessione di terzi anche se queste dovessero comportare la realizzazione di infrastrutture rilevanti e che la creazione di nuove reti private risulta costosa, inefficiente, di difficile gestione e comporta una frammentazione della rete critica per la stabilità del sistema elettrico si suggerisce di proporre nel parere l’opportunità di valutare la possibilità di realizzare collegamenti privati soltanto in casi eccezionali e comunque a fronte di un parere tecnico vincolante da parte del Distributore competente, per garantire la sicurezza della fornitura e delle persone che operano sulle reti. In ogni caso, la regolazione delle linee dirette, soprattutto da un punto di vista tariffario, andrebbe necessariamente delegata ad ARERA includendo tale previsione nell’ambito del comma 7.

#### ***c) Sistemi di distribuzione chiusi (Art.17)***

La disposizione normativa consente la realizzazione di configurazioni rientranti nella tipologia degli SDC, ad oggi limitati a quelli esistenti al 2009, attraverso lo strumento della sub-concessione per il quale permane la criticità della cessione di porzioni di rete di distribuzione e di gestione dei futuri rapporti tra concessionario e sub-concessionario (vedi punto a).

Alla luce delle precedenti considerazioni si suggerisce di proporre nel parere l’opportunità di valutare l’eliminazione della previsione delle sub-concessioni dal testo del decreto o, in subordine, di sottoporre la realizzazione dei sistemi di distribuzione chiusi all’approvazione tecnica vincolante da parte del distributore competente.

#### ***d) Sviluppo di nuovi sistemi di stoccaggio (art. 18)***

In merito alla previsione di intervento diretto del TSO in caso di fallimento delle aste per i nuovi accumuli, è necessario adottare tutte le previsioni più rigorose affinché l'intervento avvenga a valle di un reale fallimento di mercato, ad esempio prevedendo congrui tempi di autorizzazione e sviluppo degli asset prima della consegna. Inoltre, i criteri per valutare l'effettivo fallimento di mercato dovrebbero essere definiti da Arera previa consultazione, seguendo i principi e le condizioni dettate dagli art. 54 della Direttiva, condizioni riprese anche per il successivo art.19 relativo agli impianti di accumulo sviluppati e gestiti dal TSO.

Inoltre, il fallimento di mercato non andrebbe dichiarato a valle di una prima asta, ma andrebbero indette aste successive fino al momento in cui le tempistiche fossero tali da non rendere più possibili procedure concorsuali e pertanto si rendesse effettivamente necessario l'intervento diretto del TSO.

Relativamente allo svolgimento delle aste di cui al comma 3, si ritiene che queste debbano essere avviate in un tempo congruo (e comunque non prima di 12-18 mesi) a valle della definizione, da parte del Gestore della RTN, dei fabbisogni di accumulo al fine di permettere agli operatori lo svolgimento di tutte le attività necessarie per la presentazione dei progetti nelle future aste (i.e. identificazione e acquisizione dei siti, predisposizione della documentazione autorizzativa, presentazione della domanda di autorizzazione, etc).

**e) Sistemi di accumulo sviluppati e gestiti dal TSO (Art. 19)**

Per contemperare gli obiettivi di apertura del mercato con le necessità di gestione in sicurezza del sistema, proponiamo di recepire integralmente le condizioni riportate negli art. 36-54 lettere a), b) e c) della Direttiva, piuttosto che utilizzare come unica condizione quella dell'approvazione da parte del Regolatore per l'installazione di componenti di rete pienamente integrate. L'articolo dovrebbe inoltre esplicitare che il Regolatore, nel riconoscere la deroga all'approvvigionamento tramite mercato, avrebbe l'obbligo di verificare che il ricorso a tali procedure di mercato comporterebbe esiti non economicamente efficienti o comunque distorsioni di mercato, mutuando quanto già riportato nell'art. 23.8 con riferimento ai servizi sulla rete di distribuzione.

**f) Contratti di aggregazione (Art. 12)**

L'articolo 12 reca disposizioni in materia di aggregatori e partecipazione degli stessi ai mercati, considerando che per aggregazione si intende la funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o l'energia elettrica generata per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'energia elettrica. In base alla norma i clienti sono liberi di acquistare e vendere tutti i servizi connessi al mercato dell'energia elettrica diversi dalla fornitura e di stipulare contratti di aggregazione, indipendentemente dal proprio contratto di fornitura di energia e rivolgendosi a imprese elettriche di loro scelta, senza che vi sia bisogno del consenso del proprio fornitore di energia elettrica.

Secondo la presente disposizione l'ARERA entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto di recepimento, definisce le regole tecniche e di dettaglio per la partecipazione al mercato interno dell'energia elettrica dei soggetti coinvolti in un'aggregazione nella gestione di una domanda di energia.

La tempistica di 6 mesi appare troppo ravvicinata rispetto all'evoluzione dei progetti pilota per l'utilizzo della flessibilità da parte del DSO. In particolare, sembra che non sussistano le condizioni per poter definire, in tempi così stretti, né le regole di dettaglio né tantomeno gli aspetti tecnici che richiederanno complesse e lunghe consultazioni presso gli organi di normazione tecnica (CEI). Ciò premesso, si suggerisce di parlare di criteri generali o linee guida e considerare una tempistica più estesa (12 mesi) per il processo.

**g) Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (Art. 16)**

L'art 16 prevede un ampliamento delle attuali configurazioni consentite senza alcun limite territoriale per la costituzione di nuovi Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC). Come chiarito dalla stessa ARERA, i sistemi semplici di produzione e consumo dovrebbero consentire un'efficiente produzione e consumo di energia elettrica nel medesimo sito. Di conseguenza, la definizione riportata all'art. 16 dovrebbe prevedere la realizzazione di un SSPC su di un'area senza soluzione di continuità. Inoltre, sarebbe necessario raccordare le nuove previsioni con quelle del d.lgs 115/08 in cui sono definiti i SEU.

**h) Funzioni e responsabilità del Gestore della Rete di Trasmissione nazionale (Art. 22)**

L'art. 22 definisce le funzioni e le responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, integrando il d.lgs. n. 79/1999. Evidenziamo che il significato dell'art. 2-sexies seppure incluso nella Direttiva, non è chiaro in quanto non si comprende come un obbligo di approvvigionamento di servizi ancillari possa applicarsi a delle componenti di rete. Probabilmente, l'intento dell'articolo è quello di specificare che i fabbisogni soddisfatti dalle componenti di rete pienamente integrate non dovrebbero essere approvvigionati tramite mercato. Ma questa interpretazione potrebbe essere in contrasto con la previsione contenuta nei commi precedenti (per la precisione il comma 1 che integra l'art. 3 del Dlgs 79/99 aggiungendo il comma 2-quater) in cui si chiarisce che, per i prodotti per la regolazione non di frequenza (ad esempio regolazione di tensione, potenza reattiva), quindi quelli tipicamente soddisfatti proprio dalle componenti di rete pienamente integrate, dovranno essere definiti criteri che permettano la partecipazione alle gare di approvvigionamento di tutte le risorse disponibili. In altre parole, anche il fabbisogno di questi servizi dovrebbe essere, in generale, oggetto di approvvigionamento tramite procedure di mercato aperte a tutte le risorse in grado di fornirli. In via residuale, tali fabbisogni potrebbero invece essere soddisfatti direttamente dai gestori di Rete in caso di fallimento di tali procedure oppure nel caso in cui l'Autorità valuti che sussistano i presupposti per un intervento diretto tramite installazione componenti pienamente integrate. Di fatto, l'approccio deve essere del tutto analogo a quanto illustrato nel commento relativo all'art 19 in materia di accumuli.

**i) Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di distribuzione (Art.23)**

La norma apporta modifiche al decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 definendo funzioni e responsabilità del Gestore della rete di distribuzione. Segnaliamo che al comma 3 le tempistiche per l'evoluzione del quadro regolatorio in materia di dispacciamento anche con il coinvolgimento delle reti di distribuzione indicate al suddetto comma appaiono difficilmente rispettabili, tenendo conto dello stato di avanzamento del processo relativo ai progetti pilota dei DSO (istituiti dalla Delibera 352/2021) sui servizi di flessibilità locale. ARERA si troverebbe quindi nella condizione di dover definire la nuova regolazione ben prima che siano disponibili i risultati dei progetti pilota, pertanto si propone una rimodulazione in aumento delle tempistiche, prevedendo inoltre l'adozione, in una prima fase, di provvedimenti a carattere provvisorio disciplinanti i progetti pilota, i cui esiti saranno fondamentali per la definizione della regolazione di regime.

Una ulteriore segnalazione riguarda quanto disposto dal comma 1. Segnaliamo infatti che rispetto a quanto previsto dall'attuale normativa, l'introduzione di una estensione del potere di vigilanza economico e amministrativo della società madre sul distributore, che va oltre alla mera vigilanza sulla redditività degli investimenti effettuati dal Gestore indipendente già prevista dall'attuale TIUF, nonché l'introduzione della possibilità per la stessa società madre di dare istruzioni al distributore sulla gestione qualora tali attività eccedano i termini del piano finanziario o dello strumento a questo equivalente, di fatto limitano

l'indipendenza del distributore, rispetto al gruppo verticalmente integrato, nelle scelte gestionali necessarie e funzionali allo svolgimento della propria attività in concessione.

***j) Prezzi dinamici (Art. 8)***

Con riferimento ai prezzi dinamici, considerando la particolarità degli stessi, **è importante che il parere parlamentare preveda** un'applicazione graduale rivolta prima ai grandi clienti e a categorie specifiche come la mobilità elettrica con successiva estensione ai clienti di piccole dimensioni.

***k) Povertà energetica (Art. 11)***

La Direttiva Europea 944/19 promuove il superamento delle tutele di prezzo e la completa liberalizzazione del mercato, con il fine di garantire il pieno dispiegarsi dei benefici della concorrenza. In particolare, la normativa europea evidenzia come i prezzi regolati incentivino l'inerzia dei clienti e creino distorsioni tali da svantaggiare gli stessi clienti che si intende tutelare.

L'articolo 11 mantiene una forma di tutela di prezzo anche post 2023 per un'ampia categoria di utenti, ritenuti meritevoli di protezione. In coerenza con il dettato europeo e considerato che i clienti vulnerabili vengono tutelati dalla nuova proposta, è importante **che il parere parlamentare indichi** che le modalità di transizione al 2023 per famiglie e microimprese promuovano la scelta consapevole del cliente. Tale obiettivo va raggiunto attraverso estese campagne informative sul superamento della tutela e sugli strumenti introdotti dall'Autorità per facilitarne la scelta (es. Portale Offerte, informazioni contrattuali) e tramite modalità di superamento che disincentivino l'inerzia dei clienti stessi (contrariamente alle Tutele Graduali che presentano criticità del tutto simili ai prezzi regolati in termini di incentivo all'inerzia del cliente).

La proattività dei clienti è inoltre necessaria per il successo della liberalizzazione considerato anche il processo di transizione energetica in corso, che richiede un grado sempre maggiore di coinvolgimento e consapevolezza nell'utilizzo dell'energia (es. per partecipare alle comunità energetiche, efficientare le abitazioni, elettrificare i propri consumi).

**Il superamento della tutela, infine, dovrà essere tale da garantire il passaggio con fornitori corretti ed affidabili.**