Schema di Decreto Legislativo concernente disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili

(Atto del Governo 332)

Il decreto legislativo approvato nel Consiglio dei Ministri dell'11 settembre 2025, adottato ai sensi dell'articolo 26, comma 9, della legge 5 agosto 2022, n. 118, è volto a introdurre disposizioni correttive e integrative al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante la disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il Decreto Legislativo 190/2024, in coerenza con gli obiettivi previsti dalla milestone M7-2 – Riforma 1 (Missione 7 – REPowerEU) del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, si propone di ri-disciplinare in ottica di razionalizzazione, riordino e semplificazione gli iter autorizzativi relativi alle diverse tipologie di impianti con cui l'Italia si appresta ad affrontare gli sfidanti obiettivi della transizione energetica, in particolare:

- assicurando l'unicità, la **contestualità, la completezza, la chiarezza** e la semplicità della disciplina in materia di fonti energetiche rinnovabili;

- semplificando i procedimenti amministrativi nel settore delle fonti energetiche rinnovabili, anche mediante la soppressione dei regimi autorizzatori, la razionalizzazione e **l'accelerazione dei procedimenti con previsione di termini certi per la conclusione dei procedimenti**.

Il lavoro di revisione recepisce le osservazioni e le proposte emerse nell'ambito della consultazione scritta dedicata, con l'intento di affrontare le principali criticità segnalate dalle associazioni di settore e quindi dagli operatori.

Pur esprimendo un generale apprezzamento per le innovazioni introdotte dal Legislatore attraverso il provvedimento in esame, Enel ritiene opportuno evidenziare che sono tuttavia ancora necessari interventi per garantire il raggiungimento delle finalità di cui sopra ed in particolare al fine di garantire l'esaustività della disciplina e la reale semplificazione dei procedimenti autorizzativi, divenendo così uno strumento efficace di semplificazione e accelerazione dei procedimenti medesimi.

Preliminarmente alcune disposizioni sembrano superare **in senso peggiorativo semplificazioni esistenti.**

In tema di **vincoli paesaggistici,** finora la normativa in materia di autorizzazione paesaggistica indicava un elenco di interventi che, seppure incidenti su beni sottoposti a vincoli paesaggistici, si potevano realizzare senza richiedere autorizzazione paesaggistica ai sensi del DPR 31/17.

La previsione dell'art 7, comma 2 del TU rinnovabili, previsione sostanzialmente confermata dal correttivo, stabilisce invece che la mera esistenza del vincolo paesaggistico comporta la necessità di ricorrere alla PAS: tale riferimento eccessivamente ampio ai vincoli rischia di travolgere la precedente semplificazione contenuta in norme specifiche.

Ad esempio, con riferimento all'installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici di cui all'allegato A sez I punto 1 lett a, da sempre considerata attività in edilizia libera ed esentata dall'autorizzazione paesaggistica ai sensi del DPR 31/17, oggi, in base a quanto previsto dal TU, confermato dal correttivo, sarebbe necessario non solo attivare la procedura PAS, ma nel relativo procedimento

sarebbe impossibile avvalersi della previsione di cui al DPR, dichiarando l'esenzione in quanto il DPR rimanda a norma abrogata dal TU FER.

In base all'osservazione dei dati, tale complicazione procedimentale interesserebbe oltre il 50% degli acquisti di prodotti fotovoltaici da parte di clienti domestici da installare sui tetti e allungherebbe di almeno 30 giorni i tempi dal pagamento all'installazione (ad oggi 40 giorni).

È quindi necessario escludere dall'applicazione dell'art. 7 comma 2 ultimo periodo, come modificato dal correttivo, che prevede il passaggio al regime della PAS in caso di interferenza degli interventi con vincoli afferenti la tutela del patrimonio paesaggistico e culturale, le casistiche riportate all'Allegato A, Sezione I lettere a) e b), oggi escluse dall'acquisizione dell'autorizzazione paesaggistica come previsto dall'allegato A del DPR 31/2017.

In base all'art 12 del D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 in materia di promozione dell'energia elettrica, oggi abrogato dal Dlgs 190/2024, per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti era sufficiente il provvedimento autorizzatorio unico rilasciato dal ministero, **senza la previa intesa con la regione o le regioni interessate.**

Oggi, in base a quanto previsto dal comma 13 dell'articolo 9 del TU FER, anche a valle della conferenza di servizi che coinvolge tutte le amministrazioni interessate consentendo la ponderazione di tutti gli interessi, **è previsto invece che il rilascio del provvedimento autorizzatorio sia subordinato all'intesa con la regione o le regioni interessate.** Il correttivo estende la previsione della previa intesa anche agli interventi relativi ad impianti idroelettrici. Si ritiene quindi necessario eliminare l'introduzione del riferimento alla previa intesa regionale per non appesantire inutilmente il procedimento e prevedere che le regioni esprimano la loro intesa o il loro dissenso nell'ambito della Conferenza dei Servizi, come previsto dalla Legge 241 del 1990, nel rispetto delle regole proprie della stessa.

In linea con l'obiettivo del correttivo di assicurare la rapida realizzazione degli interventi, nell'ambito della PAS e dell'AU, appare illogica l'introduzione di un temine per l'esecuzione del decreto di esproprio senza intervenire invece sulle tempistiche della procedura di esproprio.

La norma del TU FER (artt. 8 e 9) prevede tempi massimi di realizzazione del progetto, decorsi i quali, i provvedimenti abilitativi/autorizzativi decadono. Gli operatori nell'arco di questo tempo devono continuare ad avere- come oggi- la possibilità di negoziare soluzioni meno onerose e complesse, alternative all'esproprio, mentre è essenziale che una volta compiuta da parte dell'operatore la scelta di azionare la procedura espropriativa il relativo decreto sia emesso in tempi rapidi e certi.

Si ritiene quindi necessario espungere la previsione dal testo del correttivo o, in alternativa prevedere l'applicazione automatica delle procedure di esproprio più rapide, previste dagli articoli 22 e 22 bis del D.P.R 327/2001 e, per mitigare il rischio di ritardi nell'emanazione del decreto, introdurre un termine perentorio di sessanta giorni a far data dalla presentazione dell'istanza da parte del promotore dell'esproprio, per l'emanazione del decreto.

Inoltre si ritiene opportuno evidenziare la non completezza delle definizioni e la non esaustività delle previsioni e della disciplina delle casistiche tecnologiche.

Tra le definizioni di cui all'art. 4 del TU è necessario ad esempio introdurre la definizione di **impianto agrivoltaico e di impianto fotovoltaico flottante/galleggiante**, tecnologia quest'ultima non sempre disciplinata esaustivamente nel TU e che necessiterebbe di essere considerata anche in

altri punti, come ad esempio nell'All. A sez. II punto 1, lett. a, per quanto riguarda gli interventi di modifica indicando le casistiche per le quali si possa ricorrere al regime dell'attività libera. Sempre con riferimento agli impianti fotovoltaici flottanti è necessario razionalizzare il regime amministrativo applicabile in funzione della taglia, consentendo di assoggettare al regime di PAS gli impianti fotovoltaici flottanti con potenza inferiore ai 10MW solo in funzione della taglia dell'impianto e non della tipologia di invaso/bacino sul quale vengono installati. Diversamente anche un impianto fotovoltaico flottante di piccola taglia, ma installato su un invaso realizzato da "grandi" dighe (ai sensi del D.L. 507/1994) richiederebbe in regime di Autorizzazione Unica di competenza statale

Con riferimento infine agli impianti idroelettrici, al fine di consentire una gestione più sostenibile ed efficiente degli interventi assimilabili a manutenzione ordinaria/straordinaria all'interno dei locali/edifici di Centrale, dovrebbe essere inserito all'Allegato A Sezione II il riferimento anche agli *interventi di sostituzione e/o ammodernamento delle componenti elettromeccaniche all'interno degli edifici di Centrale, purché non comportanti alterazioni strutturali o architettoniche degli edifici stessi e non coinvolgenti immobili vincolati ai sensi della Parte Seconda del Codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.*

Ancora, con riguardo agli elettrolizzatori, nella descrizione delle casistiche di interventi, è opportuno inserire anche le infrastrutture indispensabili ad abilitare il trasporto dell'idrogeno prodotto verso l'utilizzatore finale

Si ritiene inoltre opportuno prevedere la possibilità di un **aggiornamento periodico delle fattispecie contemplate negli allegati** che tenga conto della continua evoluzione tecnologica, in mancanza gli operatori si potrebbero trovare di fronte ad un vuoto normativo per quanto riguarda l'individuazione della procedura abilitativa/autorizzativa rilevante.

Enel ritiene fondamentale puntare sulla **digitalizzazione del procedimento autorizzativo** per garantire la reale accelerazione dei procedimenti autorizzativi, la loro trasparenza, il monitoraggio delle tempistiche associate per legge alla singola fase e consentire agli operatori di conoscere in ogni momento il relativo stato di avanzamento.

Nel testo, all'art. 5, non risultano presenti neanche a valle delle modifiche proposte nel correttivo, elementi completi per configurare la piattaforma SUER come strumento per il tracking della pratica autorizzativa lungo tutto il processo (compreso anche il periodo di impugnativa), che possa assicurare piena pubblicità e trasparenza in merito allo stato di avanzamento del procedimento; con accesso ad un unico portale da parte del proponente e degli Enti coinvolti, attraverso anche la limitazione degli ambiti di competenza per l'espressione parere degli stessi. Ad avviso di Enel è quindi necessario chiarire che la piattaforma SUER, oltre a guidare e fornire assistenza nelle diverse fasi previste per i regimi amministrativi di cui agli articoli 7,8, e 9, debba monitorare e tracciare i tempi delle diverse fasi dei procedimenti, certificando il decorso del silenzio-assenso ove previsto dalle disposizioni normative.

Schema di Decreto Legislativo recante attuazione della Direttiva (UE) 2023/2413 che modifica la Direttiva (UE) 2018/2001, il Regolamento (UE) 2018/1999 e la Direttiva 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e abroga la Direttiva (UE) 2015/652

(Atto del Governo n. 324)

Lo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva c.d. RED III ha l'obiettivo di accelerare la transizione energetica dell'Unione Europea verso un sistema più sostenibile e meno dipendente dai combustibili fossili anche attraverso la diffusione dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili.

Enel, da sempre in prima linea nella promozione delle energie rinnovabili, accoglie con favore il recepimento delle norme europee in materia e sottolinea l'importanza di un recepimento organico per assicurare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Occorre preliminarmente evidenziare una grave carenza: nel testo dello schema in esame è assente una norma di recepimento dell'art. 25 della Direttiva (UE) 2023/2413 e delle relative modifiche all'articolo 39 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

Enel ritiene infatti prioritario **l'inserimento di un articolo dedicato alla quota di energia rinnovabile nei trasporti e,** al fine di pervenire a una formulazione ottimale dell'articolo, appare utile evidenziare rispetto al testo dello schema di decreto informalmente circolato nelle scorse settimane, che:

- Tra le modalità di certificazione di provenienza da fonte rinnovabile dell'energia immessa devono essere ricompresi lo strumento delle garanzie di origine ("GdO") e tutti gli ulteriori strumenti utilizzati all'interno del mercato elettrico. Nell'ottica di un sistema che preveda l'utilizzo delle GdO, dei power purchase agreement ("PPA") e dell'autoconsumo diretto o virtuale, sarebbe opportuno considerare come soggetto obbligato il responsabile della gestione e del funzionamento di un punto di ricarica di energia elettrica (i Charging Point Operator nei casi di ricarica pubblica) che fornisce un servizio di ricarica a utenti finali, anche in nome e per conto di un fornitore di servizi di mobilità, o soggetto equivalente che fornisce energia, in quanto unico soggetto in grado di certificare tali dati.
- Secondo quanto previsto all'interno della bozza, ai fornitori di energia elettrica sarebbe richiesto di conteggiare anche i quantitativi forniti ai punti di ricarica privati a uso delle flotte aziendali, anche di trasporto pubblico, con una potenza di uscita cumulativa nello stesso punto di connessione di almeno 50 kW.
  Il dato appare totalmente arbitrario, pertanto, al fine di evitare l'esclusione per le piccole e medie imprese – le quali raramente hanno necessità di una potenza così elevata – si propone che tale limite sia eliminato o che sia per lo meno ridotto ad almeno 16,5 kW (limite equivalente a quello previsto dalla vigente regolamentazione ARERA per le PMI).

Ancora con riferimento alle norme in materia di **mobilità elettrica**, l'articolo 20 introduce disposizioni in materia di funzionalità di ricarica intelligente e obbligo di certificazione conforme all'allegato X della norma tecnica CEI 0-21 per i punti di ricarica di potenza standard, non accessibili al pubblico, installati o sostituiti dal 30 giugno 2026, cioè l'introduzione obbligatoria del Controllore di Infrastruttura di Ricarica per i veicoli elettrici ("CIR").

Enel osserva che l'obbligo previsto dalla norma in via di introduzione – non così stringente nella normativa europea – si basa su requisiti individuati dal Comitato Elettrotecnico Italiano validi esclusivamente a livello nazionale. L'applicazione di tale previsione comporterebbe l'introduzione di prodotti che dovranno essere necessariamente sviluppati in Italia, integrati nelle infrastrutture di ricarica ma costretti a competere all'interno del mercato europeo.

In proposito si evidenzia, pertanto, che:

- l'obbligo generalizzato di integrare un sistema di controllo intelligente in tutte le infrastrutture di ricarica private (anche, per esempio, nel caso di una singola infrastruttura sita all'interno di un garage privato) non comporta alcun beneficio ma solamente un aumento dei costi. Si propone quindi **un'introduzione graduale per contesti specifici**, come riportato dalla normativa CEI, nei casi di partecipazione al mercato di dispacciamento o per utenze con potenze superiori a 16,5 kW, in modo da non creare eccessivi aggravi per famiglie e PMI;
- le tempistiche previste per l'adeguamento alla normativa in via di introduzione appaiono eccessivamente stringenti, se si prende in esame la necessità per le imprese coinvolte di cambiare linee produttive nell'arco di sei mesi. Si ritiene necessaria quindi **l'introduzione di una proroga al 2027**, in linea con quanto previsto dagli atti delegati del Regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi ("AFIR") per tematiche affini;
- si sottolinea inoltre che l'Allegato X prevede anche la possibilità di utilizzo di dispositivi esterni; ciò rende ancora più complessa l'adozione di tale normativa in contesti privati.

L'articolo 12, per favorire lo sviluppo di sevizi di flessibilità e di bilanciamento, prevede che i proprietari di batterie domestiche, industriali e di veicoli elettrici e i soggetti terzi da loro autorizzati debbano avere accesso gratuito e in tempo reale ai dati del sistema di gestione della batteria demandando a successivi decreti ministeriali l'attuazione di tale meccanismo.

In tal senso, visto che, come previsto dalla RED III, tale obbligo dovrà essere adempiuto dall'insieme degli Stati membri e considerato che l'accesso è disciplinato in maniera disomogenea da ulteriori Regolamenti e Direttive europee (e.g.; Data Act, Battery Regulation, Euro 7, OBD, MVBER), **è necessario salvaguardare l'uniformità di recepimento a livello europeo.**

Infatti, si segnala che i prodotti che vengono impiegati per questo tipo di operazione, lavorando in maniera interconnessa, necessitano di criteri uniformi per tutti gli Stati membri.

In particolare, è necessario che nel recepimento della Direttiva RED III venga rispettato il principio di coerenza normativa con i contenuti e i principi sia del *Data Act* (Regolamento (EU) 2023/2854, che del GDPR, **evitando quindi di prevedere obblighi aggiuntivi che rischiano di contrastare con la normativa vigente**.

A tal riguardo si evidenziano le seguenti criticità:

- contrasto con il *Data Act* (Regolamento 2023/2854): tale normativa prevede che solo i dati progettati per essere recuperabili devono essere condivisi e solo se essi non sono dati derivati, legati alla proprietà intellettuale, al segreto commerciale (con specifiche condizioni) o alla sicurezza. Inoltre, il *Data Act* non richiede la trasmissione né over the air, né a costo zero (per i terzi);

- contrasto con il GDPR Regolamento (UE) 2016/679: la condivisione della posizione del veicolo elettrico può comportare una violazione delle disposizioni previste dal GDPR dal

momento che anche i dati relativi all'ubicazione possono comportare, indirettamente, un'informazione che determina l'identificazione di una persona fisica;

- rischio *double regulation*: I requisiti dell'art. 20 bis sono già previsti nel Regolamento *Battery Regulation* (Regulation (EU 2023/1542) e nel Regolamento Euro 7 che, essendo regolamenti, assicurano l'uniformità in tutti i Paesi. Inoltre, essi sono legati all'omologazione delle batterie e dei veicoli elettrici;

- rispetto del principio FRAND: La trasmissione dati deve avvenire secondo principi FRAND *(Fair, Reasonable and Non Discriminatory)* e alle prescrizioni del *Data Act*. Fornire dati gratuitamente a terzi (attori economici, potenziali competitor) non è FRAND, poiché la generazione di dati ha un costo per i costruttori;

- alcuni veicoli non sono progettati per essere disponibili per le reti perché non hanno una carica bidirezionale (V2G).

La questione pone altresì un tema di cybersecurity: è necessario impedire l'accesso ai veicoli e agli OEM in maniera diretta, prevedendo piuttosto la creazione di spazi di accesso alle informazioni che consentano l'estrazione indiretta delle stesse.

Con riferimento, poi alle disposizioni in **materia di biomasse**, l'articolo 19 al comma 10-bis introduce una misura di raccordo con la normativa ETS prevedendo che la certificazione di sostenibilità delle biomasse solide sia valida ai fini dell'ottenimento di un fattore di emissione pari a zero e la validità di altri schemi nazionali per i quali esiste un accordo di mutuo riconoscimento.

Considerato l'attuale assetto normativo, Enel evidenzia come sia essenziale per consentire l'applicazione della norma senza appesantire inutilmente l'operatività delle imprese, **prevedere esplicitamente il riconoscimento diretto degli schemi volontari di certificazione europei**, senza ulteriori incombenze a carico dei certificatori e dei fornitori.

L'articolo 2, inoltre, inserisce all'art. 2 comma 1 del D.Lgs. n.199/2021 una nuova definizione: "legname tondo industriale". Secondo quanto previsto dal successivo articolo 5 dello schema di decreto in esame, tale tipo di legno non potrà più essere oggetto di nuove misure di sostegno diretto per l'utilizzo ai fini di produzione di energia.

Enel ritiene sia opportuno **precisare meglio le caratteristiche** che non renderebbero tale legno idoneo all'uso specificato con parametri numerici, classificazione ed eventuali certificazioni: non è infatti chiaro cosa possa essere utilizzato a fini energetici.

Sarebbe importante introdurre piuttosto una **definizione specifica** proprio di "legname ad utilizzo energetico, onde chiarire quali tipologie includa per coniugare uso efficiente delle risorse e sostenibilità ambientale.

L'articolo 5 prevede che l'utilizzo delle biomasse per la produzione energetica debba avvenire nel rispetto del principio di gerarchia dei rifiuti e che potranno essere introdotte le misure di sostegno alla produzione di energia da biomassa legnosa soltanto quando non siano possibili utilizzi alternativi.

Enel sottolinea come sia importante che il decreto previsto al comma 2 chiarisca i criteri, le modalità e le **condizioni per l'attuazione del c.d. principio a cascata** ed in particolare contenga:

- le modalità, per gli impianti di produzione di energia elettrica di utilizzo della biomassa ad uso energetico in subordine ad altre realtà produttive, considerando ad esempio le coltivazioni SRF (short rotation forestry). Queste per definizione, vengono realizzate esclusivamente a scopo energetico: in tali casi l'utilizzo a fine energetico deve essere inteso come la realizzazione del prodotto e non può essere considerato in fondo alla gerarchia.
- le modalità in cui il MASE, sentito il MASAF, possa disporre deroghe motivate al comma 1, per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico (comma 3).

L'articolo 17 stabilisce che i criteri di sostenibilità non si applichino agli impianti di potenza termica nominale totale inferiore a 7,5 MW termici che impiegano combustibili solidi da biomassa, abbassando il limite di esenzione prima fissato a 20 MW termici.

Per la corretta attuazione di tali previsioni Enel evidenzia come sia essenziale rendere **prontamente operativo il sistema nazionale di certificazione**, chiarendo le esenzioni transitorie e nello specifico **prevedere l'esonero dall'obbligo di certificazione degli impianti neo-obbligati almeno fino al 30/06/2027** e, comunque, escludere l'applicabilità a specifici impianti che effettuano produzione indiretta di energia e/o si approvvigionano mediante filiera corta al fine di non inficiare sulla copertura dei fabbisogni.