



Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com



MEMORIA Eni SpA

***Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva
2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
(RED II)***

X Commissione – Camera dei deputati

24 settembre 2021

Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 – Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Osservazioni generali

Eni ringrazia la X Commissione Attività Produttive per la possibilità di partecipare al dibattito e offrire un contributo ai lavori della Commissione aventi ad oggetto lo Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonte rinnovabile (di seguito "RED II").

Il recepimento nell'ordinamento nazionale della RED II rappresenta uno snodo fondamentale per promuovere lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (di seguito "FER") in Italia, in quanto interviene su alcune leve fondamentali per conseguire gli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale. Tra cui:

- la conferma del ruolo dei biocarburanti come strumento per una rapida decarbonizzazione del settore dei trasporti,
- l'aggiornamento del quadro dei sistemi incentivanti, aumentandone la prevedibilità anche grazie all'introduzione di orizzonti quinquennali e orientandolo anche al sostegno di tecnologie innovative,
- l'introduzione del *burden sharing* regionale e l'identificazione delle aree idonee allo sviluppo delle FER, cui si associa un quadro autorizzativo più snello,
- il proseguimento del percorso virtuoso di recupero e valorizzazione delle aree dismesse,
- il consolidamento di nuovi soggetti - quali le comunità energetiche rinnovabili, pienamente integrati nel nuovo disegno dei mercati dell'energia - così come previsto anche dalla direttiva sui mercati elettrici 2019/944 – e in grado di rafforzare ulteriormente il ruolo dei Consumatori.

Eni, in generale, apprezza i criteri con cui è stato definito lo schema di DLgs di recepimento e ne condivide i principali contenuti. Tuttavia, l'implementazione di gran parte delle previsioni richiederà una corposa serie di atti, decreti e delibere attuativi, principalmente in capo al Ministero per la Transizione Ecologica (MiTE) e all'Autorità di Regolazione per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA). Le relative tempistiche, indicate dallo schema di DLgs, risultano molto sfidanti, ma sarà comunque fondamentale garantirne il rispetto.

Con riferimento al tema autorizzazioni, evidenziamo che, per quanto l'introduzione del concetto di "area idonea", con le relative norme di gestione del transitorio, rappresenti un elemento positivo per il conseguimento degli obiettivi nazionali, essa non sia di per sé sufficiente a risolvere le problematiche procedurali che, come noto, hanno



condizionato negli ultimi anni le scelte di investimento nel settore e le tempistiche di realizzazione dei relativi impianti. A riguardo, è fondamentale che in fase di implementazione si colga pienamente l'occasione per migliorare l'efficienza del processo autorizzativo (ad esempio, nel caso delle FER *offshore*, mediante la definizione di Linee Guida (art. 23) efficaci nel semplificare le interlocuzioni a tutti i livelli).

Per quanto riguarda il sostegno diretto agli impianti di generazione elettrica da fonte rinnovabile, Eni vede con favore sia gli indirizzi proposti per i meccanismi futuri, sia i correttivi di breve termine legati all'estensione – nelle more della definizione dei nuovi strumenti – dell'attuale meccanismo contemplato dal DM 4 luglio 2019 per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (c.d. "FER1").

Eni condivide inoltre l'introduzione di sistemi di incentivo diretto per la produzione del biometano, che consentiranno di aumentarne la disponibilità anche per l'utilizzo in settori ulteriori rispetto a quello dei trasporti.

Per quanto riguarda quest'ultimo, accogliamo favorevolmente la scelta di consentire un utilizzo superiore al livello minimo europeo di biocarburanti prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato VIII parte B dello schema.

In aggiunta, per garantire il pieno contributo dell'economia circolare alla decarbonizzazione dei trasporti, è necessario puntare da subito anche sui carburanti da carbonio riciclato (RCF). A tal fine, occorrerebbe definire a livello nazionale una metodologia che consenta il calcolo del relativo risparmio emissivo, tenendo conto delle emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili. Tale metodologia potrà poi essere adeguata nel momento in cui la Commissione produrrà il relativo atto delegato.

Per quanto riguarda invece le Comunità energetiche rinnovabili, Eni ritiene che esse giocheranno un ruolo chiave nella promozione delle fonti rinnovabili a livello locale, aumentando sensibilmente l'accettabilità degli impianti nei territori, in quanto correlati a una più ampia sfera di benefici a favore dei soggetti partecipanti. In tal senso, accogliamo positivamente le misure proposte sull'estensione del perimetro di aggregazione fino al livello di cabina primaria, sull'ammissibilità di un maggior numero di tipologie di partecipanti e sulla previsione di un meccanismo specifico di incentivo. Riteniamo però che debbano essere rivalutati:

- il ruolo che i soggetti professionali del settore energia, anche di grandi dimensioni, possono avere in fase di creazione, sviluppo e gestione delle Comunità,



- la soglia attualmente prevista (1 MW) per l'inclusione di impianti di produzione nel perimetro di condivisione della Comunità, valutandone l'innalzamento,
- la possibilità, in parziale evoluzione rispetto a quanto già oggi previsto dal quadro di pre-recepimento della disciplina europea, di graduare la tariffa incentivante in funzione della taglia degli impianti,
- l'opzione per il cliente finale partecipante a una comunità di richiedere al proprio fornitore lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa. Questa possibilità creerebbe serie complessità in capo ai soggetti venditori senza generare benefici a favore del cliente finale. Sarebbe pertanto opportuno espungerla dal testo del DLgs.

Inoltre, con riferimento allo sviluppo delle Comunità energetiche, sottolineiamo la necessità che esso avvenga minimizzando i costi di natura infrastrutturale, evitando la duplicazione delle reti. Di conseguenza, le Comunità dovranno privilegiare l'utilizzo delle reti di distribuzione esistenti e non dovranno in ogni caso poter esercitare l'attività di distribuzione elettrica.

Infine, Eni coglie l'occasione per ribadire l'importanza di un approccio neutrale dal punto di vista tecnologico, che valuti correttamente il contributo che ciascuna risorsa o tecnologia può fornire agli obiettivi complessivi, a fronte del relativo costo. È quindi necessario che, nelle successive fasi implementative, venga tenuto in pieno conto il contributo che le tecnologie di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) possono dare al sistema, in termini di flessibilità e di efficienza energetica e ambientale, anche considerata la possibilità di alimentarle con quote crescenti di gas a zero o basso contenuto di carbonio e di abbinarle a sistemi di stoccaggio innovativi.

Nella sezione successiva sono contenute alcune osservazioni puntuali sui singoli articoli dello schema di DLgs.



Osservazioni puntuali

Art. 9 – Transizione dai vecchi ai nuovi meccanismi di incentivo

Con riferimento al superamento dello Scambio sul Posto, riteniamo necessario coordinarlo con lo sviluppo delle Comunità energetiche e rispettare comunque l'economicità degli impianti. A tal fine, proponiamo di:

- *All'articolo 9 comma 3 aggiungere dopo le parole "articolo 7" le parole "o articolo 8"*
- *All'articolo 9 comma 3 aggiungere dopo le parole "scambio sul posto" l'inciso "nel rispetto delle condizioni di economicità degli impianti"*

Art. 11 – Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano

In linea con quanto previsto nel decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2018, è necessario che l'articolo 11 dello schema sia integrato al fine di chiarire che la rete del gas naturale comprende *tutte le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano, incluse in particolare le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi (di seguito: «reti con l'obbligo di connessione di terzi»)*, *altre reti di trasporto, i mezzi di trasporto del gas naturale sia allo stato gassoso che liquido, e i distributori di gas naturale liquido o gassoso per i trasporti, anche ad uso privato, compresi quelli non connessi alle reti con l'obbligo di connessione di terzi*. L'integrazione si rende necessaria per evitare dubbi interpretativi riguardo all'applicabilità dei regimi di incentivazione del biometano anche alle ipotesi in cui lo stesso sia trasportato e distribuito in altre forme in ragione di esigenze logistiche.

Al fine di migliorare la chiarezza del testo, ferma restando la successiva regolamentazione di dettaglio da parte del MiTE disciplinata al comma 2, proponiamo il seguente emendamento:

L'articolo 11 comma 1 lettera a), è così riformulato: "mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso di utilizzo di biometano in impianti di cogenerazione ad alto rendimento".

Art. 24 - Semplificazione procedimenti autorizzativi biometano

Riteniamo condivisibili le misure di semplificazione del procedimento autorizzativo delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano. Tuttavia, riteniamo necessaria una maggiore ambizione di semplificazione per garantire celerità ai processi



di conversione a biometano degli impianti esistenti. In tale ottica, suggeriamo di includere la modifica delle diete tra le modifiche non sostanziali degli impianti oggetto di *upgrading*, integrando l'articolo 24 lettera e) dello schema con un riferimento espresso a tale ipotesi: e) *“Nei casi di cui al comma 1, lettera a-bis), le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Si considera inoltre non sostanziale la modifica delle materie prime in ingresso all'impianto ove comporti l'introduzione delle materie prime di cui all'allegato VIII, Parte A del presente decreto legislativo.*

Art. 27 – Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia

L'articolo 27 introduce un nuovo obbligo in capo ai soggetti che effettuano la vendita di energia termica e risulta opportuno chiarirne normativamente l'ambito di applicazione al solo settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento - al fine di evitare effetti distorsivi – e prevedere comunque una maggiore gradualità di applicazione. A differenza del calore utilizzato per uso domestico, infatti, è complicato trovare per la produzione di calore ad alte temperature soluzioni tecnologiche attualmente sostenibili sul piano economico e ambientale alternative alla CAR. Inoltre, è opportuno che le vendite di energia termica effettuate all'interno dello stesso gruppo societario non siano considerate nel computo della soglia, per evitare disparità di trattamento fra diverse modalità organizzative di sistemi di autoconsumo. Proponiamo nel seguito una modifica di dettaglio:

All'articolo 27 sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) *Al comma 1), dopo le parole “energia termica” aggiungere le parole “nell'ambito dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento di cui all'articolo 34,”*
- b) *Al comma 1), dopo le parole “soggetti terzi” aggiungere le parole “non appartenenti al medesimo gruppo societario”*
- c) *Al comma 1), sostituire le parole “dal 1° gennaio 2024” con le parole “dalla data individuata con il decreto di cui al successivo comma 2”*
- d) *Al comma 2), dopo le parole “sono definite” inserire le parole “la data di decorrenza dell'obbligo di cui al comma 1 e”*
- e) *Al comma 2) lett. a), dopo le parole “comma 2” aggiungere le parole “e tenendo conto delle caratteristiche tecniche e dell'efficienza delle diverse*



modalità di produzione del calore, inclusa la Cogenerazione ad Alto Rendimento”

Art 31 – Comunità energetiche

Con riferimento alle attività che possono essere svolte da una Comunità energetica, riteniamo non corretto limitare ai soli membri della Comunità la possibilità di fruire dei servizi di ricarica offerti dalla stessa. Di conseguenza, il testo potrebbe essere modificato come segue:

All’articolo 31 sono apportate le seguenti modificazioni:

- *al comma 2 lettera f) dopo le parole “veicoli elettrici” eliminare le parole “ai propri membri”*

Art. 32 – Modalità di interazione con il sistema energetico

Riteniamo necessario espungere l’opzione per il cliente finale partecipante a una comunità di richiedere al proprio fornitore lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa. Questa possibilità creerebbe serie complessità in capo ai soggetti venditori senza generare benefici a favore del cliente finale ed è pertanto opportuno espungerla dal testo del DLgs. Proponiamo il seguente emendamento:

All’articolo 32 sono apportate le seguenti modificazioni:

- *Al comma 3 sopprimere la lettera c)*

Art. 39 – Obiettivi trasporto

Per garantire il contributo dell’economia circolare alla decarbonizzazione del settore trasporti è necessario accelerare lo sviluppo di una metodologia nazionale che consenta di valorizzare i carburanti da carbonio riciclato (RCF) a partire dai punti fermi derivanti dal processo europeo di valutazione, declinati nell’articolo 29 bis della proposta della Commissione europea per la revisione della Direttiva RED. Ciò consentirebbe di liberare le sperimentazioni e gli investimenti in programma nel settore e di superare le criticità derivanti dal ritardo nell’implementazione dell’atto delegato della Commissione in materia, atto peraltro previsto ormai come opzionale dalla citata proposta di revisione. La proposta di revisione infatti, nel confermare la possibilità per gli Stati Membri di conteggiare l’energia proveniente dai RCF ai fini dell’obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la condiziona a un risparmio emissivo minimo di gas a effetto serra derivanti dall’uso di tali combustibili del 70%. Per i carburanti da



carbonio riciclato prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia, la metodologia di calcolo del risparmio emissivo dovrebbe naturalmente considerare anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili.

Di seguito una proposta di riformulazione dell'articolo 39, comma 5 lettera c) nel senso rappresentato:

*c) i carburanti derivanti da carbonio riciclato **concorrono agli obiettivi di cui al comma 1 ove i risparmi delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di tali combustibili calcolati lungo l'intero ciclo di vita sono pari almeno al 70%. Nelle more dell'eventuale adozione della metodologia di calcolo del risparmio emissivo stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001, per il calcolo dei risparmi emissivi si applica la metodologia definita con decreto del Ministero della Transizione ecologica da emanarsi entro novanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto. Per i carburanti da carbonio riciclato prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia la metodologia di calcolo del risparmio emissivo considera anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili.** ~~presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno alla soglia indicata con atto delegato della Commissione di cui all'articolo 25, paragrafo 2 della direttiva (UE) 2018/2001 e calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti non sono conteggiati.~~*

Art. 46 – Garanzie di Origine

Le Garanzie d'Origine ("GO") costituiscono uno degli elementi portanti della promozione dei mercati di gas rinnovabili in larga scala ai fini della decarbonizzazione. Proponiamo la seguente formulazione, con l'obiettivo di potenziare lo strumento, volta ad ampliare l'ambito delle GO secondo un approccio di valutazione lungo l'intero ciclo di vita e renderne possibile l'utilizzo nell'ambito del sistema ETS.

All'articolo 46 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1 è aggiunto il seguente periodo "La garanzia di origine dovrebbe inoltre informare il consumatore sulle emissioni totali di carbonio attribuibili alla fonte energetica rinnovabile, secondo un approccio del ciclo di vita e sulla



rispondenza della fonte rinnovabile prodotta agli altri criteri di sostenibilità stabiliti dall'articolo 29 della Direttiva (EU) 2018/2001

- b) dopo il comma 2 è aggiunto il seguente comma 2 bis "La Garanzia di Origine dei gas rinnovabili può essere utilizzata dai consumatori connessi alla rete del gas come strumento di prova del prelievo di gas rinnovabile al fine di renderne possibile l'utilizzo in ambito EU-ETS per ottemperare ai requisiti previsti dall'articolo 39 del Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 di (i) evitare "double counting", (ii) fornire il "purchase record" e (iii) dimostrare il rispetto dei criteri di sostenibilità previsti dalla Direttiva (EU) 2018/2001*