

Milano, 22 settembre 2021

**Alle Commissioni riunite
10^a Commissione Industria, Commercio e turismo
13^a Territorio, ambiente e beni ambientali del Senato della Repubblica**

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

Atto del Governo sottoposto a parere parlamentare n. 292

- Proposte Gruppo A2A -



A2A è la Life Company italiana, quotata alla Borsa di Milano ⁽¹⁾ che con i suoi 13.000 dipendenti si occupa di energia, acqua e ambiente, grazie all'uso circolare delle risorse naturali, prendendosi cura delle condizioni necessarie alla vita e alla sua qualità. Siamo al servizio di cittadini ed imprese, attenti ad ascoltare ciò che sta a cuore alle nuove generazioni. Vogliamo essere protagonisti della crescita del Paese, facendo nostra una visione in accordo con il principio di sostenibilità.

Preparazione, programmazione e investimenti continui: sono queste le parole che hanno consentito ad A2A di superare positivamente il 2020 ed avviare una nuova era con un piano di investimenti decennale da oltre 16 miliardi di euro.

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo A2A ha chiuso con ricavi pari ad oltre 6,8 miliardi di euro e un margine operativo lordo che si è attestato a 1,2 miliardi di euro. L'ambizioso piano di investimenti non ha subito rallentamenti, traguardando a fine 2020 il livello record di 738 milioni di euro e contribuendo in tal modo al sostegno della economia nazionale; tale dato è ancor più significativo se si considera che l'80% di questi investimenti sono coerenti con gli obiettivi ONU dell'Agenda 2030 (SDGs) e circa il 40% sono inerenti all'economia circolare, confermando l'impegno a promuovere una crescita sostenibile.

Economia circolare e **transizione energetica** sono i due pilastri del piano industriale al 2030.

ECONOMIA CIRCOLARE

Crediamo nei principi dell'economia circolare e li applichiamo in ogni servizio. Per questo, realizzeremo nuovi impianti di recupero di materia ed energia, sottraendo milioni di tonnellate di rifiuti alla discarica, svilupperemo innovative reti di teleriscaldamento, recuperando calore di scarto e moltiplicheremo gli investimenti nel ciclo idrico, riducendo le perdite di rete e sviluppando nuova capacità di depurazione.

TRANSIZIONE ENERGETICA

Sottoscriviamo le ambizioni europee, con un piano accelerato di investimenti per ampliare la produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili. Infatti, accompagneremo il processo di elettrificazione dei consumi. I nostri obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 sono in linea con la traiettoria 2°C definita dall'Accordo di Parigi. Promuoviamo il consumo responsabile dei nostri clienti, fornendo energia verde e offrendo prodotti e servizi per l'efficienza

¹ L'Azionariato di A2A al 31 dicembre 2020 risulta così composto: Comune di Milano 25,0%; Comune di Brescia 25,0%; Azioni proprie 0,8%; Mercato 49,2%.

energetica e la mobilità sostenibile.

I NOSTRI SERVIZI

- PRODUZIONE DI ENERGIA: impianti a fonti rinnovabili e cicli combinati a gas ad alta efficienza
- EFFICIENZA ENERGETICA: diagnosi e certificazioni energetiche, servizi integrati per la gestione del calore, smart building
- VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA E GAS: fornitura per cittadini e aziende, in casa e nelle città
- ILLUMINAZIONE PUBBLICA: apparecchi LED per illuminare le città in modo efficiente e sostenibile
- MOBILITÀ SOSTENIBILE: reti di ricarica per veicoli elettrici alimentate con energia verde
- RETI DI DISTRIBUZIONE: smart grid e contatori intelligenti per offrire ai cittadini nuove modalità di controllo dei consumi
- SMART CITY: progetti per città intelligenti, utility, agritech e reti dedicate alla sicurezza
- CALORE E SERVIZI: leader nel teleriscaldamento, recuperiamo energia e calore dai cicli industriali o dalla termovalorizzazione dei rifiuti
- CICLO IDRICO: gestione del ciclo idrico integrato, acquedotti, impianti di depurazione e reti fognarie
- AMBIENTE: impianti per il corretto smaltimento e il recupero energetico
- IGIENE URBANA: gestione dei servizi essenziali per l'igiene e il decoro città

DIRETTIVA (UE) UE) 2018/2001 (DIRETTIVA RED II)

Alcuni degli interventi normativi di cui alla Direttiva (UE) 2018/2011, come prefigurati nello schema di decreto legislativo in oggetto, potranno segnare il futuro del settore elettrico nazionale, costituendo **elementi di contesto e di riferimento per il Piano Industriale del Gruppo A2A nei prossimi anni**. Per tale motivo, di seguito si riportano alcune proposte ed osservazioni emerse da un'analisi dei contenuti dello schema di decreto legislativo e della delega affidata al Governo.

Il recepimento della Direttiva RED II pone delle basi estremamente importanti per lo sviluppo e l'evoluzione del sistema energetico nazionale e per la diffusione delle FER, creando condizioni più adeguate per affrontare gli impegni della transizione energetica, sfida in cui A2A vuole svolgere un ruolo da protagonista.

Artt. 13/14: COORDINAMENTO PNRR E STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE SETTORIALI

Con l'approvazione del PNRR da parte della Commissione, l'Italia si è dotata di un nuovo set di strumenti finalizzati al supporto di nuovi investimenti orientati a favorire il processo di decarbonizzazione. Tra le varie misure spiccano gli interventi volti allo sviluppo di nuova capacità da FER elettriche (agri-fotovoltaico, tecnologie off-shore), di colonnine per la ricarica di veicoli elettrici e di nuovi impianti a biometano (riconversione impianti esistenti, nuovi green field). Lo schema di decreto legislativo rimanda a successivi decreti attuativi posti in capo al MiTE la definizione delle modalità di allocazione delle risorse e della cumulabilità con i nuovi meccanismi di supporto.

Dallo schema di decreto legislativo emerge che le risorse del PNRR avranno la forma di contributi a fondo perduto o prestiti a tasso agevolato/nullo, diversamente da quanto previsto per i nuovi meccanismi di supporto, che saranno in prevalenza caratterizzati da contributi sui costi operativi.

→ **è auspicabile l'adozione di processi di consultazione** durante le fasi di elaborazione di tali DM, con particolare riferimento alle procedure competitive per l'accesso alle risorse del PNRR.

→ All'articolo 14, comma 1, lettera c) con riferimento alle **risorse del PNRR destinate all'agri-voltaico**, occorre specificare meglio il ruolo e le modalità di realizzazione del sistema di monitoraggio volto a quantificare gli impatti sulle colture, così come approvato dalla Legge 29 luglio 2021, n. 108 (conversione del DL Semplificazioni 2021): l'attuale formulazione lascia intendere che l'accesso ai regimi di incentivazione/fondi PNRR avvenga previa realizzazione dell'impianto e successivo monitoraggio (senza indicazione di tempi) degli impatti sulle attività agricole. Tale formulazione rende difficile la realizzazione di questi investimenti, considerata l'elevata incertezza relativa alla possibilità di accesso alle misure di supporto. Occorrerà chiarire, in fase di predisposizione del DM attuativo, le **modalità operative da adottare per l'implementazione dei sistemi di monitoraggio** (ex ante), al fine di evitare che l'accesso ai regimi di sostegno possa essere negato una volta realizzato l'investimento.

→ All'articolo 14, comma 1, lettera g) con riferimento alle **risorse del PNRR destinate allo sviluppo di infrastrutture di ricarica elettrica Fast ed Ultra Fast**, la scelta di privilegiare la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti appare fortemente limitativa, con il rischio di non vedere allocate tutte le risorse destinate a questa specifica voce d'investimento. È auspicabile che all'interno dello schema di decreto legislativo non vi siano limitazioni (tecnologiche, geografiche o di altro tipo) alla realizzazione di nuove infrastrutture di ricarica.

All'articolo 14, comma 1, lettera b) con riferimento alle **risorse del PNRR destinate allo sviluppo del biometano**, il DM MiTE dovrà favorire la riconversione degli impianti a biogas da matrice agricola esistenti (ad oggi destinati alla produzione elettrica e che, per la maggior parte, termineranno le incentivazioni a partire dal 2024) in impianti per la produzione di biometano, anche in configurazione ibrida (produzione elettrica + biometano), oltre alla realizzazione di nuova capacità green field. E' auspicabile che lo schema di decreto legislativo introduca tutti gli elementi volti a favorire una piena riconversione dell'attuale parco di impianti a biogas agricoli. Trattandosi di impianti a fonti rinnovabili programmabili, essi possono fornire un importante contributo alla fornitura di servizi per la gestione della sicurezza del sistema elettrico, anche nel caso di riconversioni in forma ibrida (con possibilità di switch in assetto elettrico in caso di necessità). **E' auspicabile che questo aspetto venga incluso all'interno dello schema di decreto legislativo e tenuto in considerazione nei DM attuativi.** A tal proposito, al fine di favorire un'efficace riconversione del parco a biogas esistente, è necessario che il nuovo DM MiTE di incentivazione alle fonti rinnovabili elettriche sia coerente con gli obiettivi di crescita della produzione di biometano e con le misure introdotte dal presente schema di decreto legislativo e dal PNRR: l'eventuale incentivazione di energia elettrica da biogas dovrà dunque essere delineata considerando la quota di producibilità di biometano sottratta al potenziale di riconversione e prevedendo livelli di incentivazione appropriati alla quota di ammortamento scontata dagli impianti in esercizio e che manterranno una configurazione 100% elettrica.

Art. 11: INCENTIVI IN MATERIA DI BIOGAS E PRODUZIONE DI BIOMETANO

L'art. 11, comma 4, dello schema di decreto legislativo **proroga al 30/06/2026** la data limite per l'entrata in esercizio degli impianti supportati dal DM 2 marzo 2018 senza incrementare i volumi di biometano incentivabili (i.e. contingente di 1,1 mld Sm³). Considerata questa estensione temporale,

→ è opportuno un contestuale incremento della quota di biometano incentivabile, al fine di abilitare lo sfruttamento delle potenzialità di produzione di biometano nei trasporti, anche prevedendo fin da subito il suo utilizzo per la cogenerazione ad alto rendimento.

→ **Occorre, inoltre, ampliare la gamma di matrici utilizzabili per la produzione di biometano avanzato presenti nell'Allegato VIII allo schema di decreto legislativo, anche alla luce delle previsioni contenute nel DL 31 maggio 2021 n. 77 (convertito con Legge 29 luglio 2021 n. 108)** che, all'articolo 31-bis, estende il riconoscimento della qualifica di biometano avanzato anche a tutti i sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale e alimentare. Occorrerebbe adeguare il set di matrici di cui all'Allegato VIII a quanto previsto dal DL Semplificazioni 2021 nonché alle previsioni del DL Crescita (Articolo 48 del DL 30 aprile 2019, convertito con Legge 28 giugno 2019, n. 58), includendo quindi anche i prodotti di origine biologica e i sottoprodotti di origine animale e da attività industriale. **Tale ampliamento dovrebbe interessare tutte le destinazioni d'uso aggiuntive previste anche dal nuovo meccanismo di supporto introdotto dallo schema di decreto legislativo.**

In aggiunta, si segnala l'opportunità di introdurre una **premierità aggiuntiva per l'utilizzo di matrici avanzate caratterizzate da un costo di approvvigionamento in capo all'impianto e non da un gate fee** all'ingresso (come la FORSU o i rifiuti agroalimentari). Inoltre, occorrerebbe prevedere un periodo di incentivazione pari ad almeno 15 anni, in coerenza con l'attuale vita utile degli impianti, al fine di consentire una maggior bancabilità dei progetti. Inoltre, con riferimento agli impianti a biogas in assetto elettrico, si segnala l'opportunità di non prevedere penalizzazioni sull'assetto a biometano (70% della remunerazione) nel caso di riconversione degli impianti entro i 3 anni dalla scadenza dei meccanismi di supporto previsti per la produzione elettrica.

L'art. 11, comma 1, lettera c), dello schema di decreto legislativo introduce un **nuovo incentivo definito con DM MiTE a valere sulle tariffe del gas per biometano e idrogeno che dovrebbe:**

- essere **finalizzato alla promozione di nuove destinazioni d'uso aggiuntive** rispetto ai settori dei trasporti ed alla produzione di energia elettrica in configurazione cogenerativa, **come ad esempio l'industria, il residenziale, il settore terziario ma anche l'immissione in rete** (ripristinando in quest'ultimo caso le previsioni del DM Biometano 2013);
- essere aperto anche alla **produzione di idrogeno alimentato da fonte rinnovabile** (cfr. idrogeno da FER).

Si segnala l'opportunità di estendere il nuovo meccanismo di supporto anche al comparto industriale e a quello del riscaldamento/raffrescamento: in questo caso, lo strumento dovrà auspicabilmente prevedere sia forme di premierità differenziate per le matrici più sostenibili sia livelli di incentivazione ad hoc per distinguere le matrici che presentano un gate fee all'ingresso (e.g. FORSU, rifiuti agroalimentari) da quelle avanzate ma caratterizzate da un costo di approvvigionamento "a mercato". Il nuovo strumento dovrebbe comprendere anche la produzione di idrogeno rinnovabile e prevedere un orizzonte temporale di incentivazione pari almeno a 15 anni (in linea con l'attuale vita utile convenzionale degli impianti di produzione di biometano).

Il tutto è, peraltro, pienamente in linea con il PNRR che prevede, tra gli altri, l’emanazione di un DM del MiTE ad hoc sulla promozione del biometano entro la fine del 2021.

Art. 24, comma 1, lettera c): SEMPLIFICAZIONE DEL PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO E DELLE OPERE INFRASTRUTTURALI FUNZIONALI ALLA PRODUZIONE DEL BIOMETANO

Occorre **armonizzare le previsioni contenute nello schema di decreto legislativo relativamente alla non sostanzialità degli interventi di riconversione degli impianti a biogas con le norme vigenti a livello Regionale** (a titolo di esempio, la DGR 4803 del 31/5/2021 di Regione Lombardia attesta la sostanzialità della modifica qualora sussista un cambio di matrice, senza alcun limite di taglia, incremento emissioni o aumento della superficie occupata dal sito).

In linea generale, è fondamentale che quanto previsto a livello centrale in tema di procedure autorizzative non venga distorto da irrigidimenti o modifiche in fase di recepimento a livello locale, rischiando di minare l’efficacia delle disposizioni normative finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER al 2030.

Art. 38: SEMPLIFICAZIONI PER LA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI ELETTROLIZZATORI

La norma proposta pare intesa ad individuare quale procedimento autorizzativo debba essere avviato ai fini della produzione di idrogeno. Tuttavia, il campo di applicazione della norma non pare individuato con chiarezza ed andrebbe specificato.

La lett. a) del comma 1, infatti, riproduce il modello introdotto con il D.Lgs. 28/2011 e le linee guida del MISE del 2010 ai fini dell’ottenimento dell’assenso alla realizzazione di piccoli impianti alimentati con FER e fa espressamente salvi i titoli ambientali, paesaggistici, ecc. eventualmente necessari (es. VIA, AIA, screening VIA, aut. paesaggistica, ecc.).

Analoga previsione di salvezza degli ulteriori titoli autorizzativi necessari non è presente né nella lett. b) riguardante le tipologie impiantistiche per cui è prescritta la PAS di cui all’art. 6, D. Lgs. 28/2011 né nella lett. d) riguardante le tipologie impiantistiche per cui è prescritta l’autorizzazione unica ex art. 12, D. Lgs. 387/2003.

Infine, la lett. c) richiama il concetto di “autorizzazione unica” – i.e. quella di cui all’art. 12, D. Lgs. 387/2003 – ma poi prescrive per le tipologie impiantistiche indicate, soggette a VIA statale, l’avvio del procedimento unico ambientale che non è però preordinato, per espressa previsione di legge, al rilascio della predetta autorizzazione unica (non risulta peraltro chiaro quale tipo di titolo autorizzativo – se l’autorizzazione unica o il provvedimento unico ambientale – siano tenute a rilasciare le Regioni laddove le medesime tipologie impiantistiche non siano soggette alla VIA di competenza statale).

In conclusione, mentre la citata lett. a) del comma 1 è chiara nel fare salvi i titoli autorizzativi diversi da quelli oggi disciplinati dal D. Lgs. 28/2011 eventualmente necessari, diversamente non è chiaro se ed in quali ipotesi i procedimenti autorizzativi disciplinati dalla disposizione proposta riguardino anche, in particolare, i profili ambientali dell'elettrolizzazione.

Artt. 42, 43, 44: SOSTENIBILITÀ BIOMETANO DA FORSU

L'introduzione di requisiti più stringenti in merito alla qualifica di sostenibilità per la produzione di biometano da FORSU (limiti su emissioni di CO₂ per impianti nuovi e già in esercizio) richiederanno ulteriori stoccaggi del digestato. Utilitalia sta predisponendo una relazione scientifica, volta a dimostrare che il biometano prodotto da FORSU e avviato immediatamente a compostaggio non comporta perdite apprezzabili di metano, rientrando dunque nella casistica di biometano sostenibile.

→ E', dunque, opportuno prevedere, all'interno dell'Allegato VII allo schema di decreto legislativo una casistica specifica per il biometano prodotto da FORSU ed avviato direttamente a compostaggio, indicando i valori di riduzione dei gas ad effetto serra specifici (superiori rispetto al solo digestato scoperto).

In linea generale, per quanto attiene i nuovi criteri di sostenibilità per le biomasse, si auspica l'introduzione di un sistema che garantisca trasparenza ma **senza introdurre eccessivi adempimenti burocratici che rischierebbero di penalizzare la filiera delle bioenergie in Italia.**

Artt. 39 E 45: UTILIZZO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI NEL SETTORE DEI TRASPORTI E SEMPLIFICAZIONI IN MATERIA DI AUTORIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA

1. NECESSITA' DI UN SISTEMA DI SUPPORTO ALLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA ELETTRICA

Lo schema di decreto legislativo pare disattendere quanto previsto dall'articolo 5, comma 2, lettera z), della Legge 53/2021 (Legge di delegazione Europea) che fa esplicito riferimento all'introduzione di misure per la promozione dell'utilizzo di energia elettrica rinnovabile per la ricarica di veicoli elettrici.

A differenza di quanto avvenuto per l'elettrico e il termico, i trasporti sono l'unico settore che rischia di non centrare l'obiettivo di penetrazione delle energie rinnovabili sui Consumi Finali Lordi (CFL) previsto dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020: al 2019 si registra una quota dei CFL nei trasporti soddisfatti da fonti rinnovabili pari al 9%, rispetto ad un target al 2020 pari al 10,1%. Tale ritardo appare ancor più critico alla luce del nuovo target di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 (22% dei consumi finali lordi al 2030). Questo obiettivo sarà rivisto al rialzo, considerato l'incremento dell'obiettivo di riduzione di almeno il 55% delle emissioni di CO₂ recentemente approvato.

In aggiunta, lo sviluppo di nuove infrastrutture di ricarica ad oggi non può basarsi sulla sola

diffusione del numero di veicoli elettrici, con conseguente aumento dell'energia erogata dalle colonnine (e dunque dei ricavi): gli attuali economics evidenziano che la sostenibilità economica delle stazioni di ricarica è ancora lontana, anche prevedendo scenari di domanda di energia elettrica da mobilità elettrica ottimistici, in particolare per soluzioni di potenza inferiore ai 50 kW erogate in AC. Quest'ultima soluzione, come le altre, possono assicurare un'elevata diffusione delle colonnine sul territorio nazionale, fornendo un servizio di ricarica utile anche a preservare il funzionamento ottimale delle batterie dei veicoli.

→ **È necessario che lo schema di decreto espliciti e dimandi ad un successivo DM Ministeriale la predisposizione di un sistema di sostegno volto alla realizzazione di infrastrutture di ricarica, coordinato ed integrativo ai fondi del PNRR e che sia in conto esercizio. Tale sistema di supporto dedicato alle colonnine pubbliche avrà l'obiettivo di promuovere l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti stradali.**

Per quanto attiene al **conteggio dell'energia rinnovabile immessa in consumo nel settore trasporti grazie alle colonnine**, lo schema di decreto legislativo prevede la possibilità di certificare il 100% dell'energia erogata come rinnovabile **solo** tramite un collegamento diretto con un impianto di generazione FER, precludendo quindi la possibilità di incrementare la quota di energia rinnovabile rispetto al mix nazionale con altre modalità.

→ **Si auspica l'introduzione di un meccanismo di sostegno dedicato che permetta di considerare rinnovabile tutta l'energia elettrica prodotta da FER e garantita per il tramite della stipula di un contratto PPA (in forma virtuale) e il contestuale annullamento delle Garanzie d'Origine (GO) relative all'energia contrattualizzata. Tale previsione è già, peraltro, contenuta all'interno della direttiva (UE) 2018/2001 all'Art. 27, comma 3.**

A titolo di esempio, una soluzione potrebbe essere l'ampliamento del sistema dei CIC (Certificati di Immissione al Consumo) alle infrastrutture di ricarica elettrica che consentono di veicolare energia rinnovabile nel settore dei trasporti. L'introduzione di questo meccanismo (oggi in essere per il biometano) non comporterebbe un double counting dell'energia già incentivata prodotta da impianti FER, considerato che il beneficiario del meccanismo sarebbero i CPO (chi realizza l'infrastruttura di ricarica) e non i produttori FER e considerato che l'investimento supportato sarebbe la realizzazione dell'infrastruttura di ricarica in quanto abilitante il consumo di energia rinnovabile, eventualmente modulando l'incentivo qualora si volesse premiare anche la realizzazione dell'impianto FER elettrico, fermo restando il divieto di cumulo con ulteriore incentivo sull'impianto FER.

L'introduzione di questo strumento appare, inoltre, opportuno alla luce di due elementi principali:

- le risorse stanziare dal PNRR sono destinate alle sole colonnine di ricarica con potenza elevata (> 90 kW) mentre nel breve-medio termine le principali tipologie di colonnine che verosimilmente verranno realizzate saranno quelle di potenza tra 20 e 50 kW, oggi prive di supporto;

- un'eventuale riduzione delle tariffe di prelievo dell'energia elettrica per i CPO (art. 45, comma 12) potrà favorire una diffusione delle stazioni di ricarica solo a fronte di elevati volumi di energia erogati, volumi difficilmente raggiungibili nei prossimi anni (e questo gap potrebbe verosimilmente ridurre i flussi di investimenti in tale settore).

2. ULTERIORI ASPETTI SU MOBILITA' ELETTRICA

La previsione contenuta all'articolo 45, comma 1, lettera f (obbligo di trasferimento al cliente finale degli eventuali sconti su componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema), **appare di difficile applicazione, per via della presenza di attori quali i Mobility Service Provider (MSP), non intestatari di POD e dunque non titolari del contratto di fornitura di energia elettrica sul quale verrebbe prevista l'agevolazione.**

Artt. 11, 14 E 39: IDROGENO DA FER

Allo stato attuale, all'interno dello schema di decreto legislativo non è presente una sezione specifica dedicata allo sviluppo dell'idrogeno a prescindere dal settore di destinazione.

La promozione dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili è, infatti, prevista in maniera frammentaria in più articoli: art. 14 (Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali) e in particolare la lettera h); art. 11, commi 1 e 2 (rivolto all'idrogeno da fonte rinnovabile destinato ad usi anche diversi dal trasporto) e l'art. 39, comma 2, dedicato all'idrogeno da fonte rinnovabile destinato al settore dei trasporti. **E' auspicabile l'introduzione di una sezione dedicata all'idrogeno da fonte rinnovabile** che ponga le linee guida strategiche per lo sviluppo di questo vettore in armonia con il sistema energetico. In particolare:

→ **dovrebbe essere disegnato, ai sensi dell'Art. 11, un sistema di incentivazione dedicato all'idrogeno da fonte rinnovabile destinato a tutti i settori:** l'esenzione dal pagamento delle componenti variabili degli oneri generali di sistema e di rete e degli oneri di dispacciamento (e a tendere degli oneri del capacity market) previsto per i sistemi di autoconsumo è elemento necessario ma non sufficiente per realizzare gli investimenti. **La semplificazione della regolazione di riferimento per l'autoconsumo singolo (cfr. punto specifico) sarà fondamentale ma non risolutiva. Al fine di realizzare gli investimenti è dunque necessario un sistema di supporto economico.**

→ **Ai fini dell'accesso al sistema di incentivazione dell'idrogeno, a prescindere dal settore, nel caso di utilizzo di energia elettrica per la produzione di idrogeno, la quota di idrogeno da fonte rinnovabile venga definita in base alla quota di energia elettrica coperta da Garanzie di Origine unitamente alla correlazione di tale energia a contratti di lungo termine. Nel caso di connessione fisica tra l'impianto di produzione di energia elettrica rinnovabile e**

l'elettrolizzatore, il contratto di lungo termine non dovrà essere considerato un requisito necessario.

Ai fini del sistema di sostegno per l'idrogeno, si ritiene opportuno che il meccanismo ad hoc d'incentivazione dell'idrogeno da fonte rinnovabile preveda aste con le seguenti caratteristiche:

- offerta dell'operatore pari alla richiesta economica di supporto relativa a «CAPEX+OPEX» (i.e. in €iniziali + €/ton/anno) in modo da avviare la competizione tra operatori e iniziative;
- bandi con contingenti per tipologia di impiego/settore in modo da consentire uno sviluppo su più settori (i.e. trasporti e settori industriali);
- requisiti tecnici-regolatori minimi relativi alla tipologia di idrogeno (i.e. GO e PPA correlato a impianti FER anche esistenti/connesione fisica all'impianto).

Art. 46: GARANZIE D'ORIGINE (GO)

Necessità di implementare GO che attestino la qualità rinnovabile dei gas immessi in rete e che possano essere usate per attestare l'utilizzo di gas rinnovabili nei consumi. Tale implementazione è rimandata ad un successivo Decreto attuativo MiTE: è auspicabile, anche in questo caso, l'avvio di un processo di consultazione con gli operatori.

Art. 6 e 9: SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DI NUOVA CAPACITA' DA FONTE RINNOVABILE

Per supportare la realizzazione di nuovi impianti FER e la programmazione di interventi di ottimizzazione, rinnovamento e potenziamento del parco FER esistente, valutiamo positivamente la **proroga del meccanismo di incentivazione del DM FER I del 2019** prevista nello schema di decreto legislativo, ovvero la calendarizzazione di ulteriori bandi successivamente alla settima procedura.

Il nuovo meccanismo di supporto dovrebbe prevedere:

- **l'accesso ai regimi di incentivazione anche agli impianti fotovoltaici realizzati sulle superfici agricole non utilizzate**, difficilmente valorizzabili con la configurazione dell'agrivoltaico (la riconversione all'attività agricola/pastorizia di tali terreni risulta particolarmente complessa). Su tali superfici – che dovrebbero essere individuate dallo schema di decreto legislativo o dai successivi DM attuativi – sarebbe opportuno definire un fast-track autorizzativo in linea con quanto previsto dalla disciplina sulle aree idonee;
- **l'avvio di percorsi di responsabilizzazione dei produttori rispetto ai loro profili di immissione dell'energia elettrica** al fine di limitare gli impatti di eventuali effetti distorsivi sul mercato e migliorare la programmabilità.

Si suggerisce, inoltre, di **apportare le seguenti modifiche all'attuale DM FER 1** al fine di favorire lo

sviluppo di nuova capacità FER e sfruttare completamente i contingenti messi a disposizione:

- ridurre i tempi di aggiudicazione dei bandi oppure prevedere dei meccanismi automatici di iscrizione ai registri (anche continui) fino alla saturazione dei contingenti;
- introdurre forme di primalità o tariffe più elevate per interventi realizzati in zone con minor irraggiamento solare (Nord e Centro Nord), in particolare per quanto attiene il registro A2, al fine di promuovere la rimozione di amianto anche in zone caratterizzate da livelli di produzione di energia elettrica più contenuti;
- introdurre una tariffa ad hoc per pensiline fotovoltaiche con colonnine di ricarica e per le sole serre fotovoltaiche; in questo quadro, si segnala l'opportunità di identificare un premio aggiuntivo dedicato alle pensiline fotovoltaiche realizzate a non più di 1 - 2 km da snodi autostradali/superstrade che installino un numero minimo di colonnine fast charge;
- con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici su coperture presso allevamenti o su serre/pensiline su suolo agricolo, occorrerebbe introdurre tariffe di supporto ad hoc (anch'esse differenziate per livello di irraggiamento) al fine di colmare il significativo gap di costi di manutenzione che caratterizza queste tipologie di configurazioni.

Quanto, invece, al **nuovo DM FER che disciplinerà i sistemi di incentivazione mediante aste al ribasso** sarà opportuno che:

→ comprenda le previsioni contenute all'Art. 5, comma 5, dello schema di decreto legislativo relativo all'abbinamento dei progetti FER con impianti di accumulo, anche in coordinamento con i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio di cui dall'articolo 18 dello schema di decreto di recepimento della direttiva 2019/944, al fine di garantire:

- **percorsi di responsabilizzazione dei produttori rispetto ai loro profili di immissione dell'energia elettrica** al fine di limitare gli impatti di eventuali effetti distorsivi sul mercato e migliorare la programmabilità;
- **facilitazioni per supportare l'installazione di sistemi di accumulo abbinati a impianti FER.** Il nuovo DM dovrà, quindi, fin da subito prevedere il sostegno alla realizzazione di sistemi di accumulo distribuiti e abbinati ad impianti FER, in via complementare agli strumenti individuati per il supporto agli impianti di storage centralizzati e riservando al mercato adeguati spazi.

Art. 20: DISCIPLINA PER L'INDIVIDUAZIONE DI SUPERFICI E AREE IDONEE PER L'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI

Si ritiene fondamentale che le aree idonee individuate consentano almeno il raggiungimento della capacità installata prevista dal PNIEC, suddivisa per ciascuna Regione e **stabilendo tempistiche certe nel caso di clausola di subentro da parte dello Stato in caso di inadempienza delle amministrazioni regionali.**

L'elenco delle aree idonee andrebbe integrato con superfici quali ad esempio discariche chiuse, cave dismesse e aree industriali. Inoltre, il fotovoltaico realizzato su coperture di edifici/capannoni dovrebbe essere escluso dalla differenziazione tra aree idonee e non idonee. Tali previsioni andrebbero trasferite agli enti locali (in particolare alle Sovrintendenze) tramite direttive chiare e tempestive, al fine di informare adeguatamente i principali enti coinvolti nell'iter di rilascio del titolo autorizzativo.

In linea generale, si suggerisce che – nell'ambito dell'attività di individuazione delle aree idonee – venga istituita una cabina di regia a livello di Governo centrale, funzionale alla verifica dei criteri imposti a livello locale nell'espletamento della disamina delle aree e della perimetrazione delle medesime.

→ Per quanto riguarda gli interventi sugli impianti esistenti, le previsioni dell'articolo 20, comma 8, lettera a) (interventi non sostanziali su impianti esistenti che vengono considerati come aree idonee) dovrebbero essere estese anche ai casi di interventi di rifacimenti e/o realizzazione di nuovi impianti sui siti sui quali già insiste un impianto a fonti rinnovabili (a titolo di esempio, la realizzazione di un impianto fotovoltaico su terreni presso i quali insiste un impianto eolico).

REPOWERING

repowering degli impianti esistenti: agevolare gli interventi sugli impianti a fonti rinnovabili esistenti finalizzati all'incremento della potenza installata ed alla producibilità degli asset, in particolare:

- favorire gli interventi di potenziamento sugli impianti eolici e fotovoltaici, tecnologie che hanno visto negli ultimi anni una significativa evoluzione tecnologica che ad oggi permette, a parità di suolo occupato, di incrementare in maniera significativa sia la capacità installata sia la produzione. Agevolando i repowering (ad esempio semplificandone gli iter autorizzativi) si potrebbero ottenere importanti benefici in termini sia di miglioramento della densità energetica del suolo sia di contributo agli obiettivi di sviluppo di nuova capacità al 2030;
- supportare gli interventi repowering sugli impianti idroelettrici per evitare che nei prossimi anni si assista ad una progressiva riduzione della produzione idroelettrica (prima FER per contributo al mix elettrico nazionale), agevolando gli interventi volti a mantenere e migliorare i livelli di producibilità degli impianti esistenti, il cui contributo è fondamentale in ottica decarbonizzazione.

Artt. 27 e 34: TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO

Modifica della *Definizione* dei soggetti che possono realizzare investimenti ammessi ai benefici economici del DM 5 settembre 2011

Il DM 5 settembre 2011 (che disciplina il rilascio dei Certificati Bianchi alla Cogenerazione ad Alto

Rendimento, cosiddetto DM CB CAR) prevede che per poter accedere all'incentivo CB CAR per 15 anni, invece che per 10 anni nel caso di sviluppo di impianto cogenerativo con abbinata rete di teleriscaldamento, sia necessario che la rete sia di proprietà del proprietario dell'impianto di generazione elettrica o di una società da lui controllata. Nel caso di molte iniziative industriali il rispetto di tale condizione "societaria" è di difficile applicazione, soprattutto laddove vi siano delle reti di medie/grandi dimensioni e in cui vi siano diversi impianti di produzione allacciati: gli impianti di produzione di norma sono un asset della società che gestisce gli impianti e la rete è spesso di proprietà della società che gestisce il teleriscaldamento e vende il servizio.

→ Al fine di consentire ed agevolare lo sviluppo del TLR, **è urgente modificare la Definizione di rete di teleriscaldamento di cui all'articolo 2, lettera f), del DM 5 settembre 2011 recante Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.** Sottostante si riporta il testo dell'articolo, evidenziando in carattere rosso le modifiche proposte:

*f) rete di teleriscaldamento: rete di tubazioni che distribuisce energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, dall'unità di cogenerazione verso una pluralità di edifici o siti, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, che rientra nella proprietà o nella disponibilità dell'operatore **anche per il tramite di accordi commerciali.** ~~o di società controllata ai sensi delle vigenti disposizioni in materia di separazione proprietaria, amministrativa e contabile per le imprese del settore dell'energia elettrica e del gas.~~ Devono essere soddisfatte tutte le seguenti condizioni: ...*

Inoltre nell'ambito dei decreti attuativi sarà importante **valorizzare adeguatamente il recupero di calore di scarto** che può contribuire al raggiungimento dei target europei al 2030, anche valutando interventi sul DM CB CAR sopracitato.

Non discriminazione tra le fonti rinnovabili

Il recepimento della RED II dovrebbe essere occasione per favorire lo sviluppo di nuovi sistemi di teleriscaldamento senza discriminare tra le diverse fonti rinnovabili in quanto TUTTE necessarie per il raggiungimento degli obiettivi nazionali in termini di energia rinnovabile oltre che per gli specifici target obbligatori previsti al 2030. In tal senso le estensioni/allacciamenti alle reti di teleriscaldamento dovrebbero essere incluse tra gli interventi supportati dal meccanismo dei Certificati Bianchi, indipendentemente dalla tipologia di fonte rinnovabile utilizzata per generare calore (dal solare termico alla biomassa alla frazione biogenica dei rifiuti).

Le previsioni dell'articolo 48 del DL Crescita (DL 30 aprile 2019, n. 34) dovrebbero, quindi, essere estese a tutte le fonti rinnovabili, ivi compresi i punti c) e d) dell'articolo 8, comma 4, del DM 6 luglio 2012 (frazione biodegradabile dei rifiuti e rifiuti non provenienti dalla raccolta differenziata) ed al calore di scarto. Tale equiparazione dovrebbe essere estesa anche alle modalità di calcolo per la penetrazione delle energie rinnovabili sui consumi finali lordi nel settore riscaldamento/raffrescamento, senza discriminare soluzioni quali, ad esempio, il calore di scarto.

→ Ciò premesso, si propone la **seguente modifica al quadro normativo attuale**:

All'articolo 48 del DL 30 aprile 2019, n. 34, convertito, con modificazioni, dalla Legge 28 giugno 2019, n. 58, la lettera a) del comma 1-*bis* è sostituita dalla seguente:

"a) in base all'energia non rinnovabile sostituita rispetto alla situazione di baseline, per i progetti che prevedano la produzione di energia da tutte le fonti rinnovabili e da calore di scarto."

Modalità di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra nel settore del riscaldamento

All'Allegato VI, lettera c, parte b, punto 1 (formula di calcolo emissioni gas ad effetto serra), si segnalano le seguenti modifiche da apportare ai valori di riferimento assunti per il calcolo del metodo di Carnot, in particolare:

- definizione di T_h : si suggerisce di indicare il termine "temperatura media" al punto di consegna in luogo di temperatura al punto di consegna;
- definizione di T_o : indicare valore medio del sito in luogo del valore fisso di 0°C.

Artt. 8, 31 E 32: REGOLAMENTAZIONE DEGLI INCENTIVI PER LA CONDIVISIONE DELL'ENERGIA, COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI E MODALITÀ DI INTERAZIONE CON IL SISTEMA ENERGETICO

Si ritiene opportuno che:

- **l'energia valevole ai fini dell'incentivo sia calcolata su un perimetro allargato all'insieme di cabine primarie, fermo restando che il beneficio tariffario sia riconosciuto all'energia condivisa all'interno del perimetro della singola cabina primaria.** Da un punto di vista procedurale, per la definizione del perimetro di condivisione dell'energia, è necessario individuare un parametro convenzionale e facilmente ricostruibile da parte dei promotori di tali configurazioni: si propone di definirne ex-ante, coinvolgendo i distributori, la sovrapposizione tra il perimetro della cabina primaria/dell'insieme di cabine primarie (per il quale, da un punto di vista tecnico, ha senso valutare l'energia condivisa) e i codici di avviamento postale (CAP), facilmente reperibili i quali costituirebbero il criterio per valutare il perimetro di condivisione;
- **venga prevista una timeline più stringente (es. 3 mesi in luogo dei 6 previsti) per il nuovo DM MiTE/l'aggiornamento del DM MiSE 16 settembre 2020/secondo le previsioni di cui al presente schema di decreto legislativo;**
- **vengano confermate le tariffe incentivanti della fase di sperimentazione (100-110 €/MWh).**

Con riferimento al tema del “controllo”, si condivide l’estensione per le comunità di energia rinnovabile distinto dalla definizione dei membri:

- si ritiene altresì opportuno **prevedere esplicitamente che soggetti industriali, produttori e fornitori di energia elettrica, possano** – rispettando il requisito di controllo – **far parte di tali configurazioni come membri:** una revisione della regolazione in tal senso consentirebbe di accelerare, alla luce delle competenze professionali già oggi esistenti e consolidate di tali soggetti, la diffusione delle comunità di energia rinnovabile e di dispiegare i benefici ad esse associate in termini di accettabilità delle energie rinnovabili a livello locale e di raggiungimento dei target;
- tra i membri che possono esercitare il controllo, si ritiene opportuno considerare una definizione estensiva delle autorità locali che comprenda anche le società patrimoniali.

Si apprezza l’introduzione all’art. 32, comma 3, lettera c) dell’opzionalità dello scorporo in bolletta della quota di energia condivisa che i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, dal momento che:

- impone una modalità rigida di suddivisione dei benefici tra i componenti, contraria allo spirito della normativa UE e della normativa di sperimentazione;
- comporta profili di criticità in tema di flussi informativi e meccanismi di fatturazione;
- rende difficoltosa la comprensione della bolletta da parte del consumatore senza alcun vantaggio economico per i partecipanti alle configurazioni.

Art. 35: ACCELERAZIONE NELLO SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA

Il potenziamento della rete elettrica è fondamentale per *accogliere* le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili. A tal fine:

- ➔ E’ necessario confermare che eventuali investimenti realizzati dal distributore in attuazione di quanto previsto dall’art. 35, comma 1, lett. b) saranno comunque ammessi a copertura tariffaria (secondo gli schemi regolatori e i vincoli vigenti al momento della realizzazione dell’intervento stesso), anche nel caso in cui non dovessero verificarsi le condizioni di crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili, prevista dal distributore in ottemperanza a quanto prescritto dal precedente comma 1, lett. a);
- ➔ si propone di integrare l’Allegato III allo schema di decreto legislativo con il seguente paragrafo: *“Per gli edifici con un fabbisogno elettrico complessivo, al netto della generazione locale, superiore o uguale ai 30 kW inteso come somma dei fabbisogni delle singole unità di consumo facenti parte dell’edificio stesso, deve essere previsto un adeguamento locale per la realizzazione di una cabina di trasformazione in accordo alla normativa CEI 0-21. Si*

suggerisce, inoltre, di prevedere la predisposizione di un locale per la centralizzazione dei misuratori ove non già previsto."