



UTILITALIA

FEDERAZIONE UTILITIES

acqua | ambiente | energia

**Commissioni riunite
Industria, Commercio e Turismo e Territorio, Ambiente, Beni
ambientali
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 Utilitalia

Roma, 23 settembre 2021

Illustri Presidenti,
Egredi Senatori,

Utilitalia è l'Associazione che riunisce le principali Imprese italiane di servizi pubblici locali attive nei settori dell'energia, dell'acqua e dell'ambiente. In particolare, nel settore dell'energia, Utilitalia rappresenta le Imprese energetiche dell'elettricità e del gas, operanti in tutta la filiera, dalla produzione/approvvisionamento, alla distribuzione e vendita, con particolare attenzione ai settori innovativi (teleriscaldamento, illuminazione pubblica, mobilità sostenibile, energie rinnovabili, fibre ottiche, per citarne alcuni).

I temi che dovranno essere recepiti nella legislazione nazionale costituiscono elementi di elevata sensibilità per le nostre Associate e per tale motivo di seguito si riportano alcune proposte ed osservazioni emerse da una analisi dei contenuti dello schema di decreto legislativo e della delega affidata al Governo.

Il recepimento della direttiva (UE) 2018/2011 (REDII) pone delle basi estremamente importanti per lo sviluppo e l'evoluzione del Sistema energetico nazionale e per la diffusione delle FER e confidiamo nella responsabilità ed equilibrio del Legislatore nell'assicurare al Settore gli strumenti e le condizioni più adeguate per affrontare gli impegni della transizione energetica.

1. Sviluppo di nuova capacità rinnovabile

• Trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti (art. 5)

Si ritiene positiva la previsione di misure incentivanti, le quali, però, implicano la programmazione di importanti interventi di adeguamento delle opere idrauliche e **per il settore idroelettrico** nello specifico dovrebbero essere accompagnate, parallelamente e negli idonei strumenti normativi, da interventi volti, oltre che ad uno **snellimento delle procedure autorizzative**, anche alla **possibilità di estendere la durata delle concessioni idroelettriche in funzione dell'entità degli interventi da eseguire**.

In relazione a ciò, **in materia di concessioni delle grandi derivazioni, si ritiene necessaria, anche attraverso specifici interventi in altri provvedimenti maggiormente idonei (per es. DDL Concorrenza), una omogeneizzazione su tutto il territorio nazionale, dell'applicazione dei canoni, dei sovracanon e dei canoni aggiuntivi**, per evitare penalizzazioni tra Società che partecipano tutte allo stesso mercato elettrico.

Inoltre, **è auspicabile la semplificazione e lo snellimento, in particolare, degli iter autorizzativi per gli impianti mini-idro** (fino a 250 kW), ad oggi caratterizzati da procedimenti lunghi e incerti a causa della necessità di ottenere la concessione prima dell'autorizzazione dell'impianto, anche tramite un aggiornamento delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

- **Meccanismo di asta al ribasso (artt. 6 e 9)**

Accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili con un sistema di supporto sarà un elemento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e si concorda con il disegno di un percorso pluriennale di incentivazione e con i principi enucleati nello schema di d.lgs che si auspica siano sviluppati negli atti applicativi anche seguendo le indicazioni sottostanti.

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 d.lgs, ovvero la calendarizzazione di ulteriori bandi per l'iscrizione ad Aste e Registri successivamente alla settima procedura.** Sempre per quanto attiene il DM FER I, si suggerisce di adottare le seguenti modifiche 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 (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.

In vista dell'adozione di un nuovo decreto MiTE che disciplini i sistemi di incentivazione mediante aste al ribasso, si ritiene necessario che il nuovo strumento comprenda le previsioni di cui all'articolo 5, comma 5 dello schema di d.lgs, relativamente 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 recepimento della direttiva (UE) 944/2019, al fine di garantire:

- **percorsi di responsabilizzazione dei produttori rispetto ai profili di immissione** 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,** in linea con quanto previsto per i nuovi meccanismi di supporto previsti dal presente schema di d.lgs.

Il nuovo DM di incentivazione alle fonti rinnovabili 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.

Con particolare riferimento agli interventi di rifacimento e repowering di impianti FER esistenti, considerata anche la scarsa partecipazione di progetti agli ultimi bandi FER, si ritiene opportuno rivedere i criteri di riconoscimento degli incentivi. Tali criteri, infatti, ad oggi prevedono l'applicazione di un coefficiente di gradazione che riduce in maniera significativa l'incentivazione ottenibile dai progetti di rifacimento rispetto ai progetti di nuova realizzazione, nonostante siano richiesti impegni rilevanti in termini di investimenti da sostenere. Pur con riguardo al criterio di proporzionalità rispetto all'onerosità dell'intervento richiamato dall'art. 5, comma 1, lettera c), è necessario che il coefficiente di gradazione e/o il costo specifico di riferimento C_r per il calcolo del suddetto coefficiente riflettano in maniera più rigorosa i costi per la realizzazione dell'intervento.

Inoltre, il nuovo meccanismo di supporto dovrebbe prevedere l'accesso ai regimi di incentivazione anche agli impianti fotovoltaici realizzati sulle superfici agricole non utilizzate che dovranno essere univocamente definite, in quanto la realizzazione di impianti su tali aree è difficilmente implementabile con la configurazione dell'agrivoltaico: la riconversione all'attività agricola/pastorizia di tali terreni risulta infatti particolarmente complessa. Su tali superfici – che andrebbero opportunamente definite dal d.lgs o successivi decreti attuativi – sarà opportuno definire un fast-track autorizzativo in linea con quanto previsto dalla disciplina sulle aree idonee (punto precedente) o direttamente includerle tra esse.

- **Disciplina aree idonee (art. 20)**

In linea generale, **la disciplina per l'identificazione delle aree idonee deve essere facilmente e rapidamente implementabile da parte delle Regioni e Province Autonome.** In quest'ottica, considerata anche la tempistica prevista per l'individuazione delle aree da parte degli Enti locali, potrebbe essere valutata l'opportunità di identificare le aree "non idonee". Inoltre, dovrebbero essere stabilite tempistiche certe nel caso di clausola di subentro da parte dello Stato in caso di inadempienza delle amministrazioni regionali. Essendo la valutazione di idoneità delle aree necessariamente collegata alla tipologia di fonte energetica rinnovabile, l'individuazione di tali aree idonee **dovrebbe prevedere l'indicazione della specifica fonte cui è riferita la valutazione e dovrebbe già stabilire come relazionare il dato di superficie disponibile e il dato di potenza FER installabile (massima densità di potenza installabile per unità di superficie), sempre con distinzione per specifica fonte.** Si condivide inoltre la scelta di individuare le aree idonee distinte per ciascuna Regione al fine di raggiungere – come minimo – i target di nuova capacità rinnovabile individuato dal PNIEC (aggiornato a valle del nuovo target individuato dalla Commissione Europea e incluso nel pacchetto "Fit for 55").

Ad ogni modo, la disciplina nazionale per identificare dette aree deve garantire omogeneità di interpretazione tra le varie Regioni e PPA e limitarsi a definire dei criteri per l'individuazione di aree idonee, evitando un approccio di tipo "censimento puntuale". Inoltre, deve favorire anche la realizzazione di impianti di dimensioni industriali.

Sempre 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.

Si concorda, altresì, sulla necessità **che tra le aree idonee siano ricompresi i siti ove già attualmente sono presenti impianti FER in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale**, ma si ritiene che tale inclusione possa più genericamente riferirsi anche agli interventi di *repowering* che possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi PNIEC, nel rispetto dei principi di minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, e di realizzazione di nuovi impianti presso 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). Inoltre, il principio di "area idonea" per la fonte idroelettrica deve necessariamente essere collegato al concetto di corso d'acqua "derivabile" e per il settore fotovoltaico deve essere esteso anche alle superfici artificiali "bagnate" (per es. bacini artificiali) per la possibile installazione di fotovoltaico flottante e deve permettere l'accesso agli incentivi anche nel caso di installazione di impianti su terreni non industriali e su terreni agricoli inutilizzati o inutilizzabili a fini produttivi, mentre il fotovoltaico realizzato su coperture di edifici/capannoni dovrebbe essere escluso dalla differenziazione tra aree idonee e non idonee.

Infine, l'elenco delle aree idonee andrebbe integrato con superfici quali ad esempio discariche chiuse, cave dismesse aree industriali.

- **Procedure autorizzative specifiche per le aree idonee (art. 22)**

Si ritiene che l'individuazione di aree idonee debba necessariamente prevedere, come richiamato anche dalla Legge di delegazione UE 2019-2020, un iter autorizzativo semplificato per la realizzazione di nuovi impianti e per l'avvio di progetti di *repowering* di impianti esistenti. In tal senso, si valutano positivamente le previsioni introdotte dall'art. 23, in particolare l'accelerazione dell'iter autorizzativo che risulta ridotto di un terzo. 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. Al fine di incentivare compiutamente la produzione da impianti FER, si richiama altresì l'attenzione del Legislatore in merito alla necessità che gli interventi di semplificazione degli iter autorizzativi vengano estesi consequenzialmente alle attività di manutenzione straordinaria delle linee MT esistenti, ed alla realizzazione di nuovi elettrodotti che si rendessero necessari per connettere i nuovi impianti.

- **Repowering degli impianti esistenti**

Nell'ottica di incrementare la capacità rinnovabile installata, si ritiene necessario 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:** entrambe le tecnologie hanno visto negli ultimi anni una significativa evoluzione tecnologica che ad oggi permette, a parità di occupazione di suolo, di incrementare in maniera significativa sia la capacità installata sia la produzione degli impianti. Agevolando gli interventi di *repowering* (p.e. semplificando gli iter autorizzativi) si potrebbero ottenere importanti benefici sia in termini di miglioramento della densità energetica del suolo sia in termini di contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo di nuova capacità al 2030;

- **Supportare gli interventi *repowering* sugli impianti idroelettrici**, con l'obiettivo di evitare che nei prossimi anni si assista ad una progressiva riduzione della produzione idroelettrica (che rappresenta la 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;

- **Accordi di compravendita di energia elettrica da FER a lungo termine (art. 28)**

Il Power Purchase Agreement (PPA) è un istituto che deve rimanere uno strumento di mercato, senza intervento pubblico per non creare distorsioni ed alterazioni del mercato stesso.

L'introduzione di obblighi progressivi in capo ai *retailer* relativamente alla quota verde di energia venduta ai clienti, potrebbe agevolare lo sviluppo di contratti di lungo termine. Un modello di quote verdi sui *retailer* avrebbe, inoltre, il pregio di consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione riducendo il rischio di *overprocurement* e di *stranded costs* insito in modelli puri ad asta centralizzata e di responsabilizzare gli operatori.

2. Autoconsumo singolo/collettivo e Comunità energetiche

- **Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia (art. 8)**

Si ritiene che debba essere mantenuto, anche oltre il termine previsto per la fase di sperimentazione prevista dal DL Milleproroghe (decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 così come convertito con la Legge 28 febbraio 2020, n. 8), **il sistema incentivante ad oggi previsto dal DM 16 settembre 2020 e l'impostazione di configurazione virtuale in essa applicata.**

Si condivide **il superamento dell'attuale vincolo di sottensione alla stessa cabina secondaria MT/BT**, e la scelta di un **criterio di "prossimità"** quale, ad esempio, la sottensione ad una cabina primaria che potrà assicurare concreti benefici derivanti dalla prossimità stessa, **pur considerando l'eventuale superamento del vincolo di connessione in BT per le configurazioni ACC e la contestuale possibilità di incremento della taglia minima degli impianti di produzione** che possono accedere alla configurazione, sempre nei limiti di connessione alla rete. Dal un punto di vista procedurale, per la definizione del perimetro di condivisione dell'energia, si ritiene necessario definire un parametro convenzionale e facilmente ricostruibile da parte dei promotori di tali configurazioni senza il coinvolgimento puntuale dei distributori: si propone infatti di definire 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, facilmente reperibili e identificabili; tali codici di avviamento postale costituirebbero, dunque, il criterio per valutare il perimetro di condivisione.

- **Autoconsumo singolo (art. 30)**

Si ritiene necessario, al riguardo, **semplificare radicalmente l'attuale insieme frammentario di configurazioni di consumo ammissibili.**

In merito ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo si ritiene che le numerose definizioni esistenti dovrebbero essere sostituite da una **definizione unica**. Al fine di garantire al modello

la necessaria flessibilità per l'applicazione a diverse possibili configurazioni di autoconsumo "in situ", soprattutto in ambito industriale, **la nuova definizione dovrà superare gli attuali vincoli di connessione e di titolarità, ovvero disponibilità, delle aree sulle quali sorge il sistema**, ma, dovrebbe contenere solo un limite di continuità dell'area su cui sorge il sistema e prevedere la presenza di un solo Cliente finale (o più clienti finali caratterizzati da un legame societario che non dovrà essere limitato al concetto di "appartenenza allo stesso Gruppo societario") e un solo Produttore, anche tra loro diversi. Al fine di considerare l'evoluzione industriale e le esigenze di investimento che portano a creare unità di consumo nuove accanto a impianti esistenti (ad. es. impianti di elettrolisi a fianco di UP esistenti), si ritiene anche necessario prevedere un mandato ad ARERA per la revisione del concetto di titolarità del punto di connessione in capo all'Unità di Consumo proprio per consentire la creazione di UC laddove già esistono UP, almeno nei casi in cui l'UC (es. l'elettrolizzatore) venga sviluppata, per questioni di investimento e sperimentazione, da società partecipate dal titolare per punto di connessione stesso.

- **Promozione della diffusione dell'autoconsumo collettivo e delle CER (artt. 30 e 31)**

In tema di **assetto delle Comunità**, si ritiene che non sia né efficiente né efficace in nessun modo, oltre ad introdurre complessità e criticità di sistema di estrema rilevanza, che le CE gestiscano porzioni di rete di distribuzione. La sostenibilità economico/tecnica delle CE, infatti, passa attraverso un DSO che possa armonizzare lo sfasamento temporale tra le produzioni e gli assorbimenti di potenza che caratterizzano un qualunque insieme di utenze e, pertanto, **si ritiene che debba essere mantenuta l'impostazione di configurazione "virtuale"**. Inoltre, la compravendita di energia "*peer to peer*" deve avvenire istantaneamente in quanto diverse configurazioni costringerebbero la rete a dover compensare i flussi uscenti e/o entranti, generando potenziali congestioni/costi a carico di terzi: a tal fine il DSO può provvedere (a fronte di adeguata remunerazione) strumenti di certificazione temporale e quantitativa dell'energia scambiata tra soggetti appartenenti alla CE per poi trasferire dette informazioni di *settlement* al venditore.

In tema di organizzazione delle configurazioni in oggetto, si ritiene, tuttavia, imprescindibile rivedere alcune limitazioni imposte dal quadro di sperimentazione:

- con riferimento al tema del "controllo", si condivide l'estensione per le CER 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 CER e di dispiegare i benefici ad esse associate in termini di accettabilità delle energie rinnovabili a livello locale e di raggiungimento dei target;
- sulla falsariga di quanto avviene per il meccanismo dei Certificati Bianchi, **prevedere di creare il ruolo di "soggetto proponente"**, figura distinta da chi compie l'investimento, **che agisca da "system integrator"** e che possa gestire più facilmente le tematiche operative in virtù delle proprie competenze tecniche e gestionali di transizione energetica;
- prevedere una **definizione più estensiva delle "autorità locali"** che, ad oggi, ai fini dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, risultano coincidenti con gli enti locali di cui al D.lgs 267/2000. Tale assimilazione, infatti, ostacola la diffusione delle Comunità energetiche, escludendo soggetti che nella ratio della

normativa europea avrebbero titolo ad essere coinvolti (es. università e società patrimoniali).

- **Modalità di interazione con il sistema energetico (art. 32)**

E' necessario limitare gli impatti negativi che lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa creerebbe.

Condividendo quanto esposto nelle premesse dell'Ordine del giorno n. 9/2757/27 accolto alla Camera dei Deputati in sede di approvazione finale della Legge di delegazione, si ritiene che tale previsione:

- imponga una modalità rigida di suddivisione dei benefici tra i componenti, contraria allo spirito della normativa UE e della normativa di sperimentazione;
- comporti profili di criticità in tema di flussi informativi e meccanismi di fatturazione;
- renda difficoltosa la comprensione della bolletta da parte del consumatore senza alcun vantaggio economico per i partecipanti alle configurazioni;
- possa creare danni a tutti gli Utenti terzi della Rete Nazionale che subirebbero gli impatti economici negativi delle inefficienze così introdotte.

In tal senso è **auspicabile il mantenimento dell'attuale meccanismo di remunerazione mediante riconoscimento di una tariffa erogata dal GSE al referente della configurazione CER/ACC.**

3. Reti di teleriscaldamento (art. 34)

Il DM CAR 5.9.11 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 rispettare la definizione riportata all'art. 2, comma 1, lettera f), tra cui il fatto che la rete di TLR sia di proprietà del proprietario dell'impianto di generazione elettrica o di una società da questi controllata.

Nel caso di molte iniziative industriali, tuttavia, il rispetto di tale condizione è di difficile applicazione, soprattutto laddove vi siano delle reti di medie/grandi dimensioni e in cui vi siano diversi impianti di produzione: gli impianti di produzione di norma sono della società che gestisce gli impianti e la rete è spesso della società che gestisce il teleriscaldamento e vende il servizio.

In linea generale, al fine di sviluppare sistemi di teleriscaldamento che siano in grado di valorizzare il calore prodotto dalle diverse fonti rinnovabili o recuperare fonti di calore altrimenti disperso da soggetti terzi, così come al fine di semplificare i vincoli definitivi, sarebbe opportuno demandare al MITE un aggiornamento della suddetta definizione come segue:

*"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.** ~~e 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~~".*

Lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, inoltre, è necessario sia per il raggiungimento degli obiettivi nazionali in termini di energia rinnovabile, sia per gli specifici target obbligatori previsti per il 2030. A questo proposito, il d.lgs dovrebbe favorire esplicitamente lo sviluppo di nuovi sistemi di teleriscaldamento senza discriminare tra le diverse fonti rinnovabili. Tutte le tipologie di fonti rinnovabili dovrebbero essere incluse tra gli interventi supportati dal meccanismo dei Certificati Bianchi, quali ad esempio le estensioni/allacciamenti alle reti di teleriscaldamento. **Le previsioni dell'articolo 48 del DL Crescita (DL 30 aprile 2019, n. 34) dovrebbero 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, con particolare riferimento al settore del riscaldamento/raffrescamento.

4. Biometano

- **Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano (art. 11)**

Si apprezza la proroga al 30 giugno 2026 per l'entrata in esercizio e la riconversione degli impianti di produzione di biometano. Tale proroga, oltre che necessaria a consentire alla maggior parte degli progetti programmati di accedere al meccanismo di incentivazione (e quindi essere realizzati), è anche di estrema rilevanza, alla luce dei tempi tecnici e burocratici che normalmente intercorrono tra il finanziamento del progetto e l'entrata in esercizio dell'impianto.

Appare opportuno prevedere un contestuale incremento della quota di biometano incentivabile (oltre il contingente di 1,1 mld Sm³), al fine di abilitare la piena realizzazione del potenziale di biometano nel settore dei trasporti, oppure prevederne già l'utilizzo per la cogenerazione. In aggiunta, si segnala l'opportunità di introdurre una premialità aggiuntiva per l'utilizzo di matrici avanzate comunque caratterizzate da un costo di approvvigionamento e non da un gate fee all'ingresso come, ad esempio FORSU o rifiuti agroalimentari. Inoltre, occorrerebbe prevedere un periodo di incentivazione pari ad almeno 15 anni, in coerenza con l'attuale vita utile degli impianti (15/20 anni), al fine di consentire una maggior bancabilità dei progetti. Infine, 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.

Occorrerebbe, in aggiunta, ampliare la gamma di matrici utilizzabili per la produzione di biometano avanzato presenti nell'Allegato VIII, 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 dal nuovo meccanismo di supporto introdotto dallo schema di d.lgs.

Inoltre, è auspicabile che **il nuovo meccanismo di incentivazione** includa destinazioni d'uso aggiuntive rispetto ai settori dei trasporti ed alla produzione di energia elettrica in assetto

cogenerativo, come ad esempio il settore residenziale e l'industria o il settore terziario così come l'immissione in rete (ripristinando in quest'ultimo caso le previsioni del DM Biometano 2013). Si segnala in particolare 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 premialità 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 infine essere aperto anche alla 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.

Infine, si ritiene opportuno che nell'ambito della capienza degli incentivi disponibili per il biometano si preveda una priorità nell'assegnazione degli stessi agli impianti per il trattamento dei rifiuti organici di origine urbana (all. VIII, lettera b dello schema di d.lgs in oggetto), fondamentali per la corretta gestione del ciclo dei rifiuti anche ai sensi degli obblighi di raccolta differenziata previsti dalle direttive sull'economia circolare.

- **Semplificazione ed armonizzazione delle procedure autorizzative per la riconversione (art. 24, comma 1)**

Si apprezza la decisione del Legislatore di semplificare ed accelerare i procedimenti autorizzativi per interventi di parziale o totale riconversione alla produzione di biometano di impianti esistenti.

Occorre, tuttavia, armonizzare le previsioni contenute nello schema di d.lgs relative 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 le emanazioni a livello di Governo centrale inerenti le procedure autorizzative non vengano distorte da irrigidimenti o modifiche in fase di recepimento a livello locale, che rischierebbero di minare l'efficacia delle disposizioni normative finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di penetrazione delle FER al 2030 e dei target di contenimento delle emissioni globali di gas ad effetto serra.

- **Criteri per la cessazione della qualifica di rifiuti del biometano (art. 24, comma 2)**

Si apprezza la decisione del Legislatore di chiarire una volta per tutte che il biometano prodotto dal trattamento dei rifiuti che rispetta le caratteristiche richiamate dall'articolo 3 del decreto ministeriale 2 marzo 2018, cessa di essere rifiuto ai sensi e per gli effetti dell'articolo 184-ter del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Tuttavia, affinché la disposizione possa esplicare i propri effetti senza ripercussioni negative sulle autorizzazioni già rilasciate, sulle istanze in corso, e sui nuovi procedimenti autorizzativi, occorre intervenire su due aspetti.

1. Innanzitutto si ritiene importante prevedere un raccordo tra la disposizione e i titoli autorizzativi e abilitativi relativi alla produzione di biometano da rifiuti già rilasciati al momento dell'entrata in vigore del decreto. In particolare, alla luce delle diverse

modalità con cui in passato gli enti competenti hanno interpretato il regime autorizzativo applicabile agli impianti di produzione di biometano da rifiuti, si ritiene necessario **prevedere una norma transitoria che:**

- a) **salvaguardi fino a naturale scadenza i titoli abilitativi già conseguiti** ai fini della produzione di biometano, **nonché i diritti acquisiti in relazione agli incentivi o altri benefici economici** riconosciuti nell'ambito delle disposizioni di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili;
 - b) **consenta** (salvo diversa richiesta da parte del proponente) **ai procedimenti autorizzativi e abilitativi già avviati** alla data di entrata in vigore del decreto, **di concludersi in conformità alle disposizioni vigenti alla data di presentazione della relativa domanda.**
2. In secondo luogo, occorre tener presente che l'art. 3 del DM 2 marzo 2018 non disciplina solo le specifiche di qualità (commi 1, 3, 4 e 5) ma anche i criteri di «sostenibilità» del biometano (comma 6). Questi ultimi riguardano aspetti relativi alle modalità di produzione del biometano stesso (matrici di partenza, caratteristiche del processo, tecnologie utilizzate) ai fini della determinazione del risparmio di emissione di CO_{2eq}. Esse pertanto non hanno nulla a che vedere con caratteristiche qualitative del biometano, le sole pertinenti ai fini della determinazione delle condizioni per la cessazione di qualifica di rifiuto. Si suggerisce pertanto di **specificare che il richiamo all'art. 3 del DM 2 marzo 2018 sia limitato alle sole caratteristiche qualitative del biometano.**

- **Valorizzazione del biometano agricolo (art. 14)**

Si ritiene necessario valorizzare il contributo degli impianti a biomassa agricola alla stabilità del sistema elettrico: trattandosi di fonti rinnovabili programmabili, l'attuale parco di generazione installato in Italia può 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).

Il DM MITE che individuerà le modalità di allocazione delle risorse del PNRR destinate al biometano 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 il Dlgs introduca tutti gli elementi volti a favorire una piena riconversione dell'attuale parco di impianti a biogas agricoli. A tal proposito, al fine di favorire una piena ed efficace riconversione del parco a biogas esistente, è necessario che il nuovo Decreto 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 d.lgs e dal PNRR: l'eventuale incentivazione di energia elettrica da biogas dovrà dunque essere delineata tenendo in debita considerazione 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.

- **Sostenibilità del biometano da FORSU (artt. 42, 43, 44, Allegato VII Sezione A2 tabella n.3, Sezione D2 tabella n.2)**

Il DM 2 marzo 2018 prevede che sia incentivabile solo il biometano dichiarato «sostenibile» secondo i criteri definiti dalla normativa europea e nazionale. Nel determinare la sostenibilità del biometano prodotto da rifiuti organici della raccolta differenziata, la direttiva (UE) 2018/2011 ha introdotto valori standard di risparmio delle emissioni di CO₂eq che non tengono conto delle specificità dei processi produttivi nazionali, i quali offrono le migliori garanzie sotto il profilo ambientale (come il compostaggio del digestato) e le migliori tecnologie disponibili (come sistemi di upgrading del biogas a biometano ad alta efficienza). Senza questi valori il layout impiantistico assolutamente prevalente a livello nazionale (con riferimento sia agli impianti esistenti che a quelli in fase di realizzazione) e che prevede a valle della digestione anaerobica il compostaggio del digestato, non potrà usufruire dei valori standard di risparmio delle emissioni, mettendo a rischio la possibilità di accedere agli incentivi e, con ciò, la sostenibilità stessa degli investimenti fatti e di quelli programmati. Lo schema di d.lgs di recepimento della direttiva deve pertanto farsi carico di tradurre nella normativa nazionale i principi della direttiva (riduzione del 65% delle emissioni di gas a effetto serra) rispettando al contempo le peculiarità dei processi produttivi nazionali:

- a) assimilando i valori di risparmio delle emissioni degli impianti che non stoccano il digestato (perché lo avviano a compostaggio) a quelli della configurazione impiantistica che lo schema di d.lgs chiama «digestato coperto»;
- b) in alternativa, demandando alla revisione del DM 14 novembre 2019 la definizione delle condizioni nel rispetto delle quali le emissioni degli impianti che compostano il digestato sono assimilabili a quelle degli impianti che stoccano il digestato al coperto, prevedendo al contempo un regime transitorio che, nelle more dell'aggiornamento del DM 14 novembre 2019, consenta agli impianti che compostano il digestato di poter dimostrare la sostenibilità del biometano prodotto.

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

5. Coordinamento tra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali (artt. 13 e 14)

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 a favorire lo sviluppo di nuova capacità da FER elettriche (agri-fotovoltaico, tecnologie off-shore), di nuovi impianti a biometano (riconversione impianti esistenti, nuovi *green field*) e di colonnine per la ricarica di veicoli elettrici. La proposta di d.lgs di recepimento della Direttiva REDII 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 del d.lgs 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

(opex). **E' auspicabile l'adozione di processi di consultazione durante le fasi di elaborazione di tali provvedimenti, con particolare riferimento alle procedure competitive per l'accesso alle risorse del PNRR.**

Con specifico riferimento alle risorse destinate all'**agri-voltaico**, inoltre, **si ritiene necessario meglio specificare 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, già 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.

Per quanto attiene ai fondi PNRR destinati allo sviluppo di **infrastrutture di ricarica elettrica Fast ed Ultra Fast**, la scelta di destinare le risorse alla sola 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 del Dlgs non vi siano limitazioni (tecnologiche, geografiche o di altro tipo) alla realizzazione di nuove infrastrutture di ricarica.

6. Promozione dell'utilizzo dell'energia elettrica da FER nel settore trasporti e sviluppo di infrastrutture di ricarica (artt. 39 e 45)

Da una prima lettura, lo schema di d.lgs pare disattendere quanto previsto dall'articolo 5, comma 1, lettera z), della Legge 53/2021 (Legge di delegazione UE 2019-2020), 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 previsti dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020: al 2019 il settore registrava una quota dei CFL soddisfatti da fonti rinnovabili pari al 9%, rispetto ad un target al 2020 pari al 10,1%.

Il ritardo appare ancor più critico alla luce del nuovo target di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 (22% dei consumi finali lordi al 2030). Tale obiettivo, già molto sfidante, verrà ulteriormente modificato e rivisto al rialzo considerato l'incremento dell'obiettivo di riduzione di almeno il 55% delle emissioni di CO2 a livello europeo 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 EV ottimistici, in particolare per soluzioni di potenza inferiore ai 50 kW allacciate in DC. 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, pertanto, che il d.lgs in oggetto espliciti e demandi ad un successivo Decreto Ministeriale la predisposizione di un sistema di sostegno volto alla realizzazione di infrastrutture di ricarica che sia coordinato e integrativo delle proposte del PNRR e che il sostegno 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. Di fondamentale importanza il fatto che il sostegno consente, almeno nella fase iniziale, di supportare la rinnovabilità del mix nazionale come da previsioni EU.

A titolo di esempio, una soluzione potrebbe essere l'ampliamento del sistema dei CIC (Certificati di Immissione in Consumo) alle infrastrutture di ricarica elettrica che consentono di veicolare energia rinnovabile nel settore dei trasporti. L'introduzione di un meccanismo simile a quello del biometano avanzato per l'energia elettrica rinnovabile erogata dalle colonnine 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 che sarebbe 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:

1. **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 (ad oggi prive di meccanismi di supporto).** Tali infrastrutture di ricarica pubbliche sono ad oggi esclusi da specifici programmi di supporto;
2. **Un eventuale riduzione delle tariffe di prelievo dell'energia elettrica per i CPO pubblici** potrà favorire una diffusione delle stazioni di ricarica solo a fronte di elevati volumi di energia erogati, volumi difficilmente raggiungibili nei prossimi anni di diffusione dei veicoli elettrici. Aspetto che potrebbe verosimilmente ridurre il flussi di investimenti in tale settore.

Quali ulteriori aspetti sulla mobilità elettrica, per quanto concerne 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), **si segnala che essa appare di difficile applicazione, per via della presenza di attori quali i Mobility Service Provider, non intestatari di POD e dunque non titolari del contratto di fornitura di energia elettrica sul quale verrebbe prevista l'agevolazione.**

Per quanto attiene al conteggio dell'energia rinnovabile immessa in consumo nel settore trasporti grazie alle colonnine, lo schema di d.lgs di recepimento prevede la possibilità di certificare il 100% dell'energia erogata come rinnovabile solo tramite un collegamento diretto con un impianto di generazione FER. Si ritiene necessario che non venga preclusa la possibilità di incrementare la quota di energia rinnovabile rispetto al mix nazionale con altre modalità, quali ad esempio la **stipula di un contratto PPA (in forma virtuale) e il contestuale annullamento delle garanzie d'origine relative all'energia contrattualizzata.** La possibilità di incrementare la quota di energia da FER nel settore trasporti tramite l'annullamento di GO è peraltro

esplicitamente prevista dalla Direttiva RED II (art.27 comma 3, paragrafo 7) ma non riportata nel testo dello schema di d.lgs di recepimento.

7. Bioliquidi (art.40)

Con riferimento a quanto proposto dal Legislatore all'art. 40, comma 1, lettera c) si apprezza la riformulazione di quanto previsto dall'art.5 lettera ee) della Legge di delegazione UE 2019-2020 circa **l'esclusione** degli impianti a **bioliquidi prodotti a partire da olio di palma**, fasci di frutti di olio di palma vuoti, acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD) e **olio di soia** e acidi grassi derivanti dal trattamento della soia di importazione a partire **dal 01.01.2023** dal conteggio delle fonti rinnovabili e dall'accesso ai sussidi di mercato. **Riteniamo che il *phase-out*, che con lo schema di d.lgs sembra riguardare solamente quelli prodotti a partire da olio di palma e suoi derivati, debba avvenire con una tempistica graduale e progressiva**, coincidente con la naturale scadenza degli incentivi in essere e coerentemente con le previsioni della direttiva, salvaguardando gli investimenti già effettuati e promuovendo, al contempo, iniziative di riconversione di tali impianti con alimentazione ad altra fonte primaria.

8. Garanzie d'Origine (art.46)

Si ritiene necessario implementare Garanzie d'Origine 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 dallo schema di d.lgs in oggetto a un successivo provvedimento attuativo del MiTE: è auspicabile, anche in questo caso, l'avvio di un processo di consultazione con gli operatori.

9. Idrogeno verde

All'interno dello schema di d.lgs non è presente una sezione dedicata complessivamente allo sviluppo e alla promozione 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'articolo 39, comma 2, dedicato all'idrogeno da fonte rinnovabile destinato allo specifico settore del trasporto.

Riteniamo auspicabile l'introduzione all'interno del d.lgs di una sezione dedicata all'idrogeno prodotto da fonte energetica rinnovabile che ponga le linee guida strategiche per lo sviluppo di questo vettore in armonia con il sistema energetico. In particolare, si segnala l'opportunità di garantire che:

- a) Ai sensi dell'Art. 11 (comma 1 lett. a,b,c e comma 2), un sistema di incentivazione venga dedicato all'idrogeno da fonte rinnovabile destinato a tutti i settori. Si sottolinea, infatti, che 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 normativa e 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**.

- b) 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 della lettera a), 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» (ie. in €iniziali + €/ton/anno) in modo da avviare competizione tra operatori e iniziative;
- bandi con contingenti per tipologia di impiego/settore in modo da consentire uno sviluppo su più settori (ie. trasporti e settori industriali);
- requisiti tecnici-regolatori minimi relativi alla tipologia di Idrogeno (ie. GO e PPA correlato a **impianti FER anche esistenti**/connessione fisica all'impianto anche esistente);
- possibilità di incentivi anche per la quota rinnovabile di impianti Waste to Energy.

Pertanto, si ritiene necessario intervenire sull'art.39, comma 5.

10. Accelerazione nello sviluppo della rete elettrica (art. 35)

Si ritiene necessario confermare che eventuali investimenti realizzati dal generico DSO in attuazione a quanto previsto dal comma 1 lett. b) saranno comunque ammessi a remunerazione tariffaria (secondo gli schemi regolatori e i vincoli vigenti al momento della realizzazione dell'intervento stesso), nel caso in cui non dovessero verificarsi le condizioni di crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili, prevista dal DSO in ottemperanza a quanto prescritto dal comma 1 lett. a).

11. Obblighi per i nuovi edifici, gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (Allegato III)

Si propone di integrare l'Allegato III con il seguente paragrafo: *"Per gli edifici con un fabbisogno elettrico complessivo, al netto della generazione locale, superiore o uguale ai 30kW 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."*

12. Accumuli

In linea generale, si ritiene importante ribadire che la diffusione di sistemi di accumulo accoppiati a sistemi a fonte rinnovabile, dovrà essere accompagnata da idonei meccanismi di incentivazione. Difatti, ad oggi, pur essendo un tema presente in tutti i documenti programmatici e pur essendo necessario per accompagnare lo sviluppo di fonti rinnovabili non programmabili, lo *storage* sconta difficoltà di sviluppo a causa degli ancora alti costi di investimento, che in assenza di meccanismi incentivanti rendono la realizzazione di tali sistemi molto complessa.

Inoltre, con specifico riguardo **gli impianti di pompaggio**, è auspicabile che, come proposto per i fotovoltaici, **vengano individuati dei siti idonei** a sviluppare questi impianti e previsto un iter di approvazione più celere, anche per quanto riguarda il tema delle concessioni.

- **Storage elettrochimico**

In tema di sistemi di accumulo elettrochimici, manca ad oggi un disegno complessivo di politica industriale che consenta di inserire questa tecnologia – così come le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) – in un contesto di sviluppo ordinato e coerente con le ipotesi inserite nel Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) al 2030 e degli obiettivi UE FIT for 55. Con il *phase-out* del carbone e la massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, sarà necessario mitigare gli effetti della variabilità della generazione elettrica distribuita e contrastare la progressiva riduzione dell'inerzia di sistema. In questo contesto fondamentale sarà il ruolo degli *storage*, in grado di contribuire alla piena integrazione nel mercato elettrico delle fonti energetiche non programmabili, dando la possibilità – inter alia – di offrire servizi per il dispacciamento, diminuire le congestioni di rete e contrastare l'effetto dell'*overgeneration* che potrebbe presentarsi in alcune fasce orarie giornaliere. Da questo punto di vista, più che il disegno di meccanismi di sostegno basati sul sostegno alla tecnologia (es. aste FER+*storage*), **si ritiene opportuno prevedere dei meccanismi addizionali in riferimento allo sviluppo delle FER in termini di profilo di energia favorendo l'ottimizzazione dell'immissione in rete dell'energia prodotta**. Tale ipotesi avrebbe molteplici benefici: salvaguarderebbe il mercato spot (i meccanismi non sarebbero distorsivi), abiliterebbe sinergie tra le varie fonti (partecipazione per portafoglio di risorse) e fornirebbe segnali per lo sviluppo di risorse flessibili quali gli *storage* elettrochimici.

Dal punto di vista autorizzativo, infine, si ritiene **necessario semplificare le procedure autorizzative per accumuli elettrochimici** mediante una serie di interventi:

- Estensione della PAS per impianti di accumulo, in assenza di modifica su aree e altezze e destinazione urbanistica, ubicati in aree ove sono situati impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte fossile, a prescindere dalla loro potenza (eliminare soglia 300 MW).
- Estensione della PAS per opere di connessione e impianti di accumuli connessi a impianti FER esistenti a prescindere dall'occupazione di nuove aree.
- Favorire l'integrazione dei sistemi di accumulo elettrochimico negli impianti a fonti rinnovabili, anche per iter autorizzativi già avviati, senza comportare ulteriori ritardi o appesantimenti.
- Stralcio del riferimento ai soli impianti «stand alone» e inserimento tra gli interventi non assoggettabili a valutazioni ambientali anche delle opere di connessione e degli accumuli connessi a FER esistenti.

A tal riguardo, si riporta di seguito un contributo emendativo di modifica del quadro normativo vigente in materia.

Proposta di emendamento

All'articolo 1 del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) al comma 2-quater lett. a) sono eliminate le parole *“di potenza inferiore ai 300 MW termici”*;
- b) al comma 2-quater lett. b) le parole *“ubicati all'interno di aree già occupate da impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte fossile di potenza maggiore o uguale a 300 MW termici in servizio, nonché gli impianti "stand-alone" ubicati in aree non industriali e le eventuali connessioni alla rete”* sono sostituite dalle parole *“diversi da quelli previsti alla lett. a)”*;
- c) al comma 2 quater, lettera c) abrogare il punto 2 e conseguentemente al punto 3 sono abrogate le parole *“e l'impianto di accumulo elettrochimico non comporta occupazione di nuove aree”*;
- d) dopo il comma 2 quater è inserito il seguente *“2-quinquies. Qualora, in pendenza di un procedimento di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, intervenga una modifica progettuale consistente nell'inserimento di un impianto di accumulo elettrochimico, tale modifica non comporta alcuna variazione dei tempi e delle modalità di svolgimento del procedimento autorizzativo e di ogni altra valutazione già avviata, ivi incluse le valutazioni ambientali”*;
- e) dopo il comma 2-quater è inserito il seguente: *“2-sexies. Gli impianti di accumulo elettrochimico e le relative connessioni alla rete elettrica di cui al comma 2-quater lettere a), b), c).3 e d) non sono sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale e di verifica di assoggettabilità di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152.”*.