



CONFINDUSTRIA

Audizione al Senato della Repubblica sugli schemi di Decreto Legislativo recanti attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

Audizione Parlamentare

Settembre 2021

Premessa

Considerando il recente dibattito derivante dal **Pacchetto Fit For 55** presentato in sede europea, siamo convinti che i **presenti Decreti potranno dare un contributo per abilitare la decarbonizzazione e la crescita delle fonti rinnovabili**, non solo nell'ambito del mix di generazione elettrica ma anche sul consumo di energia nel suo complesso.

Le **politiche climatiche europee**, che fanno seguito all'accordo per il clima di Parigi (COP 21), sono le **più ambiziose nel contesto globale** e porteranno ad un radicale cambio di paradigma nella produzione, gestione e utilizzo dell'energia. La **strategia di lungo termine** prevede di raggiungere la cosiddetta **neutralità climatica** (emissioni nette zero) **nei prossimi 30 anni**, attraverso una forte crescita della generazione elettrica da rinnovabili, una diffusione dei green gas e degli *e-fuel*, correlate ad un incremento dell'efficienza degli impianti e ad una trasformazione delle tecnologie a disposizione dei clienti finali.

L'aumento dei target ambientali definito dal **Green Deal** comporterà nel nostro Paese lo sviluppo di **investimenti fino a 650 Mld€ cumulati nei prossimi dieci anni**, di cui circa 30 Mld€ l'anno addizionali rispetto al tendenziale. Ciò senza considerare il **settore dei trasporti** che, da solo, potrebbe necessitare di **oltre 800 Mld€** nel periodo **per il ricambio del parco veicoli**.

Le imprese italiane sono impegnate da anni nella transizione verso un'economia a basso impatto climatico ma gli sforzi del sistema industriale italiano, così come di quello europeo nella sua interezza, rischiano di essere vanificati dalle eccessive disparità competitive a cui sono soggette le imprese dell'UE, entrando in concorrenza con operatori economici che non hanno gli stessi vincoli climatici e ambientali. Tale divergenza diventa ancora più evidente se considera la diversa velocità con la quale l'Europa e gli altri Paesi terzi assumono impegni volti ad aumentare l'ambizione sugli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030. Il forte orientamento dell'UE di diventare il primo continente ad emissioni nette pari zero, infatti, testimonia la divergenza fra il fervore europeo e le **incertezze relative alla reale responsabilità dei suddetti Paesi terzi** ad assumere analoghi obiettivi, aggravando, quindi, la possibilità che la **riallocazione delle emissioni di carbonio** - criticità reale già evidente in molti settori - **comprometta gli sforzi dell'UE per raggiungere la neutralità climatica**. In sintesi, vediamo il rischio concreto che la politica di decarbonizzazione europea possa avere ripercussioni sul sistema industriale e indurre molti settori manifatturieri ad accelerare la delocalizzazione delle attività.

Manifestiamo, infatti, grande preoccupazione riguardo gli aumenti dei costi delle commodities energetiche, strettamente correlati alle politiche climatiche, correlati sia all'incremento dei costi per la CO₂ che alla concomitante ripresa economica-industriale, nonché da tensioni geo-politiche. Il **prezzo dell'elettricità ha toccato i massimi storici raggiungendo quasi i 200 €/MWh la scorsa settimana**, sostenuta dai sottostanti prezzi sia del **gas naturale, che in Europa è cresciuto di oltre il 30% tra giugno e agosto e ulteriormente oltre il 70% tra agosto e settembre**, sia delle quote di **emissione** nelle **Aste CO₂**, che nel mese di settembre hanno toccato i **60 €/Ton alimentati dalla riforma del sistema ETS**. L'esigenza di **coniugare l'obiettivo di sostenibilità con le esigenze di**

competitività, creando **opportunità di sviluppo industriale**, richiede delle linee di intervento lungo diverse direttrici di policy, dal **rafforzamento delle filiere tecnologiche**, **all'accelerazione burocratica**, **fino alla promozione degli investimenti**. Si sottolinea come tali azioni siano ancora più importanti in un momento come questo caratterizzato da alti costi delle forniture energetiche.

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** affronta nel dettaglio il tema “rivoluzione verde e transizione ecologica”, prevedendo, nell’ambito della “missione 2” sia riforme legislative, sia **progetti di investimento** per una dotazione complessiva, comprensiva anche del fondo complementare, di **69,9 Mld€**. **Strategie energetiche, industriali e climatiche devono essere sviluppate in modo integrato**, attraverso la diffusione di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, coinvolgendo tutti i settori dell’economia nell’innovazione e ricerca per nuove soluzioni tecnologiche, e prevedendo al contempo il passaggio verso un **approccio di tipo circolare, basato sull’uso efficiente delle risorse e sul recupero, riciclo e riuso dei prodotti**. L’attuale fase di transizione è l’occasione per **guardare al sistema nel suo complesso**, considerando le interdipendenze ed i livelli di maturazione di tutti i vettori, le tecnologie e le fonti energetiche, sia fossili sia rinnovabili, per raggiungere gli obiettivi di lungo termine nella maniera più efficiente.

Confindustria accoglie con favore i provvedimenti in esame, esprimendo un **giudizio complessivamente positivo**, **evidenziando al contempo alcune criticità** che si auspica possano essere risolte prima della pubblicazione definitiva in Gazzetta Ufficiale. In premessa è opportuno concentrare l’attenzione sulle **modalità e sui tempi di implementazione delle norme**, i quali potrebbero essere disattesi e pregiudicare le finalità stesse della Direttiva Europea 2018/2001, nonché della Direttiva 2019/944. **Desti in particolare preoccupazione un eventuale ritardo nell’emanazione dei numerosi decreti attuativi**, nonché delle delibere ARERA, **previsti dagli schemi di Decreto Legislativo**, ritardo che potrebbe rischiare di determinare un blocco alle iniziative economiche del settore. È auspicabile l’adozione di **processi di consultazione con gli stakeholder interessati** durante le fasi di elaborazione di tali provvedimenti.

Con riferimento allo sviluppo prioritario delle fonti rinnovabili è importante riconoscere il merito da parte del MiTE di aver promosso un percorso di revisione organica **delle procedure autorizzative per gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile**, attraverso il Decreto-legge 77/2021. Tuttavia, è necessario sostenere l’iniziativa sfidante del Ministro Cingolani rafforzando il percorso di semplificazione e promuovendo una visione condivisa con tutte le Regioni ed Enti locali per garantire una piena adesione sostanziale e non solo di facciata agli obiettivi di sviluppo infrastrutturale per raggiungere gli obiettivi del **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**. Saranno pertanto fondamentali il **pieno coinvolgimento degli stakeholder**, il **rispetto dei tempi** e la creazione di un **quadro organico** delle misure, interpolando le novità introdotte e le disposizioni ad oggi vigenti.

Relativamente allo schema di **Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001** del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla **promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili** segnaliamo, tre dimensioni di approfondimento principali: **la dimensione amministrativa, la dimensione tecnologica e la dimensione competitiva**.

Con riferimento alla **dimensione amministrativa** è chiara la necessità di velocizzare la disciplina autorizzativa, i cui tempi attualmente previsti appaiono eccessivi. In particolare, la **definizione** di Aree Idonee, contestuale all'attribuzione di precisi impegni a ciascuna Regione, deve essere in grado di garantire non solo il **raggiungimento della capacità minima si sviluppo delle FER prevista dal PNIEC**, ma agevolare sia l'installazione di nuovi impianti, sia il repowering degli impianti esistenti anche nell'ottica di integrare gli **attesi aggiornamenti contenuti nella proposta di revisione della direttiva RED II nell'ambito del Pacchetto Fit for 55, attualmente in discussione e che riguardano l'incremento dei target al 2030.**

La **dimensione tecnologica** si riferisce all'utilizzo di nuove fonti e vettori energetici. Un esempio è riscontrabile nell'ambito della **mobilità sostenibile**, dove riteniamo importante **valorizzare il contributo di tutte le opzioni tecnologiche disponibili** a parità di CO₂ evitate, mediante l'adozione di analisi delle emissioni delle diverse fonti e vettori basate sull'intero ciclo di vita dei combustibili e delle tecnologie di impiego finale. In ambito industriale, al fianco dell'elettrificazione, sottolineiamo l'importanza dei **green gas** e delle relative infrastrutture, in grado di abilitare la transizione anche dei settori considerati **"hard to abate"** per via delle caratteristiche tecnologiche proprie dei processi produttivi.

La **dimensione competitiva** è strettamente correlata al **superamento del concetto di incentivo per ridurre gli oneri sui consumatori**. I regimi di sostegno per gli impianti e le infrastrutture rinnovabili nei prossimi anni dovranno rappresentare forme di stabilizzazione dei ricavi nel lungo periodo, in coordinamento **con l'impegno di risorse del PNRR.**

Riguardo allo schema di **Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica** è importante **prevedere misure idonee a semplificare la normativa vigente** in materia di **configurazioni per l'autoconsumo individuale**, anche attraverso **criteri semplici ed univoci**, ad esempio **stabilendo che l'unico requisito per l'autoconsumo sia che l'unità di consumo e l'unità di produzione servita siano entro una certa distanza geografica, senza alcuna ulteriore specificazione ad eccezione dei casi in cui preveda l'assegnazione di un incentivo economico, il cui presupposto deve essere che la produzione di energia avvenga tramite fonte rinnovabile o cogenerativa ad alto rendimento - CAR. ad eccezione dei casi in cui preveda l'assegnazione di un incentivo economico, il cui presupposto deve essere che la produzione di energia avvenga tramite fonte rinnovabile.** Si deve **estendere l'ingresso alle comunità energetiche ai consumatori industriali**, che possono avere un ruolo abilitante nell'ambito delle strutture di mercato innovative, ed ampliare la fornitura di servizi da parte dal settore industriale.

Con riferimento all'**evoluzione complessiva dei mercati dell'energia – incluso lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/flessibilità per il sistema elettrico - è necessario prevedere –** in ottica di piena neutralità tecnologica e in modo coordinato in entrambi gli schemi di recepimento - una **adeguata valorizzazione di tutte le risorse, incluse le soluzioni adottabili dalle realtà industriali e dagli impianti di generazione elettrica a gas naturale, i quali se in assetto cogenerativo, sono**

caratterizzati da continuità di esercizio. In tali siti, tenuto conto dei benefici ambientali della cogenerazione ad alto rendimento, è da **promuovere prioritariamente la realizzazione di investimenti in storage elettrici o, in alternativa, in asset di equivalente contributo alla rete,** come ad esempio, sistemi di storage termici che, disaccoppiando le produzioni termiche ed elettriche, riducano le immissioni *must-run* nelle ore di *overgeneration*. Sempre nella logica di sviluppare strumenti efficaci per fornire la flessibilità di sistema imposta da una crescente quota di energie rinnovabili, occorre inoltre prevedere soluzioni basate sull'utilizzo integrato delle infrastrutture gas quali strumenti per il trasporto e la conservazione dell'energia elettrica, attraverso l'uso di impianti P2G. In questo senso appare necessario promuovere una pianificazione integrata delle infrastrutture energetiche, in grado di ottimizzare lo sforzo finanziario richiesto al Paese.

In conclusione, riteniamo opportuno ribadire la necessità di sviluppare una **visione strategica e integrata** per trasformare la sfida ambientale in un'opportunità di crescita, attraverso una spinta senza precedenti sul piano dell'**innovazione di prodotto e di processo** che riguarda non solo il sistema industriale ed energetico ma anche i settori delle costruzioni, dei trasporti, della logistica e delle infrastrutture. Si tratta di un approccio multisettoriale necessario per **assicurare la transizione ecologica e un modello di produzione e consumo** basato su un uso sempre più efficiente delle risorse e in grado di valorizzare al meglio anche il **patrimonio culturale e paesaggistico del nostro Paese, nonché la nostra posizione geopolitica strategica nel mediterraneo.**

Al fine di integrare in modo efficiente le fonti rinnovabili, abilitare la partecipazione attiva della domanda al mercato e adeguare il sistema al nuovo assetto competitivo, **Confindustria presenterà a breve una proposta di riforma organica del mercato elettrico.** Di seguito sono riportate le osservazioni di dettaglio sugli schemi di decreto legislativo recanti attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ed, in allegato, le relative proposte puntuali di modifica dell'articolo.

1. Osservazioni sullo schema di Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Si riportano di seguito le osservazioni puntuali ai singoli Titoli e Allegati dello schema di Decreto Legislativo.

In merito al **Titolo I (Finalità, definizioni e obiettivi nazionali)** si segnala la necessità di rivedere le definizioni all'Art. 2, ed i relativi allegati, per integrare le opzioni tecnologiche del GPL e del GNL sia bio che rinnovabili al momento non completamente declinate per gli impieghi sia come carburanti per il trasporto sia come combustibili per gli usi diversi (riscaldamento, uso industria etc.), nonché prevedere idonee misure incentivanti la produzione delle frazioni bio e rinnovabili, così efficientando processi produttivi (invero, dalle due bioraffinerie in funzione in Italia si ottengono, come sottoprodotti, limitati volumi di bioGPL) e, parallelamente, stimolando e supportando processi produttivi innovativi, quali ad esempio produzione di volumi di bioGPL e successiva miscelazione con quantitativi di etere dimetilico (DME) ottenuto da processi rinnovabili. Infatti, il corretto posizionamento delle componenti bio e rinnovabili dei summenzionati prodotti gassosi consentirebbe di ottenere immediati benefici dal punto di vista ambientale valorizzando, al contempo, gli investimenti effettuati nei connessi settori industriali, considerata la possibilità di implementarli direttamente nella logistica di stoccaggio e nell'infrastruttura distributiva già esistente ed ampiamente sviluppata dei prodotti convenzionali, senza la necessità di ulteriori investimenti per l'adeguamento della rete.

Con riferimento al **Titolo I, Capo II (Regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili)**, considerando alcuni caratteri strutturali della recente trasformazione del mercato elettrico, con l'innalzamento dei prezzi correlato alla valorizzazione dei sottostanti gas naturale (PSV) e quote di emissione (ETS), si prevede nei prossimi anni una crescente possibilità di sviluppo di tecnologie rinnovabili mature in *market parity*, con eventuale necessità di stabilizzazione dei ricavi viste le caratteristiche *capital intensive* degli investimenti e il rischio profilo della generazione intermittente nel lungo periodo. Le forme di accompagnamento dovrebbero pertanto essere correlate, da un lato, alla necessità di garantire la bancabilità dei progetti e, dall'altro, al trasferimento verso i clienti finali dei benefici derivanti della costante riduzione dei costi di installazione e, quindi, di generazione (LCOE). In tal senso, i decreti attuativi dovrebbero prevedere una revisione temporale, all'interno della programmazione quinquennale delle aste, dei prezzi di riserva in funzione dell'andamento dei costi delle tecnologie. In ottica semplificazione, proponiamo il pieno superamento delle attuali penalizzazioni presenti per i progetti che insistono su siti/impianti che non hanno aderito al cd. spalma incentivi volontario. Visto l'incremento previsto delle risorse rinnovabili si ritiene, altresì, importante consentire l'ammissione ai meccanismi incentivanti anche degli impianti Fotovoltaici con moduli collocati a terra realizzabili su aree agricole inutilizzate o in abbandono. Le configurazioni non ancora mature ma al momento considerate promettenti dovranno poter avere accesso ad incentivi appositi, anche attraverso specifici bandi come previsto dal decreto di recepimento, purché ciò non comporti una perdita di competitività del sistema Paese.

Considerando altresì la volontà del legislatore di promuovere sistemi integrati di fonti rinnovabili e *storage*, riteniamo importante che venga chiarito come tali meccanismi si interfaccino con quelli previsti per l'equilibrio della rete, di cui all'art. 18 della bozza di Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva (UE) 2019/944 sul mercato elettrico così da evitare oneri ulteriori sui consumatori. È necessario inoltre rivedere le modalità di sostegno degli interventi di rifacimento degli impianti, per consentire un'equa remunerazione di progetti con elevati costi di investimento e garantire il mantenimento e l'ottimizzazione della capacità esistente. In particolare, per i progetti di rifacimento di impianti idroelettrici e di trasformazione ad uso plurimo di invasi e traverse, considerati gli onerosi interventi di adeguamento degli impianti su un orizzonte di medio-lungo termine, è auspicabile prevedere il contestuale adeguamento della durata delle concessioni a derivare in relazione all'entità degli interventi proposti. Tra le FER programmabili, non possono essere inoltre trascurati gli impianti alimentati da bioenergie, per i quali la partecipazione al mercato elettrico non garantisce la sostenibilità economica. Dovrebbero essere risolte al contempo le criticità che hanno portato alle procedure di infrazione da parte della Commissione Europea relativamente alla conformità alla Direttiva 2006/123/CE, alle norme dell'UE in materia di appalti pubblici o alla libertà di stabilimento e alla libera prestazione di servizi.

Si segnala inoltre che la soglia di 1 MW relativa alla regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia (Art. 8, comma 1) costituisce un disincentivo alla partecipazione delle PMI manifatturiere alle comunità energetiche rinnovabili. Le PMI hanno singolarmente un'esigenza di potenza pari solitamente ad almeno 0,3 MW (valore che si prevede tenderà ad aumentare nel futuro) e pertanto una soglia accettabile potrebbe essere pari a 10 MW, valore peraltro coerente con il limite della procedura abilitativa semplificata per gli impianti fotovoltaici (ex Decreto-Legge 77/2021). L'ampliamento dovrebbe inoltre riguardare le imprese del settore elettrico in entrambe le configurazioni - di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (art. 31, DLgs RED 2). Sullo stesso tema risulta estremamente stringente la condizione che prevede l'erogazione degli incentivi all'energia condivisa dai soli impianti e utenze di consumo connessi alla stessa cabina primaria. Le cabine primarie hanno tipicamente un assetto standard da circa 100 MW, ma nelle aree Pedemontane e Montane la capacità di trasformazione della cabina primaria si riduce drasticamente a circa 10/20MW, generando fortissime discriminazioni. Anche in ottica di semplificazione, si suggerisce di strutturare la possibilità di adesione ad una comunità sulla base di informazioni pubblicamente disponibili, individuando ambiti geografici equivalenti riferiti alla stessa cabina primaria come, ad esempio, il codice di avviamento postale.

In merito al **Titolo II, Capo III (Regimi di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, il biometano e lo sviluppo tecnologico e industriale)** sottolineiamo l'importanza di sviluppare una forma di sostegno per l'utilizzo del biometano anche al di fuori del settore del trasporto, evitando di mettere in competizione i diversi meccanismi che determinino effetti di spiazzamento per il settore industriale, ad esempio affidandone la gestione ad un medesimo soggetto. In tal senso risulta opportuno introdurre un sistema che non ponga vincoli alla possibilità per l'operatore di optare per una diversa destinazione della produzione tra trasporti ed altri settori,

introducendo un meccanismo che consenta invece la possibilità per gli operatori di poter opzionare il sistema incentivante preferibile. Occorre allo stesso tempo:

- Integrare la formulazione dell'art. 11 al fine di non creare dubbi interpretativi riguardo all'applicabilità dei regimi di incentivazione del biometano anche alle ipotesi in cui lo stesso sia trasportato e distribuito in altre forme in ragione di esigenze logistiche.
- allineare le matrici per la produzione di biometano **avanzato** con gli indirizzi del DL 31 maggio 2021 n. 77, del DL Semplificazioni 2021 e del DL Crescita, includendo sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale e alimentare, prodotti di origine biologica e SOA da attività industriale (All. VIII).
- allineare le norme regionali sulle condizioni che caratterizzano gli interventi come non sostanziali per la riconversione dei biogas, attraverso una revisione delle casistiche d'intervento non sostanziale del d.lgs. 3 marzo 2011, n.28 ai fini della conversione di impianti di compostaggio in biometano. inoltre, prevedere la possibilità per questi impianti di ottenere le autorizzazioni con tempi ridotti di 1/3, come per gli impianti FER in aree idonee.
- prevedere una disposizione specifica per il biometano da FORSU avviato direttamente a compostaggio (all. VIII), funzionale al suo inquadramento come biometano sostenibile ai sensi degli artt. 42/43/44.

Risulta altresì fondamentale, sullo stesso Titolo, prevedere la celere pubblicazione di una metodologia aggiornata per il calcolo delle quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento, secondo quanto previsto ai sensi dell'art. 7, comma 3 della Direttiva (UE) 2018/2001.

Con riferimento al **Titolo II, Capo IV (Norme in materia di attuazione e coordinamento con il PNRR e allocazione dei proventi delle aste CO₂)** riteniamo fondamentale la definizione dei profili di cumulabilità dei meccanismi di sostegno previsti nella presente bozza di Decreto con quanto definito dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) al fine di sostenere gli approcci maggiormente innovativi senza generare eccessivi oneri sui costi dell'energia per i clienti finali. A titolo di esempio, occorrerebbe specificare meglio le modalità operative da adottare per l'implementazione di sistemi di monitoraggio degli impatti dell'Agrovoltaico sulle attività agricole, al fine di evitare che l'accesso ai regimi di sostegno possa essere negato una volta realizzato l'investimento.

Da ultimo, sull'allocazione dei proventi delle aste CO₂ riteniamo fondamentale applicare la disciplina europea, la quale destina i suddetti ricavi prioritariamente al finanziamento degli interventi per la transizione energetica intrapresi dai soggetti industriali. Si dovrebbe tenere presente in tal senso quanto già presentato dalla Commissione Europea nell'ambito della revisione della Direttiva ETS nel Pacchetto *Fit-For-55*.

Sul **Titolo III, Capo I (Autorizzazioni e procedure amministrative)** si segnala la necessità di sviluppare ulteriormente una semplificazione delle autorizzazioni per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, proseguendo il percorso intrapreso con i DL 76/2020 e

77/2021. La previsione di un Decreto che definisca i criteri sulla base dei quali le Regioni e le province autonome siano chiamate a individuare le aree idonee dovrebbe essere strutturata in modo da evitare approcci eccessivamente conservativi che penalizzino la generazione verde, anche se il decreto dispone che aree non incluse fra quelle idonee non saranno considerate automaticamente inidonee. Si potrebbe ad esempio valutare la definizione sia di aree espressamente idonee che di aree espressamente non idonee, cosicché le porzioni di territorio al di fuori di tale perimetro possano essere utilizzate senza beneficiare delle agevolazioni previste nelle aree idonee. Nell'ambito del *Burden Sharing* regionale previsto nello schema di Decreto, si ritiene opportuno prevedere meccanismi di premialità per stimolare gli enti locali a raggiungere il target di minima contribuzione e l'esercizio di poteri sostitutivi che vadano oltre la mera possibilità dei trasferimenti statistici. Si ritiene infatti che la superficie delle aree idonee debba essere la più ampia possibile sia (a) per mettere in condizione gli operatori di supportare gli obiettivi di transizione energetica del Paese in maniera efficace, efficiente e secondo principi di competitività del mercato, sia (b) per salvaguardare lo sviluppo già in corso, che (c) per anticipare gli aggiornamenti in relazione dei più ambiziosi obiettivi al 2050. In particolare, le fattispecie di aree che nelle more dell'adozione del decreto sono considerate idonee potrebbero comprendere le aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale, le discariche o le cave, le aree già indicate come idonee all'installazione di impianti FER dalle amministrazioni comunali, provinciali o regionali all'interno di atti di pianificazione o di indirizzo, ecc. Inoltre, è fondamentale una rapida adozione della disciplina. Le tempistiche (180 gg per definizione criteri + 180 gg per individuazione aree da parte delle Regioni) sono estremamente lunghe e andrebbero drasticamente ridotte, mentre il concerto di tre ministeri potrebbe portare ulteriori ritardi. Nelle more dell'adozione della disciplina e nella fase di implementazione le amministrazioni regionali dovranno applicare prontamente i principi introdotti dal DLgs, per superare i numerosi divieti e moratorie allo sviluppo di impianti a cui tutt'oggi si assiste. In tal senso si accoglie con favore la predisposizione da parte del GSE di una piattaforma digitale prevista dalla bozza di Decreto in quanto si ritiene potrebbe aiutare le Regioni nel considerare la producibilità degli impianti nell'ambito della definizione delle aree.

Inoltre, è auspicabile l'eliminazione del cosiddetto concerto del MIC nell'atto formale/finale di emanazione del decreto VIA, affinché la disposizione dell'art.22 sulle procedure autorizzative specifiche per le aree idonee comporti una effettiva semplificazione dei relativi iter autorizzativi. Sarebbe utile ricomprendere nella definizione delle aree idonee anche l'individuazione delle superfici bagnate, ovvero bacini artificiali, ove poter prevedere installazione di fotovoltaico flottante.

Infine, si ritiene opportuno includere la modifica le modifiche non sostanziali la modifica delle materie prime in ingresso all'impianto ove comporti l'introduzione delle materie prime di cui all'allegato VIII, Parte A del presente decreto legislativo.

Per quanto concerne il **Titolo III, Capo II (Regolamentazione tecnica e obblighi)** la norma di cui all'art. 27 introduce un obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia. L'obbligo risulta posto in capo alle "società che effettuano vendita di energia termica a

soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui”. La norma risulta – a nostro avviso – troppo ampia e vaga nell’individuare i soggetti su cui graverebbe l’obbligo e, pertanto, è necessario procedere a chiarire la disposizione per evitare sovrapposizioni rispetto ai fornitori dei combustibili. Si segnala, infatti, che si potrebbero creare effetti distorsivi in quanto la definizione di tale meccanismo di obbligo potrebbe penalizzare la generazione del calore industriale tramite cogenerazione ad alto rendimento a vantaggio di soluzioni più piccole e meno efficienti. Bisognerebbe quindi valutare gli impatti della norma sul settore industriale tenendo conto che, a differenza del calore utilizzato per uso domestico, è complicato trovare per la produzione di calore ad alte temperature delle soluzioni tecnologiche attualmente sostenibili sul piano economico e ambientale alternative alla cogenerazione ad alto rendimento. Riteniamo quindi centrale la precisazione del campo di applicazione dell’obbligo, limitando la norma alla fornitura di calore per uso domestico e prevedendo una certa gradualità di applicazione, oltre a una maggiore chiarezza sulla possibilità di assolvere all’obbligo tramite Garanzie di Origine. In ogni caso, trattandosi di un obbligo posto in capo ai venditori, dovrebbe essere chiarito che dal valore dell’energia venduta sono escluse le vendite infragruppo in quanto assimilabili a tutti gli effetti ad autoconsumi.

L’Art. 28 prevede che il Ministero della Transizione Ecologica fornisca indirizzi al GME per la creazione di una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di contratti a lungo termine. Si ritiene altresì agevolare lo sviluppo di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili finalizzato a coprire la domanda industriale, anche attraverso forme di contrattazione di lungo termine che utilizzano porzioni della rete di distribuzione. I *Power Purchase Agreement* rappresentano un importante mercato potenziale che in Italia stenta a svilupparsi al contrario di quanto sta avvenendo in altri Paesi. A tal proposito, si auspica che venga tenuto conto del processo di consultazione pubblica tenutosi nel febbraio 2020 (Documento di consultazione del GME n. 01/2020) relativamente alla “Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (PPA Platform)”.

Sul **Titolo III, Capo III (Reti elettriche, gas e reti idrogeno)** si propone l’innalzamento della soglia per la realizzazione di impianti di elettrolisi in edilizia libera, passando dai 10 MW previsti dalla bozza di Decreto ad almeno 20 MW, e l’inclusione in tale fattispecie anche delle infrastrutture connesse all’impianto stesso, similmente a quanto previsto alle lettere b) e c) dello stesso art. 37 comma 1 a prescindere dal tipo di configurazione dell’impianto. Si ritiene infatti che 20 MW sia la taglia media di riferimento secondo l’attuale sviluppo di questa tecnologia e che richieda opere di interconnessione analoghe alla taglia da 10 MW. Sarebbe altresì opportuno prevedere l’estensione delle semplificazioni autorizzative previste dal Decreto 77/2021 agli elettrolizzatori alimentati da rinnovabili a prescindere dalla taglia. Le disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas includono anche l’idrogeno in miscela (ovvero in *blending* con il gas naturale). La scelta delle configurazioni da sviluppare deve essere basata su considerazioni di efficienza economica correlate alla necessità di promuovere un utilizzo efficiente della generazione elettrica (fonte dedicata o *overgeneration*) e delle infrastrutture (rete elettrica e gas) per connettere l’offerta di idrogeno alla domanda «hard to abate», i benefici derivanti da

economie di scala ed i risparmi nei costi di trasporto, nonché valorizzare le caratteristiche geomorfologiche del Paese e la posizione strategica dell'Italia nel mediterraneo.

Si evidenzia altresì che l'Art. 36 ha il pregio di disciplinare, ad opera di ARERA, alcuni aspetti oggi non completamente definiti, mentre presenta alcune criticità relativamente alle ampie prerogative attribuite al GSE nei confronti dei DSO. In caso il legislatore intendesse procedere in tale direzione si suggerisce di dare mandato all'ARERA di definire un percorso di semplificazione e miglioramento del processo di acquisizione delle misure da parte del GSE, prevedendo anche l'unificazione delle anagrafiche tra GSE, TERNA e DSO e l'identificazione del soggetto responsabile dell'aggiornamento di tali anagrafiche.

Si condivide, infine, quanto previsto dall'art. 37 in merito alle disposizioni relative all'ottimizzazione delle interconnessioni alla rete gas ma si ritiene opportuno prevedere un coinvolgimento delle imprese di distribuzione per garantire un adeguato coordinamento. Si ritiene in generale opportuno che lo schema di Decreto preveda misure a supporto della realizzazione delle *smart grid* nel settore gas, quali strumenti funzionali a una transizione energetica efficiente, equa e sostenibile complessivamente. La valorizzazione dell'infrastruttura del gas naturale può quindi rappresentare un fattore abilitante il rapido ed efficace dei green gas, sfruttando le reti gas esistenti, ben strutturate e ampiamente diffuse nel Paese e garantendo al tempo stesso sostenibilità economica e accessibilità sociale al processo di transizione energetica.

Con riferimento al **Titolo IV, Capo I (Configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili)** la valutazione delle nuove disposizioni in materia di autoconsumo collettivo e comunità energetiche presenta elementi tendenzialmente positivi, dal momento che è stato mantenuto l'assetto già introdotto in fase sperimentale dal cosiddetto Milleproroghe, ma si ritiene opportuno valorizzare maggiormente il ruolo del consumatore industriale nel processo di trasformazione del sistema energetico, alla luce di quanto avvenuto nel corso degli ultimi 20 anni nell'ambito della liberalizzazione del settore, avviata dal Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999.

Il settore manifatturiero, prevalentemente in ETS, sarà coinvolto da un importante impegno per la decarbonizzazione dei processi produttivi, che dovrà garantire per il 2030 una riduzione delle emissioni di circa il 61% rispetto al 2005. A nostro avviso tutte le configurazioni di autoconsumo condiviso e, in particolare, le comunità energetiche rinnovabili, dovrebbero poter essere gestite da soggetti industriali indipendentemente dalla loro dimensione, mentre gli enti locali dovrebbero avere un ruolo di aggregatori e promotori delle comunità energetiche, senza esercitare una posizione dominante in virtù delle compagini societarie di cui possono risultare proprietari. In tal senso non dovrebbero essere previste soglie di capacità massima per gli impianti afferenti ad una comunità rinnovabile se non per l'accesso diretto agli incentivi e dovrebbe essere impostato un perimetro territoriale tale da non impedire la creazione di suddette configurazioni nei distretti industriali. Inoltre, si riterrebbe utile accorciare le tempistiche delle modalità di erogazione degli incentivi e degli sconti per le comunità, per le quali nello schema di decreto è previsto un acconto unico. Come anticipato relativamente alle forme di incentivazione delle comunità energetiche, si

ritiene necessario evitare di apporre il limite di allacciamento alla medesima cabina non solo ai fini della quantificazione dell'energia condivisa ma anche e soprattutto per consentire al soggetto aggregatore di essere promotore e operare identificando *ex ante* i soggetti *prospect*. Tuttavia, va salvaguardata la correlazione territoriale per non snaturare il concetto stesso di auto-consumatore o comunità energetica, ed evitare che configurazioni troppo estese determinino aumenti degli oneri sul resto del sistema. L'avvio delle comunità energetiche non deve essere d'altra parte discriminatorio rispetto ad altri assetti (es. autoconsumo *in situ*), come sancito nei principi della fonte primaria (Legge n. 8/2020 di conversione del Decreto Milleproroghe n. 162/19), e deve collocarsi in un contesto di libera concorrenza e semplificazione delle procedure che ne agevolino l'implementazione in tempi rapidi.

Nel testo permangono in ogni caso alcuni punti di possibile criticità relativi al ruolo della rete di distribuzione nella condivisione dell'energia e alla necessità di rendere omogenei i consumi negli ambiti di condivisione dell'energia. Si ritiene utile procedere nel solco della sperimentazione, incentrata su un modello virtuale che ben si presta a quantificare il valore dell'autoconsumo sul sistema elettrico.

Si suggerisce inoltre di rivedere la previsione di inserimento nelle Comunità Energetiche di impianti fotovoltaici esistenti nella misura massima del 30% della potenza della comunità rinnovabile poiché ciò riduce la valenza di stimolo alla realizzazione di nuovi impianti con tecnologie avanzate, consentendo anche l'inserimento di impianti obsoleti e/o il cui investimento è già stato completamente ammortizzato. In tal senso l'accesso di impianti esistenti dall'efficienza ridotta potrebbe essere legato al loro *revamping* e/o *repowering*.

Da ultimo, si segnala la necessità di uniformare la legislazione relativa alle comunità energetiche, fra le comunità *green* e quelle dei cittadini, che dovrebbero avere le stesse condizioni di base con eventuali incentivi previsti in caso di impiego di fonti rinnovabili. È necessario consentire, in ogni caso, la partecipazione alle comunità energetiche anche alle unità di microgenerazione ad alto rendimento, secondo le stesse condizioni previste per gli impianti FER, in modo che questa tecnologia possa dispiegare il suo potenziale di efficientamento.

Per quanto riguarda il **Titolo V, Capo I (Energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti)** accogliamo con favore la previsione all'articolo 40, comma 1, lett. c), secondo cui i biocombustibili certificati come biocarburanti e bioliquidi a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni (cosiddetti combustibili low ILUC) possano essere incentivati e conteggiati nella quota di energia rinnovabile immessa in consumo, contribuendo, in tal modo, al raggiungimento degli obiettivi ambientali ed energetici nazionali. Sul tema cogliamo l'occasione per segnalare le seguenti criticità:

- Il divieto di utilizzo dell'olio di palma e dei residui di lavorazione a partire dal 2023 e la mancanza di un adeguato periodo transitorio che permetta alle aziende di accelerare i piani di dismissione e di sostituzione di queste materie prime non solo sarebbe in contrasto con quanto previsto a livello europeo ma danneggerebbe le aziende pregiudicando i piani di

investimento presenti e futuri a scapito anche della loro competitività sul mercato europeo e mondiale.

- Lo stesso divieto appare in aperto contrasto con i principi generali della tutela del legittimo affidamento e della certezza del diritto, con riferimento agli impianti che beneficiano di incentivi sulla base della normativa nazionale vigente, nonché, ribadiamo, con la stessa RED II, che ha previsto un periodo congruo di tempo per investire in una riconversione.
- In attesa della pubblicazione ufficiale del Regolamento della Commissione UE sulla attuazione dei criteri low ILUC di cui al Regolamento delegato (UE) n. 807 del 2019 non sono stati ancora definiti i criteri ai quali le aziende dovranno attenersi per la certificazione citata nella norma. Questa lacuna normativa rende di fatto vana qualunque previsione sui quantitativi effettivamente a disposizione delle aziende a partire dal 2023 e qualunque tipo di pianificazione aziendale in tal senso. La disposizione è, di fatto, inapplicabile oltre che dannosa per il settore produttivo italiano.

All'art. 39 riteniamo importante rivedere l'attuale meccanismo di conteggio dell'energia rinnovabile fornita ai veicoli tramite l'adozione dell'approccio del ciclo di vita (in quanto meglio rappresentativo delle emissioni associate al consumo dei singoli carburanti) ed estendendo la possibilità di certificare energia da fonte rinnovabile consumata anche tramite la stipula di contratto PPA (mediante l'utilizzo delle garanzie d'origine per certificare non solo l'energia in connessione diretta tra colonnina e impianto FER come attualmente previsto). Sullo stesso articolo segnaliamo da un lato, la necessità di chiarire come si prevede di gestire il fattore moltiplicativo legato all'immissione dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte B e, dall'altro, i requisiti di addizionalità previsti per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO), di cui l'idrogeno verde è la forma più comune. Un'interpretazione rigorosa dei criteri potrebbe minare gli investimenti nell'idrogeno verde impedendo l'accesso al valore derivante dalla conformità con gli obiettivi del settore trasporti imposti dalla Direttiva stessa. Possibili misure risultano:

- Slegare la classificazione dagli assetti di produzione correlandola solo alla fonte energetica primaria, considerando i criteri di addizionalità come premianti in ottica di limitare le congestioni sulla rete elettrica, coerentemente a quanto espresso nelle Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno.
- Utilizzare il sistema delle Garanzie d'Origine esteso all'idrogeno a livello europeo ed extra-europeo, permettendo di certificare l'utilizzo di idrogeno green o low-carbon garantendo la corrispondenza tra la produzione e il consumo.
- Utilizzo dei contratti di *Power Purchase Agreement* per consentire la somministrazione di energia certificata rinnovabile agli elettrolizzatori e assicurare il rispetto sia della condizione temporale sia della condizione spaziale in aree geografiche senza congestioni.

Si ritiene altresì opportuno procedere ad una riformulazione dell'articolo 39, comma 5 lettera c) al fine di accelerare lo sviluppo di una metodologia nazionale che consenta di valorizzare i carburanti da carbonio riciclato (RCF), superando così le criticità derivanti dal ritardo nell'implementazione

dell'atto delegato della Commissione in materia. In particolare, la metodologia di calcolo del risparmio emissivo derivante dai carburanti da carbonio riciclato prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia dovrebbe considerare anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili.

Sul **Titolo V, Capo II (Criteri di sostenibilità)** riteniamo che le previsioni riguardanti direttamente o aventi un impatto sul futuro degli impianti a biomassa solida devono essere orientate a consentirne l'efficientamento energetico, ambientale e della relativa filiera di consumo, inquadrando il prelievo di biomassa legnosa da manutenzione degli alvei fluviali nelle misure di gestione forestale sostenibile.

Sul **Titolo VI, Capo I (Informazione, formazione e garanzie d'origine)** si richiede che venga resa esplicita la possibilità di commercializzare liberamente le garanzie d'origine da/verso altri paesi UE a seguito del riconoscimento nel Registro delle stesse qualora emesse oltreconfine. Occorre assicurare che si porti avanti quanto attualmente discusso in sede europea circa il riconoscimento "incrociato" della garanzia d'origine ai fini della conformità con gli obblighi derivanti, ad esempio, dal sistema europeo dei permessi di emissione (EU ETS), in modo che i soggetti obbligati possano testimoniare la provenienza rinnovabile del gas da loro utilizzato per il tramite della garanzia d'origine. Tale misura consentirà di accelerare significativamente la decarbonizzazione di soggetti industriali preservando la loro sostenibilità nel tempo ed in parallelo tutelandone la competitività.

Nel testo dell'**Allegato I**, e, in particolare, al paragrafo 4, si rileva l'assenza di riferimenti alle pompe di calore a gas (GHP). Si ritiene fondamentale integrare il Paragrafo 4 dell'Allegato 1 (Procedure di calcolo degli obiettivi) inserendo le pompe di calore a gas, perseguendo quanto indicato nella FAQ 3.19 del MiSE "*Chiarimenti in materia di efficienza energetica in edilizia*" del dicembre 2018.

In merito all'**Allegato III**, si ritiene che non vengano proposte modifiche esaustive relativamente agli obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. L'attuale determinazione del fabbisogno energetico è eseguita basandosi su requisiti molto severi e tramite un modello di calcolo stazionario che orienta quasi obbligatoriamente a scelte impiantistiche che talvolta mal si adattano alle reali situazioni d'uso degli impianti in ambito industriale. Si propone di introdurre un metodo alternativo realmente applicabile, adottando un valore dell'efficienza per il servizio di climatizzazione invernale adeguato (1,10 oppure 1,31) e considerando separatamente gli edifici E8 (Edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali e assimilabili), in considerazione della loro specificità.

Con riferimento all'**Allegato II**, punto 2, Si richiede di adottare analoghe procedure autorizzative per le pompe di calore e per gli altri generatori di calore (es. generatori e sistemi ibridi) aventi caratteristiche di potenza simili. Con particolare riferimento alla lettera a), si segnala che per le pompe di calore è riconosciuta l'attività in edilizia libera fino a 40 kW, mentre tale semplificazione non è chiara per i sistemi ibridi.

Sull'**Allegato IV** si evidenzia in particolare che: (1) i requisiti prestazionali delle pompe di calore risultano disallineati rispetto alla recente impostazione europea e alla legislazione comunitaria; e (2) non si condividono le considerazioni alla base delle previsioni sugli impianti alimentati da biomassa.

Sul primo punto, evidenziamo che, con l'introduzione della Direttiva Ecodesign e dei relativi regolamenti europei, da oltre 10 anni le pompe di calore sono progettate e dimensionate per ottimizzare le prestazioni energetiche in riscaldamento e raffrescamento secondo un approccio di calcolo non più nominale (COP ed EER) ma stagionale (SCOP e SEER), a carico parziale, fornendo un'indicazione più realistica e attendibile dell'efficienza energetica, tipica di un'intera stagione di riscaldamento e raffrescamento. Risulta chiara la necessità di allineare con urgenza la legislazione nazionale a quella europea, sostituendo gli attuali valori nominali con i requisiti minimi stagionali espressi in termini di energia primaria, così come stabiliti dai regolamenti *Ecodesign ed Energy Labelling* attualmente in vigore per le diverse tecnologie a pompa di calore, richiamando l'attuale norma di calcolo di riferimento UNI-EN 14825. Analogamente si richiede di rivedere i limiti di efficienza della componente "caldaia a condensazione" per i sistemi ibridi per allineare le prestazioni ai Regolamenti eco-design.

Sul secondo punto, per evitare criticità in merito alla qualità dell'aria non dovrebbero incentivate le nuove installazioni di impianti a biomassa, né – tantomeno – quelle avvenute in sostituzione o ad integrazione di sistemi esistenti, se non per quelli obsoleti alimentati dalla stessa biomassa. Pertanto, andrebbe eliminata la lettera b) dell'Allegato nella parte relativa ai generatori di calore alimentati a biomassa. Appare altresì poco chiara la motivazione per cui in caso di sostituzione di un impianto alimentato da biomassa si preveda l'accesso agli incentivi con una classe di qualità 4 stelle e non 5 stelle. A tal riguardo, va ricordato che l'Italia è già stata condannata dalla Corte di Giustizia dell'Unione europea (Sentenza del 10 novembre 2020 causa C-644/18) per la violazione degli articoli 13 e 23 della Direttiva 2008/50/CE in materia di qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, con riferimento specifico alle emissioni di materiale particolato PM₁₀.

2. Osservazioni sullo schema di Decreto Legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

Si riportano di seguito le osservazioni puntuali ai singoli Articoli dello schema di Decreto Legislativo.

In merito all'Art. 1 - **Principi generali di organizzazione del mercato dell'energia elettrica**, si condivide la necessità di “tenere conto dell'esigenza di dare stabilità agli investimenti necessari alla transizione energetica”. Tuttavia, riteniamo utile chiarire che questo debba avvenire “compatibilmente con gli interessi di contenimento dei costi per i consumatori, con particolare attenzione alle imprese industriali”.

Con riferimento agli **Artt. 3-14 Definizioni e Comunità energetiche dei cittadini**, consideriamo le comunità energetiche uno strumento fondamentale per coniugare il raggiungimento dei target ambientali del *Clean Energy Package* con obiettivi sociali, culturali e di innovazione dei sistemi elettrici. L'avvicinamento della produzione ai punti di consumo unito ad un significativo e responsabile aumento dei fattori di contemporaneità tra immissioni e prelievi può produrre una riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia.

I consumatori industriali possono avere un ruolo abilitante nell'ambito delle strutture di mercato innovative, come le comunità energetiche, ed è dunque necessario ampliare tali servizi al settore industriale. Il settore manifatturiero, prevalentemente in ETS, sarà coinvolto da un importante impegno per la decarbonizzazione dei processi produttivi, che dovrà arrivare nel 2030 addirittura oltre il 60% rispetto al 2005. Nell'ambito delle aggregazioni industriali è inoltre utile avviare sperimentazioni su temi innovativi quali l'auto bilanciamento, con l'obiettivo di individuare elementi di contenimento dei costi di integrazione delle FER nei mercati.

Nell'ambito del recepimento della direttiva UE 944/2019 risulta importante affrontare alcuni elementi in un'ottica di efficacia dei processi che riguardano principalmente:

- l'ipotesi di sub-concessioni di rete per le comunità energetiche dei cittadini e imprese;
- il dimensionamento del perimetro delle comunità energetiche;

Occorre rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete per le comunità energetiche per evitare inefficienti duplicazioni della rete, continuando a regolare tali configurazioni attraverso modalità di condivisione virtuale dell'energia - supportate da misure di tipo esplicito, controllabili e trasparenti – che risulta essere l'opzione più flessibile che assicura anche il mantenimento dei diritti dei clienti compresi al loro interno (es qualità della fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione). Solo se l'utilizzo della rete pubblica esistente (o un suo potenziamento) non risultasse possibile o tecnicamente poco efficiente, ad esempio alla luce dello specifico contesto produttivo/di consumo, potrebbe essere prevista l'opportunità di poter realizzare nuove infrastrutture di rete, solo ed esclusivamente a fronte di una opportuna analisi costi-benefici.

La sperimentazione attuale incentrata su un modello virtuale ben si presta a quantificare il valore dell'autoconsumo sul sistema elettrico senza dover ricorrere a ulteriori investimenti in

infrastrutture di rete, come più volte indicato anche dall'ARERA, garantendo al contempo una partecipazione "dinamica" alla comunità (possibilità per i membri di entrare o di uscire in qualsiasi momento dalla configurazione) e la gestione delle reti da parte di soggetti strutturati e sottoposti a stringente rispetto della regolazione, quali i distributori concessionari pubblici.

La possibilità di realizzare reti private, come evidenziato dall'ARERA, può portare ad una costosa duplicazione di infrastrutture che può essere evitata preferendo, laddove possibile, l'utilizzo di reti pubbliche. Per le motivazioni sopra espresse, si suggerisce di proporre nel parere di valutare l'opportunità di prevedere la possibilità di creare sub-concessioni solamente in casi specifici e per motivazioni tecniche, su autorizzazione del Ministero.

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

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

Si auspica che la disciplina delle Comunità Energetiche di Cittadini (CEC) all'articolo 14, sia definita in coordinamento rispetto alla disciplina delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) nell'ambito del d.lgs. di recepimento della direttiva 2018/2001/EU (RED II). In particolare, si ritiene opportuno prevedere le medesime forme di incentivazione, estendendo, quindi anche alle CEC, l'incentivo tariffario calcolato sull'energia condivisa previsto per le CER, oltre all'esenzione dal pagamento delle componenti tariffarie definite da ARERA che rappresentano i costi evitati per il sistema.

Con riferimento agli **Artt. 5-11 relativi al Mercato retail-Vendita, contratti, bollette/fatturazione, confronto offerte, clienti vulnerabili, formazione prezzi**, si sottolinea che tutte le proposte di intervento vedono come necessario presupposto l'effettiva fine dell'attuale regime di maggior tutela. L'intervento non può che essere contestuale al processo di superamento della tutela tariffaria per i settori gas e luce.

Si ritiene, inoltre, che l'ambito di applicazione del decreto non sia definito con chiarezza, lo schema di decreto in più parti prevede che i destinatari delle misure siano i "clienti" o i "clienti finali", mentre in alcune disposizioni specifica il riferimento a determinate tipologie di clienti (ad esempio l'art. 7

relativo al recesso si riferisce ai civili e alle piccole imprese). In alcuni considerata fa riferimento ai “consumatori”, che tuttavia non sono più richiamati nell’articolato del decreto.

Mancano delle definizioni chiare e univoche, necessarie per perimetrare l’ambito di applicazione dello schema di decreto legislativo, e a tal fine occorrerebbe declinare le definizioni previste a livello di direttiva («cliente»: il cliente grossista e finale di energia elettrica; «cliente finale»: il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio).

Questo risulta necessario per delimitare l’ambito di applicazione delle norme previste e chiarire l’applicazione di determinate disposizioni al solo “consumatore” e non anche alle imprese (ad esempio: contenuto minimo fattura, contenuto minimo contratto, recesso breve ecc..).

Da ultimo si evidenzia come le misure di intervento disposte agli art. 5-11 prevedono un recepimento da parte di ARERA in un tempo estremamente breve, 3/6 mesi. È importante che tali riforme vengano adottate con tempistiche e modalità adeguate a tenere in considerazione anche gli investimenti necessari da parte delle imprese che ne conseguiranno.

In particolare, all’**Art. 5 - Diritti contrattuali dei clienti**, si evidenzia che l’art. 10 della Direttiva 2019/944 elenca gli elementi che devono essere specificati nel contratto e stabilisce che *“Le condizioni devono essere eque e comunicate chiaramente in anticipo. Tali informazioni sono comunque trasmesse prima della conclusione o della conferma del contratto. Qualora il contratto sia concluso mediante un intermediario, le informazioni concernenti gli aspetti di cui al presente paragrafo sono anch’esse comunicate prima della stipulazione del contratto. I clienti finali ricevono una sintesi delle principali condizioni contrattuali, in maniera evidenziata e con un linguaggio semplice e conciso”*. Lo schema di decreto legislativo (art. 5, comma 4) stabilisce che la mancata consegna della nota di sintesi delle condizioni contrattuali determini la nullità del contratto, che opera solo nei confronti del cliente finale ed è rilevabile d’ufficio. La previsione della nullità del contratto non è contemplata dalla Direttiva europea ma trova riscontro solo nello schema del decreto legislativo di recepimento. Si tratta di una misura critica che si auspica venga eliminata, sia in quanto la mancata consegna della nota di sintesi è già disciplinata dalla regolazione ARERA senza conseguenze di nullità del contratto, e inoltre perché un tale effetto è del tutto sproporzionato all’inadempimento, e poi non sarebbe coerente il mero annullamento solo verso il cliente finale e non anche sul resto della filiera.

Per quanto riguarda il preavviso sulla variazione del prezzo, questo non deve applicarsi ai contratti a prezzo variabile quando c’è l’aggiornamento dell’indice, come del resto già previsto dall’attuale regolazione, né ad altre variazioni automatiche dei corrispettivi previste dal contratto (ivi compresi gli aggiornamenti automatici dei corrispettivi non determinati dai venditori, come da attuale indicazione regolatoria); il venditore deve poter veicolare offerte che prevedono un unico metodo di pagamento.

In merito all’**Art.6 - Bollette e informazioni di fatturazione**, si ritiene che le informazioni sulla fatturazione debbano essere raccordate con gli obblighi già presenti in modo molto dettagliato nella regolazione e, con riferimento alle disposizioni per i clienti con o senza contatore teletto, deve essere chiaro che la misura e le informazioni sui consumi (punto2, lettera b) dell’Allegato 1) sono sempre di responsabilità del distributore, che le deve fornire al venditore.

Condividiamo quanto riportato all'**Art.7 – Diritto a cambiare fornitore** per consentire al cliente di cambiare rapidamente fornitore, anche in modalità inframese.

Con riferimento all'**Art. 8 - Prezzi dinamici**, considerando la particolarità degli stessi, si ritiene importante proporre un'applicazione graduale rivolta prima ai grandi clienti e a categorie specifiche (es. mobilità elettrica), con successiva estensione ai clienti di piccole dimensioni. In ogni caso, si auspica che tale riforma venga introdotta prevedendo modalità e tempi congrui per la definizione delle disposizioni attuative e per l'implementazione.

Per quanto attiene l'**Art. 9 - Sistemi di misurazione e diritto al contatore intelligente**, in particolare, con riferimento a quanto previsto nel comma 5, si evidenzia che l'installazione del solo contatore intelligente in un'area in cui non è ancora stata avviata l'installazione massiva e quindi in cui non è stata ancora predisposta la necessaria infrastruttura di telecomunicazione per la trasmissione dei dati e la telegestione, non consente di utilizzare il contatore con tutte le funzionalità previste per i contatori intelligenti di seconda generazione.

Ciò premesso, si suggerisce di eliminare l'intero comma 5 che fa di fatto riferimento a richieste "individuali" dei clienti non inserite nell'ambito più ampio e strutturato dei piani di installazione dei contatori predisposti dai distributori e approvati dall'Autorità.

All'**Art.10 - Strumenti di confronto delle offerte**, il decreto dovrebbe promuovere maggiormente l'uso degli strumenti già attivi per rafforzare la capacitazione e la proattività del cliente finale: Portali Offerta e Consumi. Nello specifico, occorre prestare attenzione alla eterogeneità delle offerte, in considerazione della quale non risulta percorribile il confronto tra i diversi servizi all'interno delle varie offerte. A tale riguardo, si sottolinea l'esigenza di evitare misure di sovraregolazione, che rischiano di porre un ostacolo al mercato con ripercussioni negative sui clienti finali.

In merito all'**Art 11 – Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica**, in coerenza con il dettato europeo (Direttiva 944/2019) e considerato che i clienti vulnerabili vengono tutelati anche dopo il 2023 dalla nuova proposta, è importante che il parere parlamentare indichi che le modalità di transizione al 2023 per famiglie e microimprese promuovano la scelta consapevole del cliente. Tale obiettivo va raggiunto attraverso estese campagne informative sul superamento della tutela e sugli strumenti introdotti dall'Autorità per facilitarne la scelta (es. Portale Offerte, informazioni contrattuali) e tramite modalità di superamento che disincentivino l'inerzia dei clienti stessi (contrariamente alle Tutele Graduali che presentano criticità del tutto simili ai prezzi regolati in termini di incentivo all'inerzia del cliente).

Inoltre, si richiede che siano costruiti meccanismi di superamento della maggior tutela elettrica volti a riequilibrare il mercato tramite la messa a gara delle quote di mercato nazionale eccedenti il 50%, e in modo da garantire eventuali "rendite di gara" da utilizzare a favore dei clienti in condizioni di povertà energetica, le quote di mercato nazionale eccedenti il 50% e in modo che emergano

eventuali “rendite di gara” derivanti dalla fine dei regimi di maggior tutela da utilizzare a favore dei clienti in condizioni di povertà energetica,

Il superamento della tutela, infine, dovrà essere tale da garantire il passaggio con fornitori corretti ed affidabili. A tal proposito ricordiamo la necessità di mettere in campo un Albo dei Venditori efficace come condizione essenziale affinché questo processo vada in porto in modo “sicuro” per il cliente finale.

Per quanto attiene poi il comma 1 che definisce i “clienti vulnerabili”, si ritiene necessario precisare nella norma che: l’identificazione dei clienti vulnerabili deve essere posta esclusivamente in capo al SII senza prevedere alcun onere in capo ai soggetti venditori; i criteri di natura economica per l’identificazione degli stessi devono essere basati su indicatori semplici e già utilizzati nel sistema nazionale (es. soglie ISEE/criteri di accesso al bonus) senza introdurre criteri ulteriori, di complessa implementazione.

Si esprime perplessità in merito alla previsione del requisito di età (superiore ai 75 anni), che andrebbe valutato congiuntamente con un requisito di tipo reddituale, che consenta di limitare possibili comportamenti opportunistici nell’instestazione dei contratti sulla base del mero requisito dell’età.

Inoltre, al fine di intervenire a vantaggio dei clienti vulnerabili, si suggerisce che siano introdotte agevolazioni ad hoc per interventi di efficientamento energetico sia comportamentale sia per le abitazioni dei clienti vulnerabili.

Con riferimento all’**Art. 12 - Contratti di aggregazione e gestione della domanda attraverso l’aggregazione**, si ritiene, inoltre, necessario prevedere strumenti di particolare attenzione/favore per le aggregazioni di domanda industriale con riferimento a perimetri territoriali o merceologici omogenei. Dovrebbe essere favorita l’aggregazione promossa dalle Associazioni di Categoria o Territoriali, riprendendo ed aggiornando i concetti che conteneva il Decreto Bersani sulla costituzione dei Consorzi.

Con riferimento all’**Art. 13 - Formazione dei prezzi nei mercati energia**, si ritiene che, considerata l’impossibilità per i consumatori di spostare il proprio consumo in base a indicazioni di prezzo geografiche, sia necessario fornire ai consumatori adeguati strumenti per partecipare attivamente ai mercati. Si potrebbe valutare l’introduzione di strutture tariffarie che promuovano l’installazione di nuove tecnologie rinnovabili in prossimità dei centri di consumo industriali. Lo schema potrebbe inoltre identificare meccanismi di promozione e supporto anche delle aggregazioni territoriali e merceologiche propedeutiche allo sviluppo di strutture di mercato innovative per le imprese industriali. In ogni caso, si auspica che tale riforma venga introdotta prevedendo modalità e tempi congrui per la definizione delle disposizioni attuative e per l’implementazione.

L’**Art.15 - Accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette** consente la realizzazione di reti private dirette senza limiti territoriali o motivazioni di efficienza generale. Si

ritiene opportuno valutare la possibilità di rivedere le disposizioni inserite, prevedendo una specifica regolazione da parte di ARERA (nell'ambito del comma 7) e opportune verifiche preliminari di fattibilità ed efficienza economica della soluzione adottata.

La norma all'**Art. 16 - Sistemi semplici di produzione e consumo**, si pone l'obiettivo meritorio di razionalizzare le confuse norme in materia, stratificate nel tempo. Le condizioni della configurazione di autoconsumo (al comma 1) riprendono però in parte la precedente disciplina, che ha generato confusione e paradossi. L'oggetto della previsione normativa è la promozione dei sistemi semplici di produzione e consumo a motivo della loro efficienza, coerenza con gli obiettivi generali e benefici per la sistema elettrico e della rete. Ciò indipendentemente dalla identità dei soggetti titolari o dalla collocazione catastale, si ritiene quindi opportuno limitare le condizioni di riconoscimento dei SSPC a fattori meramente tecnici e non legati a elementi soggettivi o di classificazioni catastale (data l'impossibilità di prevedere le diverse configurazioni che potranno presentarsi nella realtà).

Inoltre, si segnala che nel testo del comma 3, che demanda ad ARERA l'aggiornamento della regolazione in materia, è assente il chiaro indirizzo politico contenuto nella relazione illustrativa che accompagna lo schema di decreto dove è esplicitato che *"ferma restando la disciplina vigente in materia di applicazione degli oneri di sistema e di rete solo all'energia prelevata dalla rete cui tali configurazioni sono connesse"*. Si chiede quindi che il testo del comma 3 sia opportunamente integrato prevedendo tale prescrizione.

Per quanto attiene l'**Art. 17 - Sistemi di Distribuzione Chiusi**, occorre rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete per i SDC per evitare inefficienti duplicazioni della rete, valutando comunque l'opportunità di regolamentarne la relativa realizzazione in ambiti in cui tali configurazioni possono risultare efficienti (es. in assenza di rete pubblica o in contesti specifici quali poli industriali, centri commerciali, porti e aeroporti), e definendo opportuni requisiti tecnici tali da garantire elevati standard di qualità del servizio/sicurezza della rete privata in relazione all'intero sistema elettrico.

Per quanto attiene gli Artt. 18-19 - Sviluppo capacità di accumulo, con riferimento all'evoluzione complessiva dei mercati dell'energia – incluso lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/flessibilità per il sistema elettrico - si ritiene necessario prevedere – in ottica di piena neutralità tecnologica e in modo coordinato con lo schema di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 - una adeguata valorizzazione di tutte le risorse, incluse le soluzioni adottabili dalle realtà industriali e dagli impianti di generazione elettrica a gas naturale (che rappresentano la quota *"hard to abate"* del settore elettrico) che, nel caso degli assetti cogenerativi, sono caratterizzati da continuità di esercizio (impianti *"must-run"*). In tali siti è da promuovere prioritariamente la realizzazione di investimenti in storage elettrici; in alternativa può essere valutata l'installazione di asset di equivalente contributo alla rete, come ad esempio sistemi di storage termici che, disaccoppiando le produzioni termiche ed elettriche, riducano le immissioni *must-run* nelle ore di *overgeneration*.

In aggiunta si ritiene che per la previsione contenuta all'**Art. 18- Sviluppo di nuovi sistemi di stoccaggio** che consente un intervento diretto del TSO in caso di fallimento delle aste per i nuovi accumuli, sia necessario adottare tutte le previsioni più rigorose affinché l'intervento avvenga a valle di un reale fallimento di mercato, ad esempio prevedendo congrui tempi di autorizzazione e sviluppo degli asset prima della consegna. Inoltre, i criteri per valutare l'effettivo fallimento di

mercato dovrebbero essere definiti da Arera previa consultazione, seguendo i principi e le condizioni dettate dagli art. 54 della Direttiva, condizioni riprese anche per il successivo art.19 relativo agli impianti di accumulo sviluppati e gestiti dal TSO.

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

Il ruolo attivo di TSO e DSO nello sviluppo di capacità di stoccaggio deve restare un'eccezione temporanea, giustificata e approvata dall'Autorità di regolamentazione.

Quanto sopra considerato, vale per tutte le forme di flessibilità, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici (Art. 23). Inoltre, il fabbisogno di capacità di accumulo individuato da Terna andrebbe coperto non solo con le aste concorrenziali, ma anche adottando meccanismi che stimolino una domanda di sistemi di accumulo in capo agli impianti a fonti rinnovabili, ad esempio esponendo maggiormente questi ultimi ai segnali di prezzo del mercato spot. Tale esposizione spingerebbe infatti gli impianti rinnovabili a spostare la propria produzione nelle ore a maggior valore, avvalendosi a tal fine di sistemi di accumulo sviluppati in proprio o da operatori terzi (in questo secondo caso, i servizi di trasferimento temporale dell'energia verrebbero contrattualizzati - su base bilaterale o su un apposito mercato – tra i produttori rinnovabili e i titolari dei sistemi di accumulo).

È importante assicurare tempistiche congrue per l'avvio e completamento degli iter autorizzativi per la realizzazione degli impianti. Al fine di tutelare e stimolare la concorrenza e la diversificazione nelle soluzioni impiantistiche andrebbero definiti limiti alla partecipazione per gruppo societario. Annoverare tra la «capacità nuova»: la capacità oggetto di revamping/repowering, anche relativa a impianti di pompaggio esistenti, e gli interventi di implementazione di impianti di pompaggio su opere idrauliche ed impianti idroelettrici esistenti. Si condivide, peraltro, la previsione che consente la partecipazione al sistema alle capacità di stoccaggio munite di autorizzazione ovvero per le quali sia stato avviato, ad opera dell'ente competente l'iter autorizzativo, in tal caso condizionando l'assegnazione all'effettivo conseguimento dell'autorizzazione (comma 3, lettera c).

All'Art.19 – Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e del Sistema di trasmissione, per contemperare gli obiettivi di apertura del mercato con le necessità di gestione in sicurezza del sistema, si propone di recepire integralmente le condizioni riportate negli art. 36-54 lettere a), b) e c) della Direttiva, piuttosto che utilizzare come unica condizione quella dell'approvazione da parte del Regolatore per l'installazione di componenti di rete pienamente integrate. L'articolo dovrebbe inoltre esplicitare che il Regolatore, nel riconoscere la deroga all'approvvigionamento tramite mercato, avrebbe l'obbligo di verificare che il ricorso a tali procedure di mercato comporterebbe esiti non economicamente efficienti o comunque distorsioni di mercato, mutuando quanto già riportato nell'art. 23.8 con riferimento ai servizi sulla rete di distribuzione.

All'Art. 22 - **Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione**, si ritiene opportuno prevedere un più ampio coinvolgimento di partecipanti al mercato e utenti nella condivisione di informazioni sullo stato del sistema, anche nel tempo reale, oltre che una maggior trasparenza nei processi di selezione delle risorse. Il funzionamento ottimale del mercato, quello dei servizi in particolare, perseguito assicurando adeguati livelli di concorrenza e la disponibilità del medesimo e ottimale set informativo a tutti i partecipanti rende possibile anche la minimizzazione dei costi per l'approvvigionamento di risorse da parte del TSO, e quindi i costi trasferiti ai clienti finali.

Inoltre, si condivide l'evoluzione del quadro regolatorio per assegnare al DSO il ruolo di facilitatori neutrali per l'approvvigionamento di servizi ancillari globali e come acquirenti di servizi ancillari locali. È importante che nei Progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali regolati dall'ARERA si preveda un'esplicita remunerazione per il DSO. I costi per la realizzazione di sistemi e infrastrutture necessari a fornire i servizi ancillari locali dovranno essere inclusi all'interno dei ricavi ammessi. La realizzazione di aste da parte dei DSO per la realizzazione dei PdR per gli EV non dovrebbe essere la priorità e in ogni caso andrebbe chiarito l'oggetto della procedura competitiva.

Si ritiene inoltre utile evidenziare il rapporto tra la disposizione e quella contenuta nel D.Lgs di recepimento della RED II (art. 45, comma 7 che prevede che "i comuni disciplinano la programmazione dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di carica a pubblico accesso). Infatti, la disposizione non specifica se il distributore, nell'indire le aste pubbliche, è tenuto ad assecondare la programmazione degli enti territoriali di riferimento.

l'Art. 23 - **Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di distribuzione**, analogamente all'articolo 22, prevede che TSO e Distributori scambino informazioni necessarie e si coordinino per assicurare l'uso ottimale delle risorse, la sicurezza del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica. Per garantire che gli investimenti necessari alla transizione ecologica siano sviluppati correttamente dovrebbe essere previsto un sistema di valutazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione da parte del Regolatore. L'acquisizione di nuove e rilevanti informazioni sistemiche e lo sviluppo di sistemi di bilanciamento locale, anche ricorrendo alla selezione di risorse a tal fine deputate, è una attività nuova per i distributori che, nel rispetto della regolazione già vigente, deve continuare a garantire la piena indipendenza del distributore nei suoi processi decisionali, oltre che di massima segretezza delle informazioni sensibili, evitando ogni possibile favoritismo nei confronti di imprese collegate.

Al contempo è necessaria la massima diffusione di informazioni prive del vincolo di segretezza che possano informare i partecipanti al mercato dello stato del sistema, con la maggiore tempestività possibile anche prossima al tempo reale, anche e soprattutto nel tempo reale, in modo da orientare tanto gli investimenti quanto l'esercizio di risorse in grado di garantire un efficace ed efficiente approvvigionamento/fornitura di servizi.

Da ultimo è opportuno, considerata la necessità di forti investimenti sulle reti di distribuzione per garantire un efficace processo di transizione ecologica, assoggettare i distributori all'obbligo di utilizzare tutta o gran parte della propria redditività in investimenti di sviluppo delle reti finalizzati a supportare questo processo.

3. Allegato

Ad integrazione e coerentemente con quanto rappresentato in precedenza, riportiamo qui di seguito le proposte puntuali di Confindustria all'articolato degli schemi di decreto legislativo recanti attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, corredate delle relative relazioni illustrative, che auspichiamo codeste Commissioni Parlamentari possano prendere in considerazione come condizioni da apporre nei relativi pareri di competenza.

A. Proposte emendative allo schema di D.Lgs di recepimento della Direttiva 2018/2001

SEMPLIFICAZIONI PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA

EMENDAMENTO

Dopo l'articolo 12, aggiungere il seguente:

«Art. 12-bis

(Incentivi in materia di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica)

1. All'articolo 65, comma 1-quater, del Decreto-Legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla L. 24 marzo 2012, n. 27, dopo le parole «*agricoltura digitale e di precisione.*», aggiungere, in fine, il seguente periodo: «*Il comma 1 non si applica altresì agli impianti solari fotovoltaici da realizzare su terreni agricoli abbandonati o incolti, ossia i terreni agricoli sui quali non sia stata esercitata l'attività agricola minima da almeno dieci anni, in base ai principi e alle definizioni di cui al regolamento (UE) n. 1307/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 dicembre 2013 e alle disposizioni nazionali di attuazione.*».

Relazione illustrativa

L'emendamento prevede la possibilità di accedere alle forme di sostegno alla produzione ai progetti di impianti solari fotovoltaici da realizzare su terreni agricoli abbandonati o incolti, a condizione che siano stati autorizzati ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Attualmente, l'articolo 65, del decreto-legge n. 1/2012 preclude l'accesso agli incentivi a tutti i progetti di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra su terreni agricoli.

Ad oggi la superficie agricola totale è pari a circa 16,7 milioni di ettari, utilizzata solo per 12,4 milioni di ettari.

Pertanto, la possibilità di accedere ai meccanismi di supporto alle installazioni previste su tali aree permetterebbe di accrescere la concorrenza nelle procedure di assegnazione, riducendo i livelli di incentivo - concorrenza attualmente depauperata dalla mancanza di progetti autorizzati che

possano partecipare ai bandi del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) - e facilitare il raggiungimento dell'obiettivo di incremento delle energie rinnovabili ed in particolare il contributo della fonte solare fotovoltaica.

A tal fine, l'emendamento provvede anche a definire i terreni agricoli abbandonati o incolti, per i quali si intendono i terreni agricoli sui quali non sia stata esercitata l'attività agricola minima da almeno dieci anni, in base ai principi e alle definizioni di cui al regolamento (UE) n. 1307/2013 e alle disposizioni nazionali di attuazione, mutuando un principio già presente nell'ordinamento italiano nell'ambito della *"Banca delle terre abbandonate o incolte e misure per la valorizzazione dei beni non utilizzati"* di cui all'articolo 3 del decreto-legge n. 91/2017.

EMENDAMENTO

All'articolo 24 sono apportate le seguenti modifiche:

a) al comma 1 lettera c dopo le parole "non sostanziali" sono aggiunte le seguenti: "ed in ogni caso in cui siano impiegate materie in ingresso di cui all'allegato 3 al decreto del Ministero dello sviluppo economico del 10 ottobre 2014".

b) dopo il comma 2 è inserito il seguente: "2-bis: All'articolo 12, del decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, dopo il comma 7 è inserito il seguente: "7-bis. Le opere di modifica e gli interventi di riconversione, totale o parziale, alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica situati in aree agricole possono essere ubicati anche in aree classificate agricole dai piani urbanistici vigenti.".

Relazione illustrativa

L'emendamento prevede, alla lettera a), semplificazioni alle procedure autorizzative per la riconversione alla produzione di biometano avanzato degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, al fine di agevolare gli investimenti nel settore per garantire gli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili avanzate e la conformità al regime previsto dal decreto interministeriale 2 marzo 2018 sulla promozione dell'uso del biometano avanzato nel settore dei trasporti.

La lettera b) chiarisce che gli interventi di riconversione per la produzione di biometano degli impianti a biogas situati in aree agricole possono essere realizzati anche in aree agricole a garanzia dello sviluppo del biometano agricolo.

EMENDAMENTO

Dopo l'articolo 25, aggiungere il seguente:

«Art. 25-bis

(Snellimento delle procedure per la produzione di energia termica rinnovabile)

3. All'Allegato 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) al comma 1, dopo le parole "per la produzione di energia termica", sono inserite le seguenti: "per il riscaldamento e il raffreddamento";
- b) al comma 1 lettera a), dopo le parole "efficienza di conversione non inferiore all'85%", sono inserite le seguenti: "per le applicazioni residenziali e commerciali".».

Relazione illustrativa

L'emendamento introduce un nuovo art. 25-bis, recante alcune semplificazioni volte a favorire la produzione di energia termica rinnovabile.

Il primo comma interviene sul recepimento della Direttiva 2009/28/CE, relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, effettuato con il decreto legislativo n. 28/2011, ove il legislatore aveva ommesso di descrivere l'ambito di applicazione della norma in maniera chiara, ingenerando gravi incertezze applicative.

Pertanto, si precisa, in via interpretativa, la disposizione prevista al comma 1 dell'Allegato 2 del decreto legislativo n. 28/2011, allineandola al dettato europeo. In particolare, si prevede che l'efficienza di conversione almeno dell'85% per le applicazioni residenziali e commerciali si applichi solo ai sistemi e alle apparecchiature per il riscaldamento e il raffreddamento. Il riferimento da parte della disposizione di recepimento agli impianti "per la produzione di energia termica" rischia, invece, di negare l'accesso agli incentivi alle industrie che impiegano l'energia termica prodotta ai fini di processo. Le applicazioni industriali della biomassa, infatti, non producono calore ma inducono attraverso il calore modificazioni chimico-fisiche ai materiali che vengono processati e, pertanto, non sono assoggettabili ai limiti di efficienza applicabili alla sola produzione di calore.

Dopo l'articolo 18, aggiungere il seguente:

«Art. 18-bis

(Snellimento delle procedure per la produzione di energia elettrica rinnovabile)

EMENDAMENTO

1. Al comma 3 dell'articolo 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

- i) le parole: *"delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e"* sono abrogate.
- ii) Dopo le parole: *"a seguito dell'intervento"*, sono aggiunte le seguenti: *“, nonché i rifacimenti parziali degli impianti a biomassa, bioliquidi e biogas, che non modificano la potenza termica installata e il combustibile rinnovabile utilizzato”*.
- iii) dopo le parole: *«il diametro dell'aerogeneratore già esistente.»*, aggiungere in fine il seguente periodo: *«Entro sei mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione è aggiornato il decreto ministeriale 10 settembre 2010, recante le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui all'articolo 12, comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.»*;

2. All'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

i) al comma 1, dopo le parole *"di cui ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida, adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387"*, sono inserite le seguenti: *"sino alla soglie di potenza identificate negli allegati II, II-Bis, III e IV alla Parte II del decreto legislativo 152/2006"*;

ii) al comma 9, dopo le parole *"procedura di cui al comma 1"* inserire le seguenti: *“, ove applicabile,”*;

iii) dopo il comma 9-bis, è aggiunto il seguente: *"9-ter. I progetti per i quali alla data di entrata in vigore della presente disposizione è in corso una procedura ai sensi della normativa previgente restano disciplinati dalle relative disposizioni. Per tali progetti è fatta comunque salva la facoltà di presentare, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'istanza per la procedura abilitativa semplificata di cui al presente articolo."*

3. All'articolo 6-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) il comma 1 è sostituito dal seguente: *«1. Non sono sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche, né sottoposti all'acquisizione di atti di assenso comunque denominati, e sono realizzabili a seguito del solo deposito della dichiarazione di cui al comma 4, gli interventi su impianti fotovoltaici e idroelettrici esistenti e le modifiche di progetti autorizzati che, a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, comportano una*

- variazione in aumento dell'area occupata dagli impianti e dalle opere connesse non superiore al 15 per cento, fatto salvo quanto previsto dal comma 2-quater dell'articolo 1 del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55. Non sono altresì sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche, né sottoposti all'acquisizione di atti di assenso comunque denominati, e sono realizzabili a seguito del solo deposito della dichiarazione di cui al comma 4 gli interventi su impianti eolici esistenti e le modifiche di progetti autorizzati che, senza incremento di area occupata dagli impianti e dalle opere connesse e a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, comportano una variazione in aumento delle dimensioni fisiche delle pale non superiore in ciascun caso al 15 per cento, nonché gli interventi che comportano una riduzione di superficie o di volume, anche quando non vi sia sostituzione di aerogeneratori.»;*
- b) dopo il comma 3, è aggiunto il seguente comma: «3-bis. Fermo restando quanto previsto dagli articoli 5 e 6 del presente decreto, per l'attività di costruzione ed esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui all'art. 12, comma 5 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, nonché ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida, adottate ai sensi dell'articolo 12, comma 10 dello stesso decreto, si applica la Dichiarazione di inizio lavori asseverata di cui al presente articolo.»

4. All'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, dopo il comma 7, è inserito il seguente comma: “7-bis. Al fine del recupero ambientale delle aree quali cave, discariche e bacini, è consentita l'adozione di una procedura semplificata di variante al piano di ripristino e di rinaturalizzazione ambientale contestualmente alla procedura di autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c). Gli impianti solari fotovoltaici a terra o flottanti di qualunque dimensione ricadenti in discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, bacini, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo, in aree comprese nei siti di interesse nazionale, nelle more delle attività di bonifica delle aree e a condizione che le installazioni non pregiudichino le attività di bonifica. L'autorizzazione costituisce deroga al piano di ripristino e rinaturalizzazione ambientale regionale e, laddove necessario, variante allo strumento urbanistico comunale, qualora, non sia già prevista dal medesimo piano regionale la possibilità di installazione di impianti solari fotovoltaici, a terra o flottanti, in considerazione del principio per cui gli impianti a fonte rinnovabile costituiscono infrastrutture rilevanti per la transizione ecologica.”

Relazione illustrativa

Il primo comma della presente proposta intende considerare non sostanziali gli interventi su impianti esistenti e le modifiche di progetti autorizzati fotovoltaici ed idroelettrici senza incremento di area occupata dagli impianti e dalle opere connesse nonché i rifacimenti parziali degli impianti a biomassa, bioliquidi e biogas, che non modificano la potenza termica installata e il combustibile rinnovabile utilizzato. Allo stesso comma si intende porre un termine entro il quale debba essere emanato il decreto che per ciascuna tipologia di impianto e di fonte rinnovabile individui gli interventi di modifica sostanziale da assoggettare ad autorizzazione unica, e aggiornate le Linee Guida Linee guida di cui all'art. 12, comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per

l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi. Le attuali linee guida, DM 10 settembre 2010, risultano seguire criteri non più aggiornati all'evoluzione tecnologica degli impianti rinnovabili, la quale nell'ultimo decennio ha subito importanti trasformazioni.

Il comma 2 prevede l'applicazione, su tutto il territorio nazionale, della Procedura Abilitativa Semplificata, di cui al comma 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, per l'installazione e gestione di nuovi impianti non soggetti a Valutazione di Impatto Ambientale o verifica di assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale, ossia di fatto le nuove installazioni rinnovabili di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico. Al momento la legislazione prevede l'applicazione della PAS su tutto il territorio nazionale per i nuovi impianti entro determinate soglie distinte per tipologia di impianto - individuate dalla tabella A allegata al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come istituita dal comma 161 art. 2 della LEGGE 24 dicembre 2007, n. 244 - ma lascia alle regioni la facoltà di estendere tali soglie di applicazione della procedura fino ad 1 MW elettrico. Nel corso degli anni sono state applicate norme regionali disomogenee e si propone pertanto di uniformare a livello nazionale l'applicazione della Procedura. Al medesimo comma si prevede altresì di salvaguardare le procedure autorizzative in corso di svolgimento.

Il comma 3 semplifica il perimetro di applicazione della Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA), di cui all'art. 6-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, relativamente agli interventi su impianti esistenti e alle modifiche di progetti autorizzati. La disciplina della DILA, come istituita dal DL 76/2020 convertito con modificazioni dalla L. 11 settembre 2020, n. 120, risulta estremamente dettagliata nell'elencazione delle fattispecie di intervento, escludendo dall'ambito di applicazione diversi interventi solo perché non individuati puntualmente nell'elenco di cui al comma 1 dell'articolo 6-bis. Mantenendo inalterato lo spirito ed i parametri della legislazione vigente, si prevede la possibilità di applicare la DILA a tutti gli interventi su impianti esistenti e le modifiche di progetti autorizzati eolici che, senza incremento di area occupata dagli impianti e dalle opere connesse e a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, rispettino il criterio di non comportare una variazione in aumento delle dimensioni fisiche dei componenti e della volumetria delle strutture dell'impianto non superiore al 15 per cento. Sono altresì assoggettati a DILA tutti gli interventi su impianti esistenti e le modifiche di progetti autorizzati fotovoltaici e idroelettrici che prevedano un incremento dell'area occupata dagli impianti e dalle opere connesse inferiore al 15% e fatta salva la facoltà di installare gli impianti di accumulo di energia entro i 10 MW attraverso l'edilizia libera in associazione con gli impianti rinnovabili come previsto dal comma 2-quater lettera d dell'articolo 1 del decreto-legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 aprile 2002, n. 55. Allo stesso modo si prevede di applicare il medesimo procedimento agli impianti fotovoltaici con moduli a terra in caso di una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 20 per cento. Si prevede inoltre di applicare la disciplina della Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA), di cui al comma 6-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, alla costruzione ed esercizio dei piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui all'art. 12, comma 5 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, cioè

entro soglie di capacità definite per tipologia di impianto di cui alla Tabella A allegata al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Il comma 4 intende favorire, mediante l'adozione di una procedura semplificata, il recupero ambientale di aree quali cave, discariche e bacini, attraverso la trasformazione in aree per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile. In particolare, si intende semplificare lo sviluppo di impianti rinnovabili ricadenti in discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, bacini, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo. Altro elemento riguarda la disposizione secondo cui l'autorizzazione costituisca deroga al piano di ripristino e rinaturalizzazione ambientale regionale e, laddove necessario, variante allo strumento urbanistico comunale. Qualora non sia già prevista dal medesimo piano regionale

EMENDAMENTO

All'art. 2 sono apportate le seguenti modifiche:

Al comma 1:

a) alla lettera dd) dopo la parola "combustibili" aggiungere le parole "e carburanti";

:

b) alla lettera ii) modificare la definizione in "carburanti e combustibili"

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Relativamente ai prodotti gassosi, con particolare riferimento al GPL ed al GNL, risulta fondamentale che lo schema di decreto riesca a valorizzare opportunamente lo sviluppo delle relative componenti bio e rinnovabili, ricomprendendole sia nell'accezione di carburanti bio e rinnovabili per il settore dei trasporti che in quella di combustibili impiegati nei settori energetici diversi dai trasporti (riscaldamento, usi industriali, etc.). Infatti, il corretto posizionamento delle componenti bio e rinnovabili dei summenzionati prodotti gassosi consentirebbe di ottenere immediati benefici dal punto di vista ambientale valorizzando, al contempo, gli investimenti effettuati nei connessi settori industriali, considerata la possibilità di implementarli direttamente nella logistica di stoccaggio e nell'infrastruttura distributiva già esistente ed ampiamente sviluppata dei prodotti convenzionali, senza la necessità di ulteriori investimenti per l'adeguamento della rete.

Analogamente, anche per il segmento a valle degli utilizzatori (sia per quanto riguarda i veicoli ed i mezzi adibiti al trasporto stradale e marittimo, che per le apparecchiature asservite ai settori energetici diversi da quello dei trasporti) non si rileva la necessità di operare alcuna modifica, essendo i prodotti bio e rinnovabili del tutto analoghi, da un punto di vista chimico, rispetto alle relative forme convenzionali.

Inoltre, per quanto riguarda il settore dei trasporti, contrariamente ad altre tipologie di prodotti, occorre rilevare che il GPL ed il GNL bio e rinnovabili non risentono di alcun tipo di limitazione relativamente alla quota di miscelazione con il prodotto convenzionale, potendo rifornire i veicoli ed i mezzi adibiti al trasporto con prodotto 100% bio o rinnovabile.

Per quanto riguarda poi gli utilizzi nei settori energetici diversi dal trasporto, è opportuno sottolineare come la mancata valorizzazione delle filiere bio e rinnovabili dei settori gassosi non consentirebbe di poter contare su sviluppi tecnologici dei prodotti gassosi GPL che garantirebbero invece la possibilità di innalzare la quota di penetrazione delle fonti rinnovabili anche nel settore del riscaldamento, sfruttando l'infrastruttura già esistente senza costi aggiuntivi proprio per le fasce di popolazione più esposte al rischio di povertà energetica. Pertanto, riteniamo necessario integrare le definizioni contenute nello schema di decreto legislativo in modo tale da comprendere in modo specifico le produzioni bio e rinnovabili del GPL e del GNL, nonché prevedere idonee misure

incentivanti la produzione delle frazioni bio e rinnovabili, così efficientando processi produttivi (invero, dalle due bioraffinerie in funzione in Italia si ottengono, come sottoprodotti, limitati volumi di bioGPL) e, parallelamente, stimolando e supportando processi produttivi innovativi, quali ad esempio produzione di volumi di bioGPL e successiva miscelazione con quantitativi di etere dimetilico (DME) ottenuto da processi rinnovabili.

L'emendamento proposto, quindi, risponde all'obiettivo di valorizzare i prodotti gassosi e le loro componenti bio e rinnovabili in tutti gli impieghi degli stessi: sul punto, infatti, è opportuno evidenziare come nella versione inglese della Direttiva (UE) 2018/2001, il termine "*fuel*" si riferisca ai prodotti energetici impiegati indifferentemente nei diversi settori, comprendendone quindi l'utilizzo sia nel settore dei trasporti che negli altri comparti energetici (come ad esempio il settore del riscaldamento). Al contrario, nella traduzione italiana della Direttiva, e nel presente schema di attuazione, il termine inglese è stato recepito ricorrendo alternativamente al termine "*combustibile*" o "*carburante*", limitando di fatto la valorizzazione dei singoli prodotti ad un determinato settore a seconda del termine utilizzato, introducendo così un principio che risulta estraneo alla *ratio* della Direttiva comunitaria.

EMENDAMENTO

Al comma 5, lettera c) dell'articolo 39 le parole: *“presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno alla soglia indicata con atto delegato della Commissione di cui all'articolo 25, paragrafo 2 della direttiva (UE) 2018/2001 e calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti non sono conteggiati.”* Sono sostituite dalle parole: *“concorrono agli obiettivi di cui al comma 1 ove i risparmi delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di tali combustibili calcolati lungo l'intero ciclo di vita sono pari almeno al 70%. Nelle more dell'eventuale adozione della metodologia di calcolo del risparmio emissivo stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001, per il calcolo dei risparmi emissivi si applica la metodologia definita con decreto del Ministero della Transizione ecologica da emanarsi entro novanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto. Per i carburanti da carbonio riciclato prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia la metodologia di calcolo del risparmio emissivo considera anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Al fine di garantire il contributo dell'economia circolare alla decarbonizzazione del settore trasporti è necessario accelerare lo sviluppo di una metodologia nazionale che consenta di valorizzare i carburanti da carbonio riciclato (RCF)* a partire dai punti fermi derivanti dal processo europeo di valutazione declinati nell'articolo 29 bis** della proposta della Commissione europea per la revisione della RED. Ciò consentirebbe di liberare le sperimentazioni e gli investimenti in programma nel settore e di superare le criticità derivanti dal ritardo nell'implementazione dell'atto delegato della Commissione in materia, atto peraltro previsto ormai come opzionale dalla proposta di revisione citata. La proposta di revisione, infatti, nel confermare la possibilità per gli Stati Membri di conteggiare l'energia proveniente dai RCF ai fini dell'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra la condiziona a un risparmio emissivo minimo di gas a effetto serra derivanti dall'uso di tali combustibili pari almeno al 70%. Per i carburanti da carbonio riciclato prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile non idonei al recupero di materia la metodologia di calcolo del risparmio emissivo dovrebbe considerare anche le emissioni evitate rispetto alle alternative tradizionali di trattamento o smaltimento applicabili.

EMENDAMENTO

Al comma 1 dell'articolo 38 sono apportate le seguenti modificazioni:

- alla lettera a) dopo le parole *“realizzazione di elettrolizzatori”* sono aggiunte le seguenti *“e le infrastrutture connesse”*; le parole *“10 MW”* sono sostituite con le parole *“20 MW”*; e dopo le parole *“ovunque ubicati,”* sono aggiunte le seguenti *“sia in configurazione stand-alone sia in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, già esistenti o autorizzati o in corso di autorizzazione,”*.
- Alla lettera b) dopo le parole: *“infrastrutture connesse ubicati”* sono aggiunte le parole: *“o da ubicare”*; dopo le parole: *“realizzazione non comporti”* sono aggiunte le parole *“occupazione in”*; e le parole *“e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati,”* sono soppresse.
- Alla lettera d) dopo le parole: *“gli elettrolizzatori”* sono aggiunte le parole: *“e le infrastrutture connesse”*; dopo le parole: *“alimentati da fonti rinnovabili”* sono aggiunte le parole: *“non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a. e b.”*; dopo le parole: *“sono autorizzati nell’ambito”* sono aggiunte le parole: *“della medesima”*; e dopo le parole: *“del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata”* sono aggiunte le parole: *“o in corso di rilascio per la realizzazione dell’impianto da fonti rinnovabili”*.
- dopo la lettera d) è aggiunta la seguente *“d-bis) gli elettrolizzatori da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili possono essere autorizzati con procedura abilitativa semplificata comunale di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, se l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili è già esistente o autorizzato o in corso di autorizzazione, anche se non ancora in esercizio, e se la realizzazione dell' elettrolizzatore non comporta occupazione di nuove aree.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

La disposizione prevede semplificazioni amministrative per la costruzione e l'esercizio degli elettrolizzatori e rende più chiaro l'iter da seguire a seconda delle configurazioni dell'impianto. In proposito, si evidenzia che il limite di potenza di 10 MW per la costruzione in edilizia libera rischia di escludere diversi primi progetti pilota di taglia industriale, pertanto si auspica l'innalzamento di tale soglia a 20 MW e l'inclusione anche delle infrastrutture connesse similmente a quanto previsto alle lettere b) e c) dello stesso art. 38 comma 1. Nello specifico, per quanto riguarda l'innalzamento della soglia, si ritiene che 20 MW sia la taglia media di riferimento secondo l'attuale sviluppo di questa tecnologia e che richieda opere di interconnessione analoghe alla taglia da 10 MW. Inoltre, è opportuno esplicitare che l'ambito di applicazione di quanto previsto alla lettera a) dell'art. 38 comma 1, avvenga a prescindere sia dall'ubicazione sia dalla possibile configurazione che assumerebbe l'elettrolizzatore (e.g. stand alone o co-localizzato). Infine, è auspicabile che l'iter

autorizzativo sia reso più flessibile nei casi di connessioni con impianti rinnovabili già autorizzati e senza un'occupazione di nuove aree.

AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

EMENDAMENTO

1. All'Art. 31 comma 2 lett. c) dopo le parole *“rete di distribuzione”* inserire la parola *“esistente”* ed eliminare la frase *“con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini”*.
2. All'Art 8, comma 1, lettera b, dopo le parole: *“cabina primaria”* sono inserite le parole: *“, o ambito geografico equivalente”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Il primo comma mira a integrare le previsioni relative alle modalità di utilizzo della rete di distribuzione per la condivisione dell'energia previste per le comunità energetiche rinnovabili. La sperimentazione attuale incentrata su un modello virtuale ben si presta a quantificare il valore dell'autoconsumo sul sistema elettrico senza dover ricorrere a ulteriori investimenti in infrastrutture di rete, come più volte indicato anche dall'ARERA, garantendo al contempo una partecipazione *“dinamica”* alla comunità (possibilità per i membri di entrare o di uscire in qualsiasi momento dalla configurazione) e la gestione delle reti da parte di soggetti strutturati e sottoposti a stringente rispetto della regolazione, quali i distributori concessionari pubblici. La possibilità di realizzare reti private, come evidenziato dall'ARERA, può portare ad una costosa duplicazione di infrastrutture che può essere evitata preferendo, laddove possibile, l'utilizzo di reti pubbliche peraltro molto diffuse e capillari in Italia.

Il secondo comma intende garantire che i consumi negli ambiti di condivisione dell'energia siano omogenei. L'ambito di condivisione di una comunità energetica è la Cabina primaria di trasformazione. Le cabine primarie hanno tipicamente un assetto standard da circa 100 MW, ma nelle aree Pedemontane e Montane la capacità di trasformazione della cabina primaria si riduce drasticamente a circa 10/20MW, generando fortissime discriminazioni nella possibilità di un impianto fotovoltaico di una comunità, di condividere energia con un bacino di iscritti con consumi omogenei. Si potrebbe lasciare ad ARERA il compito di individuare l'ambito di condivisione della Comunità Energetica partendo dall'assetto standard di una cabina primaria individuando un ambito geografico equivalente dato, ad esempio, dall'aggregato di CAP.

EMENDAMENTO

All'art. 20 sono apportate le seguenti modificazioni:

- Al comma 1, primo periodo, inserire infine la seguente frase *“tenuto conto altresì dei successivi aggiornamenti previsti dall'Unione europea, l'individuazione delle aree dovrà consentire in ogni caso un efficiente utilizzo delle risorse”*.
- Al comma 2 dopo le parole *“degli impegni assunti”* inserire le parole *“, un sistema di premialità applicabile al superamento dei predetti impegni”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, l'articolo prevede la definizione di una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili con una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC.

La formulazione sembrerebbe limitare l'individuazione delle aree idonee a quelle “strettamente necessarie” all'installazione della potenza essenziale al raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 a livello nazionale ed alla conseguente declinazione a livello regionale. Si ritiene che l'individuazione di dette aree debba essere la più ampia possibile sia (a) per mettere in condizione gli operatori di supportare gli obiettivi di transizione energetica del Paese in maniera efficace, efficiente e secondo principi di competitività del mercato dello sviluppo, sia (b) per salvaguardare lo sviluppo già in corso.

EMENDAMENTO

All'Art. 38 comma 1 sono apportate le seguenti modificazioni:

- alla lettera a) sostituire la frase *“la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore alla soglia di 10 MW”* con la seguente *“la realizzazione di elettrolizzatori e le infrastrutture connesse con potenza inferiore o uguale alla soglia di 20 MW”* e dopo le parole *“ovunque ubicati”* inserire le parole *“sia in configurazione stand-alone sia in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, già esistenti o autorizzati o in corso di autorizzazione”*;
- alla lettera b) dopo la parola *“comporti”* inserire *“occupazione in”*; eliminare la frase *“e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati”*;
- alla lettera d) dopo la parola *“elettrolizzatori”* inserire *“e le infrastrutture connesse”*; dopo le parole: *“fonti rinnovabili”* inserire le parole: *“non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b)”*; dopo la frase *“sono autorizzati nell’ambito”* inserire *“della medesima”*; e dopo la frase *“decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata”* aggiungere *“o in corso di rilascio per la realizzazione dell’impianto da fonti rinnovabili”*.
- dopo la lettera d) inserire il seguente passaggio *“lettera e): gli elettrolizzatori da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili possono essere autorizzati con procedura abilitativa semplificata comunale di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, se l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili è già esistente o autorizzato o in corso di autorizzazione, anche se non ancora in esercizio, e se la realizzazione dell' elettrolizzatore non comporta occupazione di nuove aree”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

È certamente positivo che siano definite delle semplificazioni amministrative in particolare per la costruzione ed esercizio degli elettrolizzatori e che sia reso più chiaro l’iter da seguire a seconda delle configurazioni dell’impianto. D’altra parte, si evidenzia che il limite di potenza di 10 MW per la costruzione in edilizia libera rischia di escludere diversi primi progetti pilota di taglia industriale, pertanto si auspica l’innalzamento di tale soglia a 20 MW e l’inclusione anche delle infrastrutture connesse similmente a quanto previsto alle lettere b) e c) dello stesso art. 38 comma 1, in quanto richiedono opere di interconnessione analoghe alla taglia da 10 MW. Inoltre, è opportuno esplicitare che l’ambito di applicazione di quanto previsto alla lettera a) dell’art. 38 comma 1, avvenga a prescindere sia dall’ubicazione sia dalla possibile configurazione che assumerebbe l’elettrolizzatore (e.g. stand alone o co-localizzato). Infine, è auspicabile che l’iter autorizzativo sia reso più flessibile nei casi di connessioni con impianti rinnovabili già autorizzati e senza un’occupazione di nuove aree.

EMENDAMENTO

1. Al comma 1 dell'Art. 36 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - alla lett. a) eliminare le parole da “, *stabilendo*” alla fine del paragrafo;
 - alla lett. b) dopo le parole” *in esercizio*” inserire la frase “*relativamente all'energia immessa in rete oggetto del settlement,*”.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

L'Art. 36 ha il pregio di disciplinare, ad opera di ARERA, alcuni aspetti oggi non completamente definiti, mentre presenta alcune criticità relativamente alle ampie prerogative attribuite al GSE nei confronti dei DSO. In generale, deve essere chiarito che il gestore di rete è l'unico soggetto responsabile dei dati di misura.

Sarebbe opportuno togliere il mandato a fissare nuovi e più stringenti limiti di tempo massimo; per le rettifiche dei dati di misura inerenti l'energia immessa in rete è opportuno mantenere l'allineamento con i tempi limite (5 anni) già previsti dalla regolazione del settlement, mentre per i dati relativi all'energia prodotta, limiti temporali non hanno senso e penalizzerebbero i produttori che rischierebbero di non vedersi riconosciuti corrispettivi effettivamente spettanti.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 46 sono apportate le seguenti modificazioni:

- al comma 1 dopo le parole: *“fonti rinnovabili,”* sono aggiunte le parole: *“secondo un approccio del ciclo di vita”*.
- al comma 9 dopo la lettera c) è inserita la seguente :c-bis) *definite le modalità per rendere possibile l'utilizzo delle garanzie d'Origine in ambito EU-ETS per ottemperare ai requisiti previsti”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Le Garanzie d'Origine costituiscono uno degli elementi portanti della promozione dei mercati di gas rinnovabili in larga scala ai fini della decarbonizzazione. Con l'obiettivo di potenziare questo strumento, la proposta intende ampliarne l'ambito secondo un approccio di valutazione lungo l'intero ciclo di vita e renderne possibile l'utilizzo nell'ambito del sistema ETS.

EMENDAMENTO

1. Al comma 3 dell'articolo 39, dopo le parole *“tutti i settori di trasporto,”* aggiungere le parole: *“con un approccio tecnologicamente neutro e che consideri l'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli destinati al loro uso,”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Si delinea l'esigenza di uniformare la contabilizzazione delle emissioni nell'ambito del settore dei trasporti tramite l'adozione dell'approccio del ciclo di vita in quanto meglio rappresentativo delle emissioni associate al consumo dei singoli carburanti e all'impatto emissivo derivante dalla produzione dei veicoli e dei loro componenti.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 5, comma 4, sostituire le parole "MW" con le parole "10 MW".
2. All'articolo 8, comma 1, lett. a) sostituire le parole "MW" con le parole "10 MW".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Secondo lo schema di DLGS solo gli impianti FER di potenza ≤ 1 MW possono accedere alla tariffa incentivante della comunità energetica e dell'autoconsumatore collettivo sull'energia autoconsumata istantaneamente. Per favorire la partecipazione di PMI si ritiene opportuno innalzare la soglia di potenza degli impianti FER.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 5, comma 5, lett. a) dopo le parole "*è promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo*" aggiungere le seguenti "*tramite un meccanismo di aste dedicato e separato*" e aggiungere in fine le parole "*prevedendo la cumulabilità di idonei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili con quelli dei sistemi di accumulo*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Il decreto chiede di promuovere "energie rinnovabili abbinate a sistemi di accumulo" tramite un meccanismo di aste tutt'ora da definire.

Sosteniamo la possibilità di uno specifico meccanismo di aste per promuovere le "Aste Ibride per il Rinnovabile". In queste aste, le unità di generazione rinnovabile sono sostenute, relativamente alla loro intermittenza, dalla presenza di sistemi di accumulo. Molte nazioni hanno già intrapreso i primi passi nel promuovere questo tipo di aste (per esempio Germania, Portogallo, Spagna, Marocco, Israele, India e Sud Africa). I benefici risultanti vanno dal mitigare gli impatti sui limiti della rete al permettere alle unità di generazione rinnovabile di mitigare l'esposizione ai prezzi del mercato all'ingrosso, oltre che a consentire all'impianto ibridizzato di fornire servizi di flessibilità e adeguatezza al sistema.

Tale meccanismo di aste deve essere realizzato appositamente per il contesto specifico italiano. In genere, tuttavia, tali aste dovrebbero essere separate dalle aste per le unità di generazione rinnovabili, nel loro specifico segmento di aste ibride. Questo eviterebbe le conseguenze del caso spagnolo: un sistema di aste tecnologicamente neutrale, ma malamente realizzato che porta allo 0% di allocazione della capacità di stoccaggio.

Promuovere l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo in coordinamento con i meccanismi dell'art. 18 del DLGS di recepimento della direttiva 2019/944 sottintende che alla tariffa incentivante €/MWh dell'impianto FER si possa integrare la tariffa incentivante €/MW del sistema di accumulo.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 7, comma 1, dopo la lettera c) aggiungere la lett. *“c-bis): gli incentivi per i piccoli impianti ivi compresi quelli previsti dai sistemi incentivanti pregressi sono cumulabili con le detrazioni fiscali per la installazione di sistemi di stoccaggio.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Anche nella prospettiva di abolizione dello scambio sul posto è necessario che sia riconosciuta la possibilità di cumulare gli incentivi in conto energia degli impianti fotovoltaici con le detrazioni fiscali per gli impianti di stoccaggio.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 8, comma 1, lett. d) sostituire le parole *“unico conguaglio”* con *“acconto bimensile e conguaglio annuale”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

È previsto un unico conguaglio per l'erogazione dell'incentivo e per la restituzione delle componenti di cui all'art. 32 comma 3 lett. a), ossia della materia prima energia e delle componenti tariffarie non applicabili all'energia condivisa.

Prevedere un unico conguaglio se da un lato riduce gli oneri burocratici, dall'altro pone a carico della comunità energetica e dell'autoconsumatore collettivo un onere per un periodo troppo ampio in un'era in cui la digitalizzazione consente di accelerare la gestione dei dati in tempo reale; inoltre, i soggetti investitori dovranno attendere più di 12 mesi per poter condividere tra i membri della comunità i primi benefici economici.

I membri della comunità nei primi 12 mesi saranno gravati economicamente oltre che dai costi in qualità di membri della comunità anche dai costi della bolletta elettrica del proprio fornitore per l'energia elettrica prelevata dalla rete. Ciò avvantaggerà gli operatori di mercato con elevata disponibilità finanziaria.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 9, comma 5 aggiungere alla fine della lett. c) le seguenti parole: *"Saranno trasferite prioritariamente le quantità di potenza secondo quanto previsto dalla lett. a)"*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Il comma 5 non chiarisce se vada applicato prima il criterio della lett. a) ed a seguire quello della lett. b) per la riallocazione dei contingenti di potenza del DM FER 4.7.2019 tra aste e registri. Si presuppone che la lett. a) abbia priorità rispetto alla lett. b) in quanto si tratta delle medesime tecnologie.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 20, comma 1 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. sostituire al primo periodo le parole "centottanta giorni" con le parole "*novanta giorni*" ed inserire dopo le parole "*obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili*" le parole "*tenuto conto altresì dei successivi aggiornamenti previsti dall'Unione europea, l'individuazione delle aree dovrà consentire in ogni caso un efficiente utilizzo delle risorse*".
 - b. alla lettera a) sostituire le parole "*densità di potenza installabile per unità di superficie*" con le parole "*massima superficie occupabile*".
 - c. Alla lettera b) dopo le parole "*indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse,*" aggiungere le parole "*cave cessate, bacini di cava cessati, zone improduttive, aree già artificiali, siti contaminati già soggetti a caratterizzazione che ha dato esito negativo, discariche e le aree SIN*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

- a. Il raggiungimento degli obiettivi ambientali richiede una accelerazione delle procedure di individuazione delle aree idonee e non idonee anche in considerazione dei ritardi già accumulati nella attuazione della direttiva 2018/2001, che avrebbe dovuto essere recepita entro il 30 giugno 2021. Si tenga presente, inoltre, che in aggiunta ai 180 giorni indicati per stabilire tramite decreti attuativi ministeriali i principi ed i criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee viene assegnato - come da art. 20 comma 4 - alle Regioni ed alle Province autonome un ulteriore lasso di tempo pari a 180 giorni dalla data di entrata in vigore dei suddetti decreti attuativi. Di fatto si parla di un anno di attesa. Si propone di dimezzare le tempistiche di entrata in vigore dei decreti attuativi. Al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, l'articolo prevede la definizione di una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili con una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC. La formulazione sembrerebbe limitare l'individuazione delle aree idonee a quelle "strettamente necessarie" all'installazione della potenza essenziale al raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 a livello nazionale ed alla conseguente declinazione a livello regionale. Si ritiene che l'individuazione di dette aree debba essere la più ampia possibile per mettere in condizione gli operatori di supportare gli obiettivi di transizione energetica del Paese in maniera efficace, efficiente e secondo principi di competitività del mercato dello sviluppo.
- b. Seppur sia comprensibile la ratio del criterio di massima densità di potenza, perché garantisce maggior produzione e minor consumo di suolo, è in funzione delle caratteristiche della disponibilità delle risorse rinnovabili (sole e vento) che si progettano gli impianti.

Occorre inoltre considerare che non sempre le tecnologie rinnovabili innovative sono quelle economicamente più sostenibili; trascorre del tempo prima che le tecnologie innovative diventino appetibili per il mercato. Definire parametri di densità di potenza limiterebbe la libertà di azione delle scelte tecnologiche e si correrebbe il rischio che i loro valori possano essere superati dalla rapida evoluzione tecnologica. Preso atto della necessità di dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione di potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, si ritiene indispensabile utilizzare come parametro il concetto di "massima superficie occupabile" e non di "massima densità di potenza installabile". Quanto sopra trova spiegazione nel fatto che, a parità di superficie occupata, grazie all'innovazione tecnologica si potrà installare sempre maggior potenza per unità di superficie.

- c. Preso atto della necessità di individuare aree idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, appare opportuno esplicitare le categorie afferenti alle aree compromesse, tra le quali ricomprendere anche i siti di cave cessate ed i bacini di cava cessati, zone improduttive, aree già artificiali, siti contaminati e discariche. A tal proposito, assume fondamentale importanza il fatto che non debba esistere impedimento alcuno, da parte di Comuni, Province e/o Regioni, in merito alla possibilità di realizzare tali installazioni in simili contesti. Per tali aree compromesse (discariche e cave cessate, nonché bacini di cava cessati) si ritiene infatti indispensabile che venga istituita, laddove necessaria, una procedura semplificata di integrazione e/o variante del piano di ripristino e rinaturalizzazione ambientale, che consenta l'installazione degli impianti solari fotovoltaici, anche flottanti.

EMENDAMENTO

1. al comma 3, dell'articolo 20, dopo le parole "*delle infrastrutture di rete*" le parole "*della sostenibilità economica dei progetti a fonte rinnovabile*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Tra le esigenze e compatibilità individuate dal comma 3 manca quella della sostenibilità economica. Occorre tenere in considerazione il fatto che un'area seppur idonea può avere delle peculiarità tali da essere economicamente non sostenibile e quindi non realizzabile. Occorre considerare non solo il potenziale tecnico, ma anche quello economico.

EMENDAMENTO

1. Dopo il comma 3, dell'articolo 20, inseguire il seguente: *“3-bis. Fatto salvo quanto previsto all'art. 12 comma 7 del Decreto Legislativo 387/2003, le aree agricole non utilizzabili saranno individuate mediante parametri atti alla classificazione di tali superfici secondo criteri oggettivi.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Bisognerebbe innanzitutto chiarire cosa si intenda per superfici agricole "non utilizzabili". Non è pensabile considerare idonee solo le aree agricole che non possono essere coltivate, altrimenti si escluderebbe automaticamente una superficie troppo ampia, indispensabile, invece a raggiungere gli obiettivi del PNIEC.

Allo scopo di impedire che, in assenza di tali principi, superfici agricole di scarso valore possano essere assimilate a quelle caratterizzate da colture di pregio, per le quali appare, invece, appropriato prevedere particolari tutele, si ritiene indispensabile un chiarimento relativo ai parametri atti alla classificazione di tali superfici secondo criteri oggettivi per verificarne l'idoneità

Nel Dlgs 387/2003 art.12 comma 7 si indicano alcuni criteri da adottare per l'individuazione di aree agricole utilizzabili.

Art. 12 comma 7 Dlgs 387/2003: *“Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.”*

EMENDAMENTO

1. All'articolo 20 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. al comma 4 sostituire le parole *"centottanta giorni"* con le parole *"novanta giorni"* e aggiungere dopo le parole *"aree idonee"* le seguenti parole *"e le aree non idonee"*.
 - b. al comma 7 aggiungere dopo le parole *"aree idonee"* le seguenti parole *"e non idonee"*, ed eliminare le parole *"in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee."*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

- a. Al comma 1 dell'art. 20 si prevede l'adozione di decreti per stabilire i principi e criteri per l'individuazione delle aree idonee e non idonee. Al comma 4 si prevede che Regioni e Province autonome entro 180 giorni dalla pubblicazione dei decreti di cui al comma 1 individuino per legge le aree idonee, ma non quelle non idonee. Occorre allineare il comma 4 al comma 1.
- b. Per quanto sopra detto occorre allineare al comma 1 anche il comma 7 in cui si prevede che le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee. Di fatto Regioni e Province autonome, individuando non solo le aree idonee ma anche quelle non idonee, prevedono che le aree non rientranti in queste due fattispecie di fatto sono aree su cui né è consigliata né è vietata la realizzazione di impianti FER. Ciò aiuterebbe il sistema ad avere dei gradi di libertà in più al fine di raggiungere gli obiettivi al 2030 e consentirebbe di scegliere gli impianti che sono non solo ambientalmente e paesaggisticamente sostenibili, ma anche economicamente. Si corre il rischio che gli impianti su aree idonee possano avere costi maggiori rispetto ad altre aree (ad es. per la lontananza dell'infrastruttura di rete).

EMENDAMENTO

1. All'articolo 20, comma 6 aggiungere in fine le parole *“I provvedimenti già adottati dalle Regioni che dispongano limiti assoluti per la possibilità di autorizzare impianti per la loro potenza ovvero per la loro collocazione in aree vaste devono considerarsi abrogati e privi di efficacia.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Per dare efficacia alla previsione ed attuazione ai principi stabiliti anche di recente dalla Corte Costituzionale con riferimento alla normativa della Regione Toscana è opportuno chiarire in modo incontrovertibile che ciò vale anche per i provvedimenti già approvati.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 20, comma 8, lettera a) aggiungere in fine le seguenti parole: *“ed interventi di abbinamento ai sistemi di accumulo anche qualora l'impianto di accumulo elettrochimico comporti l'occupazione di nuove aree rispetto all'impianto esistente”*.
2. All'articolo 20, comma 8, dopo la lettera b) aggiungere la seguente *“b-bis) tutte le aree non sottoposte ai vincoli di cui agli artt.136 e 142 del Decreto Legislativo 42/2004 e la cui distanza dalla connessione alla rete sia inferiore ai 15 km”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

1. La modifica mira a ridurre le tempistiche autorizzative che oggi prevedono all'art. 1 comma 2-quater lett. c) punto 2) che l'iter autorizzativo previsto all'art. 12 comma 3 del Dlgs 387/2003, cioè l'autorizzazione unica” per realizzare impianti di accumulo elettrochimico da esercire in combinato con un impianto a fonte rinnovabile già esistente, qualora l'impianto di accumulo elettrochimico comporti l'occupazione di nuove aree rispetto all'impianto esistente.
2. Si sottolinea che l'attività per la definizione delle aree idonee e non idonee richiederà tempo. Al fine di non rallentare gli iter autorizzativi e le installazioni degli impianti FER, alla luce del ritardo accumulato per traguardare gli obiettivi del PNIEC, si possono considerare idonee anche le aree non sottoposte ai vincoli del codice dei beni culturali e del paesaggio con soluzioni di connessione alla rete relativamente ridotta.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 20, aggiungere in fine al comma 8 i seguenti periodi: *“Nelle more dell'individuazione delle aree idonee e non idonee di cui al comma 4 e a far data dalla pubblicazione del presente decreto, decadono tutte le aree non idonee precedentemente definite dalle Regioni e dalle Province autonome. Nelle more dell'adozione dei criteri di cui al comma 4, le Regioni e le Province autonome in conformità a quanto indicato all'art. 4 lett. a) punto 2) del Regolamento europeo 1999/2018 garantiscono entro il 2022 un incremento di almeno il 18% rispetto alla quota di energia consuntivata al 2020 dalle singole Regioni e Province autonome, calcolato come differenza tra l'obiettivo nazionale 2020 e quello 2030.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

La legislazione vigente permette a Regioni e Province autonome di definire le aree non idonee. All'interno di tali aree confluiscono sia aree sottoposte a vincoli sia aree non sottoposte a vincoli. In taluni casi l'inidoneità di tali aree, seppur originata da elementi di valutazione riferiti ad una specifica tecnologia delle fonti rinnovabili, è stata estesa a tutte le tipologie di impianti. Occorre pertanto che Regioni e Province autonome nell'ottica del nuovo burden sharing ripensino ex-novo all'identificazione delle aree non idonee per consentire quell'accelerazione delle installazioni necessaria a colmare il ritardo che si sta accumulando per raggiungere gli obiettivi entro il 2030.

Il regolamento europeo sulla governance dell'unione dell'energia (1999/2018) prevede che ogni stato membro garantisca che entro il 2022 la traiettoria indicativa delle fonti rinnovabili raggiunga un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030.

Nelle more della definizione e dell'adozione del burden sharing tutte le regioni devono impegnarsi a raggiungere entro il 2022 almeno l'obiettivo minimo di incrementare del 18% la propria quota delle fonti rinnovabili.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 21 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. sostituire il titolo con il seguente "*Piattaforma digitale per le Aree idonee e non idonee*".
 - b. aggiungere dopo le parole "*individuazione delle aree idonee*" le parole "*e non idonee*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Al comma 1 dell'art. 20 si prevede l'adozione di decreti attuativi per stabilire i principi e criteri per l'individuazione non solo delle aree idonee, ma anche di quelle non idonee. Conseguentemente Regioni e Province autonome dovranno individuare entrambe le tipologie di aree per popolare la piattaforma digitale.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 22 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. Al comma 1, lettera a) prima della parola "*obbligatorio*" aggiungere la parola "*non*".
 - b. Alla lettera b) aggiungere alla fine della frase le parole "*anche per i progetti depositati in data antecedente alla definizione delle aree idonee*".
 - c. dopo il comma 2 aggiungere il comma seguente: "*2-bis: Ai fini della localizzazione in aree idonee e anche ai fini dell'applicazione dell'art. 31 comma 7-bis del Decreto Legge 77/2021 e dell'art. 6 comma 9-bis del Decreto Legislativo 28/2011 si fa riferimento esclusivamente alle aree in cui è collocato l'impianto e non rilevano le caratteristiche delle aree ove sono collocate le opere connesse, salvo l'esperimento delle eventuali procedure ambientali per le opere connesse ove richieste.*"

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

- a. Considerato che le aree idonee sono tali a seguito del processo di concerto tra i Ministeri, compreso quello della cultura, tenuto conto di tutti gli aspetti di tutela del paesaggio, il parere dell'autorità competente in materia paesaggistica non dovrebbe essere obbligatorio.
- b. Manca un riferimento al coordinamento con i progetti già depositati che si trovano già in aree che risultano idonee.
- c. Ai fini di chiarezza e di efficacia della normativa è utile chiarire che i presupposti si riferiscono alle aree d'impianto e non alle infrastrutture di rete, che nella quasi totalità dei casi a causa della loro lunghezza interesseranno anche aree diverse.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 23 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. Al comma 4, lett. a) prima della parola *“obbligatorio”* aggiungere la parola *“non”*.
 - b. al comma 5 aggiungere in fine le parole *“I provvedimenti già adottati dalle Regioni che dispongano limiti assoluti per la possibilità di autorizzare impianti per la loro potenza ovvero per la loro collocazione in aree vaste devono considerarsi abrogati e privi di efficacia.”*

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Per dare efficacia alla previsione e attuazione ai principi stabiliti anche di recente dalla Corte Costituzionale con riferimento alla normativa della Regione Toscana è opportuno chiarire in modo incontrovertibile che ciò vale anche per i provvedimenti già approvati.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 33 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. al comma 1, lettera a) dopo le parole *“al pagamento degli oneri generali di sistema”* aggiungere le parole *“relative alla componente A3”* ed eliminare le parole *“e delle diverse componenti”*.
 - b. al comma 2 sostituire la parola *“annuale”* con la parola *“semestrale”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

- a. Preso atto della necessità che GSE provveda a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie, si vuole precisare che il GSE ha competenza soltanto sulla componente A3, definita testualmente: *“Componente della spesa per oneri di sistema destinata a finanziare il sistema di incentivi riconosciuti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (ad esempio il sole, il vento o fonti assimilate alle rinnovabili)”*. Spetta ad ARERA la competenza su tutta la restante generalità degli oneri di sistema.
- b. Posta la necessità di trasmissione degli esiti delle attività di monitoraggio, di cui al precedente comma, all'ARERA per l'adozione degli atti e dei provvedimenti di rispettiva competenza, la cadenza con cui tali esiti debbano essere trasmessi non può essere annuale, bensì semestrale.

EMENDAMENTO

All'Allegato IV, nella sezione relative ai Generatori di calore a biomassa, comma 1, eliminare la lettera b).

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Per evitare criticità in merito alla qualità dell'aria non devono essere incentivate le nuove installazioni di impianti a biomassa, né – tantomeno – quelle avvenute in sostituzione o ad integrazione di sistemi esistenti, se non per quelli obsoleti alimentati dalla stessa biomassa. Pertanto, si propone l'eliminazione della lettera b) dell'Allegato nella parte relativa ai generatori di calore alimentati a biomassa. A tal riguardo, va ricordato che l'Italia è già stata condannata dalla Corte di Giustizia dell'Unione europea (Sentenza del 10 novembre 2020 causa C-644/18) per la violazione degli articoli 13 e 23 della Direttiva 2008/50/CE in materia di qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa, con riferimento specifico alle emissioni di materiale particolato PM10.

EMENDAMENTO

1. All'art. 4, comma 2, lett. c) eliminare le parole: «è rispettato il principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative imprenditoriali per cui è comprovata la bancabilità dell'iniziativa anche in assenza di sostegno pubblico»

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Tale previsione suscita significative perplessità poiché comporta il rischio di escludere dagli incentivi numerosi interventi qualificati come necessari dal *Next Generation EU* e dal PNRR.

L'intenzione del legislatore europeo, testimoniata anche dalle altre iniziative in materia è di tenore opposto, richiedendo al contrario la redditività delle iniziative imprenditoriali destinatarie di sostegno in materia ambientale, così da garantire un effetto di sostenibilità nel lungo termine dell'investimento, idoneo a protrarsi anche oltre la scadenza dell'erogazione dell'incentivo. A titolo esemplificativo, si veda l'*Innovation fund* dove tra i criteri di valutazione c'è la *financial maturity* dell'iniziativa, di cui una voce rilevante è proprio la relativa *profitability* (redditività)

Infatti, un'iniziativa destinata ad essere inefficiente alla cessazione dei sostegni non è sostenibile neanche con riferimento ai costi e impatti ambientali che verrebbero generati dalla gestione di un'attività destinata ad essere dismessa.

D'altronde, nella direttiva 2018/2001/UE (cd. RED II) di cui lo schema di decreto opera il recepimento, non è prevista alcuna disposizione comparabile, limitandosi la direttiva ad imporre un divieto di distorsioni dei mercati dell'energia elettrica (cfr. art. 4, comma 2).

Infine, anche l'utilizzo del termine "bancabilità" suscita difficoltà interpretative, trattandosi di un termine non connotato da criteri oggettivi, dal contenuto variabile a seconda delle valutazioni compiute dai singoli istituti bancari, e dunque suscettibile di interpretazioni eccessivamente discrezionali.

EMENDAMENTO

1. All'Art. 42, comma 4, lett. b), dopo le parole, "*combustibile da biomassa*" inserire le parole: "*incluso il CSS combustibile*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Si ritiene auspicabile un chiarimento circa la possibilità di annoverare anche il CSS combustibile tra i materiali descritti dalla disposizione seguente.

«1. Al fine di contribuire agli obiettivi di cui all'articolo 3 e all'articolo 39 del presente decreto, nonché per beneficiare di regimi sostegno, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa, indipendentemente dall'origine geografica della biomassa, sono presi in considerazione solo se rispettano:

- a) i criteri di sostenibilità di cui ai commi da 5 a 10;*
- b) i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 11;*
- c) i criteri di efficienza energetica di cui ai commi 13 e 14.*

[...]

3. I criteri di cui al comma 1, lettere a) e c) non si applicano con riferimento a:

[...]

b) rifiuti e residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa».

EMENDAMENTO

1. All'Art. 38, comma 1, lett. a) dopo le parole: "*specifico titolo abilitativo*" inserire le parole "ed urbanistico".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

La norma si pone l'obiettivo di semplificare e liberalizzare l'attività di realizzazione di elettrolizzatori di piccola taglia, con una potenza inferiore ai 10 MW. Tuttavia, la previsione – pur qualificando l'attività come "edilizia libera" e non richiedendo uno specifico titolo abilitativo – non si esprime sulla compatibilità dell'attività rispetto allo strumento urbanistico, circostanza che spesso comporta la paralisi nella realizzazione delle opere. La disposizione, pertanto, potrebbe essere implementata tramite l'attribuzione esplicita a tale attività di un effetto di variante agli strumenti urbanistici, così da consentire il pieno raggiungimento degli obiettivi di semplificazione alla base dell'intervento normativo.

EMENDAMENTO

1. All'Art. 39, comma 6 sostituire le parole: "*a un impianto*" con le parole: "*a uno o più impianti*".

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Appare opportuno che venga chiarito che il "*collegamento diretto*" dell'impianto di produzione dei carburanti liquidi e gassosi possa avvenire anche con più di un impianto a fonti rinnovabili, nonché, allo stesso modo, che un impianto a fonti rinnovabili possa essere collegato, e alimentare, più di un impianto di produzione di carburanti liquidi.

EMENDAMENTO

2. Art. 35, comma 1, lett. c) dopo le parole: “*veicoli elettrici*” inserire le parole “*e a idrogeno*”.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

La disposizione, nel potenziare la rete elettrica per fronteggiare l’aumento delle quote di energia derivante da fonti rinnovabili, non sembra contemplare le ipotesi di produzione di energia da idrogeno.

In particolare, alla lett. b), tra le misure per dotare le aree idonee all’installazione di impianti di produzione di energia da fonti di rinnovabili, sarebbe opportuno includere anche delle aree di stoccaggio dei prodotti, circostanza determinante nel caso di produzione di idrogeno.

Allo stesso modo, alla lett. c) sarebbe auspicabile garantire lo sviluppo anche delle infrastrutture di ricarica per veicoli a idrogeno.

EMENDAMENTO

All'articolo 40 sono apportate le seguenti modifiche:

la lettera c) del comma 1 è sostituita come segue:

"c) A partire dal 2023 in poi, il conteggio della quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa, prodotti a partire da olio di palma, segue la traiettoria di decrescita lineare, come indicata negli atti delegati dell'Unione Europea di cui alla precedente lettera b), salvo che gli stessi siano certificati come biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, nel rispetto dei criteri dettati dall'articolo 4 del Regolamento delegato (UE) 2019/807 della Commissione UE."

Il comma 2 è sostituito come segue:

"2. Fermo restando quanto disposto dalla lettera c) del comma 1, sono fatti salvi i diritti acquisiti dai titolari di convenzioni in essere ai sensi della normativa nazionale vigente fino al termine da queste stabilito."

Relazione illustrativa

La prima parte dell'emendamento prevede la riformulazione della lettera c) del comma 1 dell'articolo 40 perché sia allineato con quanto disposto dalla disciplina quadro europea in materia. Quest'ultima, infatti, prevede il graduale passaggio tra l'utilizzo di materie ad alto rischio ILUC e l'utilizzo di materie prime a rischio basso o nullo.

La gradualità è l'elemento chiave per garantire l'esito positivo della transizione, in quanto permetterebbe alle aziende di convertire i propri processi e di reperire sufficienti quantità di materie prime con le caratteristiche richieste, riducendo gli impatti economici negativi. Inoltre, il periodo transitorio permetterebbe di rendere effettivamente operativo e funzionale il nuovo sistema basato sulla certificazione "Low Iluc", ancora in fase di costruzione a livello europeo.

Per rimanere fedeli all'impianto europeo e alla *ratio* alla base delle nuove scelte normative, a favore dell'economia circolare e dell'utilizzo di materie prime a impatto ILUC basso o nullo, è altresì necessario escludere dalla specifica disposizione i residui di lavorazione citati che, comunque, rimangono assolutamente legati ai criteri di sostenibilità richiesti dalla normativa.

Da ultimo, per quanto riguarda la riformulazione del comma 2 dell'articolo 40, in linea con l'impianto giuridico nazionale, la previsione chiarisce che le disposizioni devono avere effetto solo su rapporti giuridici e normative future, non potendo pregiudicare diritti specifici acquisiti in virtù di convenzioni legittimamente stipulate tra le Istituzioni nazionali e gli operatori ai sensi della legislazione antecedente e dell'impianto giuridico nazionale.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 18, dopo il comma 2, aggiungere il seguente comma: *“2.bis. All'articolo 5, comma 3 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 è aggiunto il seguente ultimo capoverso: Nel caso in cui la modifica non sostanziale determini un incremento della potenza installata e la necessità di realizzazione di ulteriori opere connesse senza incremento dell'area già occupata, queste ultime sono autorizzate mediante la medesima procedura semplificata applicabile all'intervento non sostanziale di cui all'art. 6-bis»*

Relazione illustrativa

La proposta si rende necessaria per dare concreta attuazione all'attuale formulazione degli articoli 5 e 6-bis del D.lgs 28/2011 relativi al procedimento autorizzativo da adottarsi per la realizzazione di impianti FER e loro successive modifiche.

Al riguardo, se è apprezzabile la volontà del legislatore di semplificare l'iter autorizzativo per modifiche non sostanziali ad impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, va tenuto in considerazione che, in ragione della continua evoluzione tecnologica in materia, attraverso tali modifiche si possono oggi sostituire vecchi pannelli fotovoltaici o aereogeneratori con altri nuovi aventi il medesimo ingombro ma molto più performanti in termini di energia prodotta.

La proposta normativa è volta a far sì che l'iter autorizzativo semplificato per le modifiche di lieve entità agli impianti FER si applichi anche alle eventuali nuove opere di connessione che, senza alcun incremento delle aree già occupate, si dovessero rendere necessarie in conseguenza dell'aumento dell'energia prodotta dagli impianti come modificati (es. aggiunta di nuovi macchinari o stalli all'interno della stazione elettrica già presente).

EMENDAMENTO

1. All'articolo 48 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. al comma 1, eliminare la parola *“aggiorna”*
 - b. al comma 7, dopo le parole *“nonché le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessari”* aggiungere le parole *“e fornisce a Terna S.p.A i consumi annuali di energia elettrica relativi all'anno precedente per ciascuna tipologia di cliente/tipologia di mercato, codice ATECO e provincia”*.

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

- a. La modifica proposta al comma 1 è finalizzata a chiarire i ruoli e responsabilità dei diversi attori istituzionali coinvolti nell'aggiornamento della produzione statistica in materia di energia nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale.
- b. La modifica proposta al comma 2 appare fondamentale per assicurare il corretto svolgimento delle attività svolte da Terna per quanto riguarda la predisposizione del Bilancio Elettrico Nazionale, all'interno del quale Terna stessa deve garantire la coerenza dei flussi di generazione e consumo ai fini della corretta definizione delle Perdite di Rete.

B. Proposte emendative allo schema di D.Lgs di recepimento della Direttiva 2019/944

CLIENTI ATTIVI E COMUNITÀ ENERGETICHE

EMENDAMENTO

1. All' Art. 3 - comma 3 eliminare le parole *“alla distribuzione,”*
2. All'Art. 14 –6 lett. c) eliminare le parole *“della distribuzione,”*
3. All'Art. 14 comma 7:
 - al primo periodo eliminare la frase *“, anche o in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della medesima rete ovvero”* ed inserire infine la frase *“solamente in casi specifici e per motivazioni tecniche”;*
 - al secondo periodo sostituire la parola *“gestione”* con *“nuova realizzazione”;*
 - all'ultimo periodo eliminare le parole *“di locazione ovvero”;*
4. All'Art. 14 comma 10 lett. c) dopo la parola *“sottesa”* inserire le seguenti *“a un'area geografica convenzionale riferita”*

Relazione illustrativa

Nell'ambito del recepimento della direttiva UE 944/2019 risulta importante affrontare alcuni elementi in un'ottica di efficacia dei processi che riguardano principalmente:

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

Occorre rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete per le comunità energetiche per evitare inefficienti duplicazioni della rete, continuando a regolare tali configurazioni attraverso modalità di condivisione virtuale dell'energia - supportate da misure di tipo esplicito, controllabili e trasparenti – che risulta essere l'opzione più flessibile che assicura anche il mantenimento dei diritti dei clienti compresi al loro interno (es qualità della fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione). Solo se l'utilizzo della rete pubblica esistente (o un suo potenziamento) non risultasse possibile o tecnicamente poco efficiente, ad esempio alla luce dello specifico contesto produttivo/di consumo, potrebbe essere prevista l'opportunità di poter realizzare nuove infrastrutture di rete, solo ed esclusivamente a fronte di una opportuna analisi costi-benefici.

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

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

Per le motivazioni sopra espresse, si suggerisce di proporre nel parere di valutare l'opportunità di prevedere la possibilità di creare sub-concessioni solamente in casi specifici e per motivazioni tecniche, su autorizzazione del Ministero.

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

EMENDAMENTO

5. All'articolo 3 comma 2 eliminare le seguenti parole "ubicati in un edificio o in condominio che agiscono collettivamente".

Relazione illustrativa

La direttiva 2019/944 non limita l'ubicazione geografica di un gruppo di clienti finali all'interno di un edificio o in condominio.

La definizione europea di cliente attivo, infatti è: "un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale"

Questo presuppone che i locali del cliente attivo possano essere ubicati anche in edifici diversi.

EMENDAMENTO

6. All'articolo 3, comma 3, lett. b) dopo le parole "autorità locali" aggiungere le parole "piccole imprese".

Relazione illustrativa

Nella direttiva europea la definizione di comunità energetica dei cittadini ammette la partecipazione delle piccole imprese; nel testo dello schema di decreto legislativo tali soggetti sono esclusi, restringendo il perimetro dei partecipanti.

EMENDAMENTO

7. All'articolo 14, comma 10 dopo la lett. e) aggiungere la seguente lett. f):
"lett. f): assicura ai clienti attivi ed alle comunità energetiche dei cittadini la partecipazione ai servizi di sistema col minimo onere amministrativo ed al minor costo, rimuovendo le barriere alla partecipazione ai servizi di sistema ed includendo procedure di prequalificazione standardizzate."

Relazione illustrativa

In conformità a quanto disposto dall'art. 14 comma 1, comma 2 e comma 3 si ritiene opportuno che tra i diversi obiettivi che deve perseguire ARERA, elencati al comma 10 dell'art. 14, vi sia quanto contenuto nella proposta di modifica, ovvero rimuovere le barriere che ostacolano la partecipazione ai servizi di flessibilità, semplificarne la qualificazione e non gravare i clienti con oneri discriminatori e sproporzionati.

EMENDAMENTO

Modificare l'articolo 9 come segue:

- *eliminare il comma 5;*
- *al comma 6 sostituire le parole "online o un'altra interfaccia" con "interfaccia idonea"*

Relazione illustrativa

Il contatore è un asset del DSO che ha un piano di installazione approvato da ARERA con tempistiche individuate. Il contatore intelligente installato senza che il DSO abbia completato l'infrastruttura tecnologica a monte (telegestione) non è in grado di svolgere le funzionalità "intelligenti". Il contatore intelligente non può essere "adattato" se non già previsto nel piano di installazione massivo.

Con particolare riferimento a quanto previsto nel comma 5, i piani di installazione massiva dei contatori intelligenti di seconda generazione, approvati dall'ARERA prevedono una pianificazione delle installazioni nei territori ottimizzata per garantire l'efficienza e l'economicità. L'installazione del solo contatore intelligente in un'area in cui non è ancora stata avviata l'installazione massiva, e quindi in cui non è stata ancora predisposta la necessaria infrastruttura di telecomunicazione per la trasmissione dei dati e la telegestione, non consente di utilizzare il contatore con tutte le funzionalità previste per i contatori intelligenti di seconda generazione.

Ciò premesso, si suggerisce di eliminare l'intero comma 5 che fa di fatto riferimento a richieste "individuali" dei clienti non inserite nell'ambito più ampio e strutturato dei piani di installazione dei contatori predisposti dai distributori e approvati dall'Autorità.

Con riferimento al comma 6, si precisa che i contatori elettromeccanici di per sé non sono collegabili a un'interfaccia online, ma possono essere collegati a dispositivi quali ad esempio pinze amperometriche che consentono successivamente, tramite altre apparecchiature del cliente, una visualizzazione online dei dati. Si suggerisce pertanto di far riferimento semplicemente ad una "interfaccia idonea" per la visualizzazione online dei dati.

EMENDAMENTO

All'articolo 11 sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) Al comma 1 eliminare la lettera f)
- b) aggiungere il seguente comma 1bis: *“l'identificazione dei clienti vulnerabili è effettuata dall'Acquirente Unico senza ulteriori oneri in capo ai fornitori, facendo ricorso ai criteri e agli indicatori già in uso e consolidati nel sistema nazionale”*

Relazione illustrativa

L'articolo 11 dispone i criteri di identificazione dei clienti vulnerabili e i relativi strumenti di tutela. Con riferimento alla parte retail, si sottolinea che tutte le proposte di intervento vedono come necessario presupposto l'effettiva fine dell'attuale regime di maggior tutela. L'intervento non può che essere contestuale al processo di superamento della tutela tariffaria per i settori gas e luce. Per quanto riguarda la definizione di un quadro complessivo relativo ai “clienti vulnerabili”, al fine di garantirne il miglior funzionamento, si ritiene necessario precisare nella norma che:

- l'identificazione dei clienti vulnerabili deve essere posta esclusivamente in capo al SII senza prevedere alcun onere in capo ai soggetti venditori
- i criteri di natura economica per l'identificazione degli stessi devono essere basati su indicatori semplici e già utilizzati nel sistema nazionale (es. soglie ISEE/ accesso al bonus) senza introdurre criteri ulteriori, di complessa implementazione. Si suggerisce inoltre di rivalutare l'utilizzo del criterio anagrafico (75 anni); a nostro avviso, infatti, emergerebbe comunque la necessità di collegare il requisito di età ad un determinato livello reddituale (non equo e si presta a comportamenti opportunistici nell'intestazione dei contratti).

EMENDAMENTO

1. All'Art. 12 comma 6 sostituire le parole *“definisce le regole tecniche, anche in tema di carichi aggregati e le regole di dettaglio”* con le parole *“definisce i criteri”*.

Relazione illustrativa

Si suggerisce di parlare di criteri generali o linee guida.

EMENDAMENTO

1. *All'Art. 15 comma 7 inserire infine il seguente periodo "Entro i medesimi termini l'ARERA provvede a definire il quadro regolatorio delle linee dirette, ivi inclusa la disciplina di oneri ed imposte."*

Relazione illustrativa

L'Art.15 consente la realizzazione di reti private dirette senza limiti territoriali o motivazioni di efficienza generale. Si ritiene opportuno valutare la possibilità di rivedere le disposizioni inserite, prevedendo una specifica regolazione da parte di ARERA (nell'ambito del comma 7) e opportune verifiche preliminari di fattibilità ed efficienza economica della soluzione adottata (per evitare inefficienti duplicazioni delle reti).

Si evidenzia, inoltre, che coloro che investono su una linea diretta hanno necessità di conoscere ex ante il trattamento a cui sarà sottoposta l'energia elettrica che transita sulla linea diretta. In assenza di tale chiarimento è impossibile fare una valutazione dell'investimento.

EMENDAMENTO

1. All'Art. 18 sono apportate le seguenti modificazioni:
 - a. al comma 3 lett. d) inserire infine il seguente periodo *“Le tempistiche di realizzazione della capacità e successiva decorrenza dell’obbligo di messa a disposizione della medesima dovranno tenere conto dei tempi necessari per l’ottenimento delle autorizzazioni e per lo sviluppo dei progetti”*
 - b. al comma 4 dopo le parole *“comma 1,”* inserire le seguenti *“risultino soddisfatti tutti i criteri definiti da ARERA ai fini della realizzazione diretta dei sistemi di accumulo da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui al successivo comma 6,”*
 - c. al comma 6, primo periodo, dopo la parola *“ARERA”* inserire le seguenti *“Inoltre, entro lo stesso termine Arera”,* inserire infine il seguente periodo *“In ogni caso le tempistiche di avvio del sistema devono tenere conto dei tempi necessari agli operatori, a valle della definizione dei fabbisogni di accumulo da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, per lo svolgimento di tutte le attività necessarie all’avvio dell’iter autorizzativo e/o al conseguimento dei permessi”*
 - d. Al comma 1 sostituire le parole *“articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione”* con le parole *“articolato per le zone e/o nodi rilevanti della rete di trasmissione in presenza di esigenze particolari del sistema elettrico”*
 - e. Al comma 3 dopo le parole *“approvvigionamento a lungo termine”* aggiungere le parole *“con cronoprogramma quinquennale”*
 - f. Al comma 3 lettera a) dopo le parole *“contingenti di capacità”* aggiungere le parole *“e prezzi di base d’asta”*.
 - g. Al comma 3, dopo la lett. e) aggiungere la lettera *“lett. e-bis) l’approvvigionamento garantisca il multi-uso dello stoccaggio nei mercati dell’energia e nei mercati di dispacciamento in modo da aumentare l’efficienza e ridurre i costi”*.
 - h. All’articolo 18, comma 7, lett. d) dopo le parole *“piattaforma organizzata”* aggiungere le parole *“che massimizzi l’utilizzo della capacità riservata nei mercati dell’energia e del dispacciamento”*.

Relazione illustrativa

1. Relativamente allo svolgimento delle aste di cui al comma 3 , si ritiene che queste debbano essere avviate in un tempo congruo (e comunque non prima di 12-18 mesi) a valle della definizione, da parte del Gestore della RTN, dei fabbisogni di accumulo al fine di permettere agli operatori lo svolgimento di tutte le attività necessarie per la presentazione dei progetti nelle future aste (i.e. identificazione e acquisizione dei siti, predisposizione della documentazione autorizzativa, presentazione della domanda di autorizzazione, etc).Ad oggi uno delle principali criticità che frenano lo sviluppo di capacità di stoccaggio è il combinato disposto tra i costi della tecnologia e le difficoltà nel partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento. ARERA nel 2017 ha istituito i progetti pilota con cui Terna sperimenta le potenzialità anche dei sistemi di stoccaggio nel fornire servizi ancillari. Ad oggi ciò non è

sufficiente a permettere una partecipazione diffusa di queste tecnologie al mercato dei servizi di dispacciamento. I progetti pilota che hanno coinvolto i sistemi di stoccaggio sono stati pochi e di portata limitata (UVAM, FAST RESERVE ed UPI). A ciò si aggiunge l'incertezza regolatoria determinata dalla riforma del dispacciamento elettrico prospettata da ARERA nel documento di consultazione n. 322 del 2019, il cosiddetto TIDE, e non ancora attuata, se non in qualche parte. Si ipotizza che il TIDE possa veder luce nel 2023 e probabilmente non in piena attuazione, bensì parziale. Ciò induce a valutare plausibile la partecipazione massiccia a queste aste da parte degli operatori del mercato libero nel momento in cui il quadro regolatorio sarà ben definito. L'auspicio è che ARERA attui la riforma del dispacciamento elettrico in tempo utile.

2. Definire il fabbisogno di capacità di stoccaggio all'interno di una zona rilevante della rete di trasmissione potrebbe non essere sufficiente per le esigenze del sistema elettrico. Pertanto, affinché lo stoccaggio dia il massimo contributo al sistema elettrico, si può ottimizzarne l'uso individuando quei nodi di rete che hanno particolari caratteristiche che ne richiedono un'individuazione geografica puntuale, cioè nodale.
3. Alla stregua dei piani quinquennali che saranno definiti dai decreti attuativi previsti dallo schema di decreto legislativo di recepimento della direttiva europea sulle fonti rinnovabili per le diverse tipologie di impianti FER, occorre pianificare un programma quinquennale anche per la capacità di stoccaggio, in modo che vi sia coordinamento tra sviluppo degli impianti a fonte rinnovabile e sviluppo degli impianti a stoccaggio.
4. Oltre alla sequenza delle diverse procedure d'asta e dei contingenti di potenza, analogamente per quanto avviene per le FER, si chiede di indicare il prezzo di partenza della base d'asta.
5. Un meccanismo di capacità di stoccaggio è un meccanismo idoneo nell'attuale contesto nazionale in cui la partecipazione dello stoccaggio ai servizi di dispacciamento è ridotta ad alcuni progetti pilota (rif. Delibera 300/2017 di ARERA) ed i potenziali ricavi da mercato elettrico risultano insufficienti per promuovere lo stoccaggio. Per multi-uso si intende la partecipazione (simultanea) dello stoccaggio a tutti i mercati dell'energia e dei servizi ancillari. L'esclusione dello storage dalla partecipazione ad altri mercati (come ad es. la Fast Reserve) e al contempo la partecipazione al mercato di capacità può indurre ad un utilizzo non ottimale dello stoccaggio.
6. Lo scopo della piattaforma organizzata non dev'essere solo quello di far incontrare domanda ed offerta, ma anche quello di massimizzare l'impiego della capacità di stoccaggio che è stato approvvigionato a termine dal TSO.

EMENDAMENTO

1. *All'articolo 3, comma 5 aggiungere in fine le seguenti parole "o altri servizi energetici non relativi alla frequenza così come definiti all'art 2 comma 1 lett. b)".*
2. *All'articolo 22, comma 2-quater aggiungere in fine le seguenti parole "ARERA, in conformità a quanto previsto dall'art. 3 comma 5, definisce la lista delle componenti di rete pienamente integrate. Per poter includere una componente nella lista, devono essere fornite sufficienti prove che la sua applicazione non può essere procurata da nessun servizio del mercato elettrico. ARERA aggiorna la lista annualmente".*
3. *All'articolo 23, comma 8 aggiungere dopo la lett. b) aggiungere la lett. c):*

"lett. c): ARERA, in conformità a quanto previsto dall'art. 3 comma 5, definisce la lista delle componenti di rete pienamente integrate. Per poter includere una componente nella lista, devono essere fornite sufficienti prove che la sua applicazione non può essere procurata da nessun servizio del mercato elettrico. ARERA aggiorna la lista annualmente".

Relazione illustrativa

Lo stoccaggio che non svolge servizi ancillari di frequenza va escluso dalle "componenti di rete pienamente integrate".

È importante che l'obiettivo delle "componenti di rete pienamente integrate" sia mantenuto il più ridotto possibile, in modo da evitare che soggetti regolati svolgano attività tipiche del mercato libero ed in modo tale da non distorcere lo sviluppo dei mercati di flessibilità.

Si suggerisce che ARERA definisca una lista inclusiva delle tecnologie delle "componenti di rete pienamente integrate" invece di indicare una lista esclusiva dei servizi, quali di congestione e di bilanciamento. L'inserimento di un asset nella lista richiede una prova rigorosa da parte dell'operatore di rete del motivo per cui tale asset non può essere acquistato come servizio di mercato. La lista andrebbe sottoposta a revisione periodica.

In ogni caso, anche lo stoccaggio che non svolge servizi ancillari di frequenza va escluso dalle "componenti di rete pienamente integrate".

EMENDAMENTO

1. All'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo le parole "nel corso dello svolgimento della sua attività" sono inserite le seguenti parole: *"e impedisce che le informazioni concernenti la propria attività commercialmente vantaggiose siano divulgate in modo discriminatorio. Le informazioni necessarie per una concorrenza effettiva e per l'efficiente funzionamento del mercato sono rese pubbliche, fermo restando l'obbligo di mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate. Entro 6 mesi Arera individua le informazioni sullo stato del sistema, anche in tempo reale, che il gestore del sistema di trasmissione rende-disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti, e le modalità con cui è garantita la piena trasparenza dei processi di selezione delle risorse sui mercati dei servizi. Entro i successivi 3 mesi il gestore della rete di trasmissione, a seguito di consultazione pubblica, invia all'ARERA, per approvazione, le modalità operative con cui le informazioni sono rese disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti. Le imprese collegate al gestore della rete di trasmissione nazionale non possono abusare delle informazioni riservate nelle proprie operazioni di compravendita di energia elettrica o servizi connessi"*.

Relazione illustrativa

Si ritiene opportuno prevedere un più ampio coinvolgimento di partecipanti al mercato e utenti nella condivisione di informazioni sullo stato del sistema, anche nel tempo reale, oltre che una maggior trasparenza nei processi di selezione delle risorse. Il funzionamento ottimale del mercato, quello dei servizi in particolare, perseguito assicurando adeguati livelli di concorrenza e la disponibilità del medesimo e ottimale set informativo a tutti i partecipanti rende possibile anche la minimizzazione dei costi per l'approvvigionamento di risorse da parte del TSO, e quindi i costi trasferiti ai clienti finali.

Si fa presente che la numerazione dei commi nello schema di decreto legislativo è errata. Dal comma 3 si passa al comma 7, per poi tornare al comma 5.

EMENDAMENTO

1. All'articolo 23, comma 3, dopo le parole *“in modo discriminatorio”* sono aggiunte le seguenti:
11. Entro 6 mesi Arera individua le informazioni sullo stato del sistema, anche in tempo reale, che i gestori del sistema di distribuzione rendono disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti, e le modalità con cui è garantita la piena trasparenza dei processi di selezione delle risorse sui mercati dei servizi. Entro i successivi 3 mesi i gestori delle reti di distribuzione, a seguito di consultazione pubblica, inviano all'ARERA, per approvazione, le modalità operative con cui le informazioni sono rese disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti.”
2. All'articolo 23, sostituire il comma 5 con il seguente testo:
“5. Il Gestore del sistema di distribuzione, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, elabora e presenta al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale. Il piano consultato pubblicamente dovrebbe includere dati relativi alla congestione di rete prevista in modo che i fornitori di flessibilità possono offrire flessibilità conveniente e alternative non-wire basate su questi dati. ARERA stabilisce le procedure operative entro 9 mesi. Il piano è preparato in coordinazione con il gestore del sistema di trasmissione e in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ed identifica il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti tramite gestione della domanda, impianti di stoccaggio e unità di generazione connesse alla rete di distribuzione. Il piano finale dovrebbe provvedere ad una comparazione di costi delle misure convenzionali di investimento nella rete e l'utilizzo di flessibilità e delle alternative non-wire fornite attraverso la consultazione di mercato. Gli investimenti pianificati sono anche indicati, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per connettere la nuova capacità di generazione e i nuovi carichi, includendo stazioni di ricarica per veicoli elettrici. ARERA può chiedere al distributore variazioni sul piano.”

Relazione illustrativa

l'Art. 23, analogamente all'articolo 22, prevede che TSO e Distributori scambino informazioni necessarie e si coordinino per assicurare l'uso ottimale delle risorse, la sicurezza del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica. L'acquisizione di nuove e rilevanti informazioni sistemiche e lo sviluppo di sistemi di bilanciamento locale, anche ricorrendo alla selezione di risorse a tal fine deputate, è una attività nuova per i distributori che, nel rispetto della regolazione già vigente, deve continuare a garantire la piena indipendenza nei suoi processi decisionali, oltre che la massima segretezza delle informazioni sensibili, evitando ogni possibile favoritismo nei confronti di imprese collegate.

Al contempo è necessaria la massima diffusione di informazioni prive del vincolo di segretezza che possano informare i partecipanti al mercato dello stato del sistema, con la maggiore tempestività possibile anche prossima al tempo reale, in modo da orientare tanto gli investimenti quanto l'esercizio di risorse in grado di garantire un efficace ed efficiente approvvigionamento/fornitura di servizi.

Da ultimo è opportuno, considerata la necessità di forti investimenti sulle reti di distribuzione per garantire un efficace processo di transizione ecologica, assoggettare i distributori all'obbligo di utilizzare tutta o gran parte della propria redditività in investimenti di sviluppo delle reti finalizzati a supportare questo processo.

I piani di sviluppo della rete sono uno strumento importante per portare a scelte di investimento a basso costo nel futuro. Per farlo in modo efficace, è necessario rendere comparabili il valore ed i costi dell'estensione e del rafforzamento della rete convenzionali all'uso della flessibilità e delle alternative non-wire.

Per fare ciò, il piano e il processo di consultazione pubblica devono includere dati sufficienti al mercato per offrire i propri servizi, idee, capacità e soluzioni non-wire.

I dati per la consultazione devono includere il costo degli sforzi di estensione della rete individuale (non semplicemente costi aggregati!)

Il piano finale di sviluppo dovrebbe includere i costi di uno scenario base senza flessibilità e il costo dello scenario con flessibilità.