

# ***Atti del Governo nn. 292 *Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili* e 294 *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica****

**Audizione Commissioni riunite 10<sup>a</sup>-13<sup>a</sup> Senato**

**Agostino Re Rebaudengo**

Presidente Elettività Futura

16 settembre 2021

**Elettività Futura**

***#GreenDealOra***



## Siamo la principale associazione delle imprese che operano nel settore elettrico italiano.

Oltre 500 imprese di ogni dimensione attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore, fanno parte di Elettricità Futura.

**70 %**

del mercato

**75.000 MW**

potenza elettrica installata

**40.000**

addetti

**1.150.000 km**

linee di distribuzione

## Perché dobbiamo realizzare la transizione energetica?

### Perché...

**Nel 2034 (o prima?) rischiamo di superare la soglia del 1,5°C!**

**In Italia la temperatura media è aumentata di +2,4°C (vs 1880) a fronte di una crescita della temperatura media globale di +1,18°C.**

**Il nostro è il secondo Paese europeo per danni economici collegati al cambiamento climatico.**

**Esiste una correlazione diretta e lineare tra l'aumento della CO2 in atmosfera e l'aumento della temperatura globale.**

**Dal 2015, anno dell'Accordo di Parigi, abbiamo peggiorato la situazione! La concentrazione di CO2 in atmosfera è cresciuta da 404 ppm a 419 ppm, il record storico raggiunto a maggio 2021.**

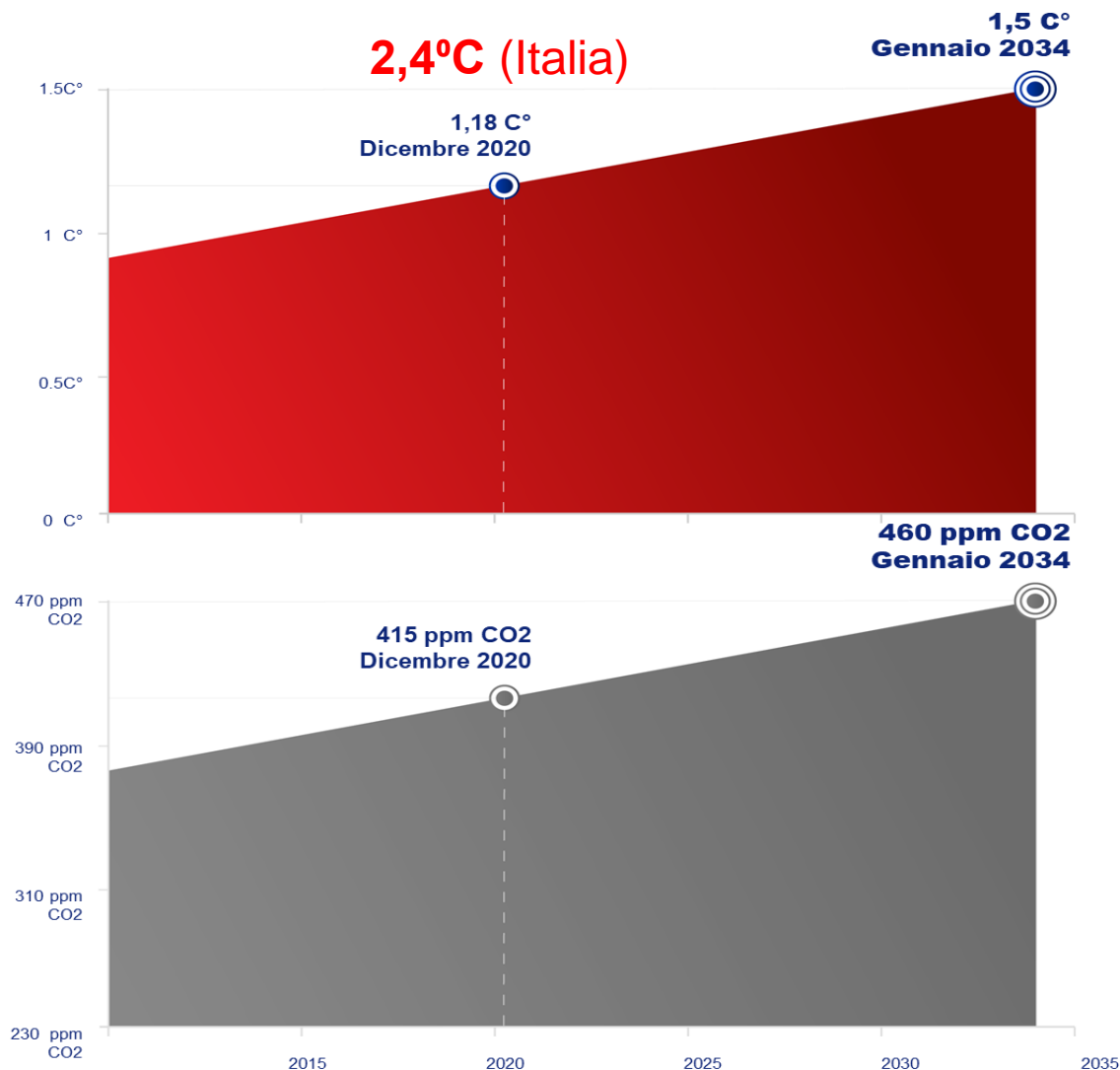
#### NOTE

Fonti: [CO2 in atmosfera: nuovo record, mai così tanta in 63 anni \(rinnovabili.it\)](#), [Global Monitoring Laboratory](#).

Copernicus: programma di osservazione della Terra dell'UE: <https://climate.copernicus.eu/how-close-are-we-reaching-global-warming-15degc>

Stima concentrazione di CO2 a gennaio 2034: si è ipotizzato un incremento lineare rispetto al dato storico degli ultimi 10 anni nel caso in cui si mantenga il trend attuale.

Fonte: EEA, Economic losses from climate-related extremes in Europe <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/direct-losses-from-weather-disasters-4/assessment>



Target di riduzione delle emissioni per l'Italia al 2030

L'Unione europea ha fissato il target di riduzione delle emissioni di CO2 ad almeno il 55% al 2030 rispetto al 1990.

In Italia, per il settore elettrico, rispettare il target significa incrementare la quota di energia rinnovabile dal 38% di oggi ad oltre il 70% al 2030.

Riduzione gas effetto serra	2020 Preconsuntivo	2030 Target
<b>Settore elettrico</b> rispetto ai 125 Mt del 1990	<b>-24%</b> -30 Mt	<b>-64%</b> -80 Mt
<b>Trasporto e termico</b> rispetto ai 295 Mt del 1990	<b>-20%</b> -60 Mt	<b>-51%</b> -150 Mt
<b>Altri settori</b> rispetto ai 105 Mt del 1990	<b>-19%</b> -20 Mt	<b>-57%</b> -60 Mt
<b>EMISSIONI TOTALI</b> rispetto alle 525 Mt del 1990	<b>-21%</b> -110 Mt	<b>-55%</b> -290 Mt

**NOTE**

I dati di preconsuntivo 2020 sono elaborazione Eletticità Futura su dati Commissione europea e si intendono al netto degli effetti COVID-19.

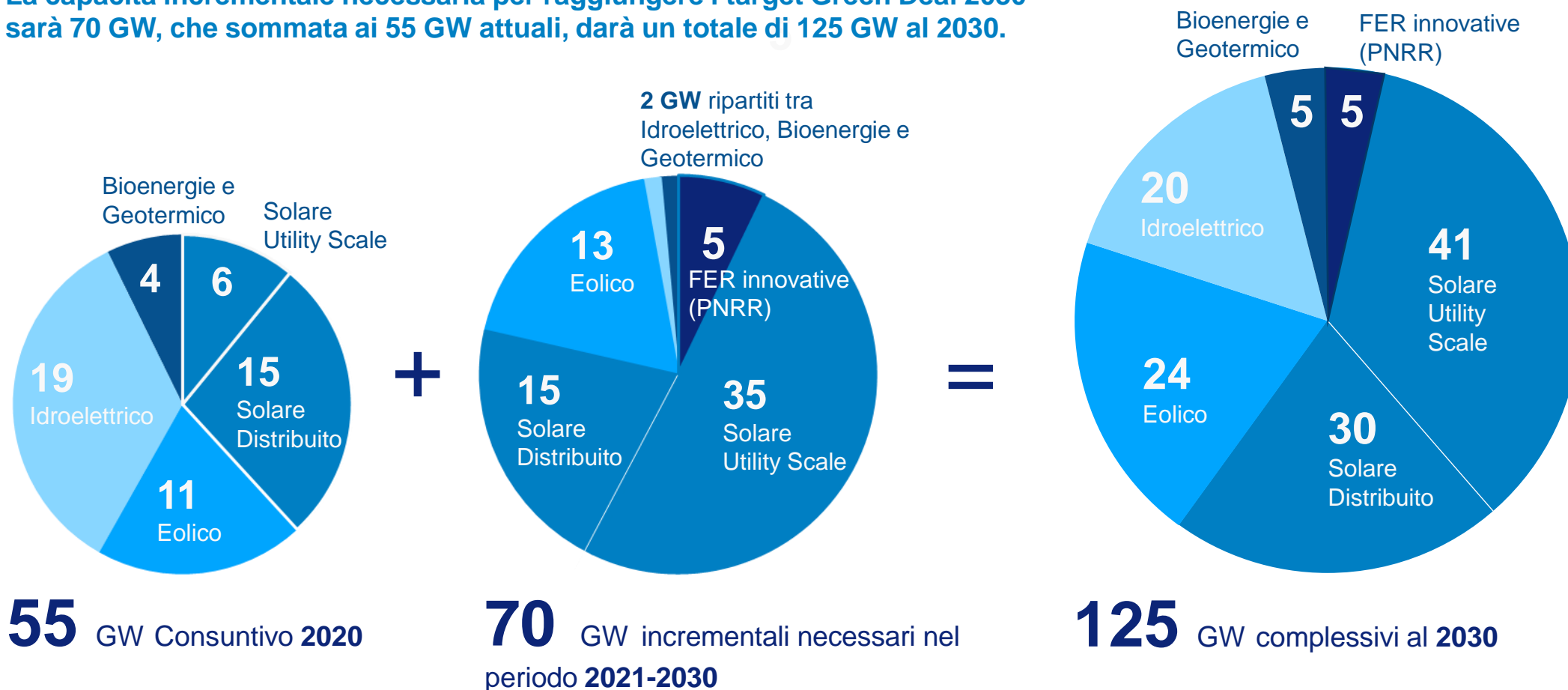
I target 2030 per le rinnovabili sono stime Eletticità Futura su dati PNIEC 2019, ISPRA e Commissione europea.

180 Mt di riduzione gas effetto serra rispetto al 2020: di queste, 50 Mt saranno realizzate con la decarbonizzazione del settore elettrico, 90 Mt dovranno essere realizzate dal settore trasporto e termico e **40 Mt** dagli **altri settori (es. agricoltura e processi chimici)**. Le emissioni per usi energetici rappresentano attualmente circa l'80% del totale e si ipotizza di mantenere tale % anche nel 2030.

# Evoluzione per fonte della Capacità Rinnovabile per raggiungere i target Green Deal 2030

[espressa in GW]

La capacità incrementale necessaria per raggiungere i target Green Deal 2030 sarà 70 GW, che sommata ai 55 GW attuali, darà un totale di 125 GW al 2030.



**NOTE**

**Consuntivo 2020:** Elaborazioni EF basate su dati Terna. I dati consuntivi Terna indicano una capacità rinnovabile complessiva pari a 56,6 GW a fine 2020 (con un aumento del 2% rispetto al 2019). Questi valori sono stati poi arrotondati a 55 GW nel grafico a torta. **Green Deal 2030:** stime preliminari EF basate su dati Terna, RSE, PNIEC 2019 e della Commissione europea. I 70 GW incrementali includono sia nuova capacità che l'incremento di potenza dovuta al repowering degli impianti esistenti.

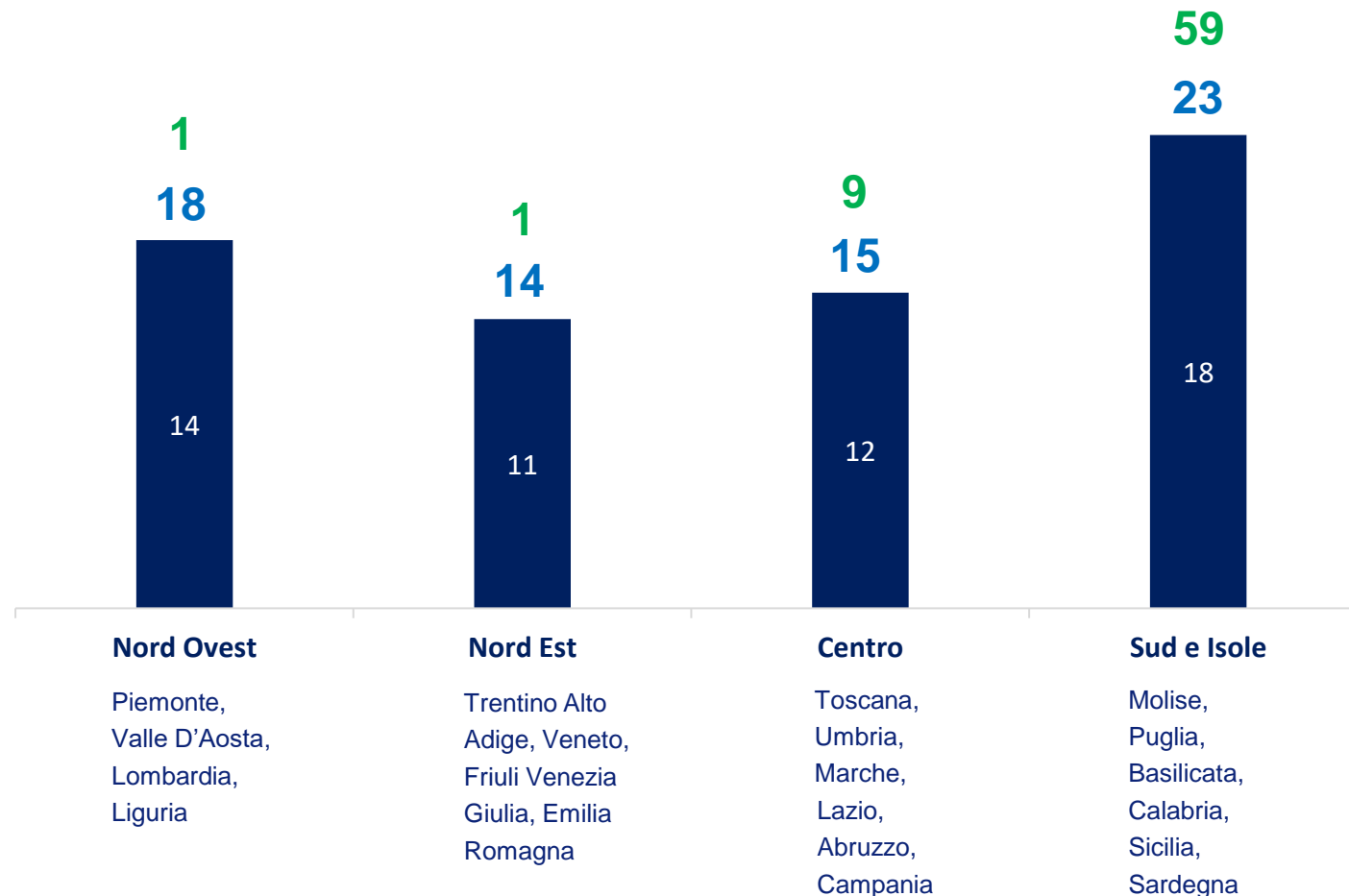
Nota: nei grafici a torta, il solare Utility Scale comprende gli impianti con potenza uguale o superiore a 1 MW.

## Burden sharing: importante sarà governare lo sviluppo dei 70 GW di nuova capacità FER da realizzare

In verde lo sviluppo prevedibile in base alle attuali richieste di connessione ricevute da Terna.

In azzurro i 70 GW di nuova capacità FER ripartiti in proporzione all'installato attuale.

Gli istogrammi blu rappresentano l'attuale installato FER pari a **55 GW**.



**NOTE:**

Elaborazione Elettricità Futura su dai RSE, Terna e Commissione europea. I dati consuntivi Terna indicano una capacità rinnovabile complessiva pari a 56,6 GW a fine 2020 (con un aumento del 2% rispetto al 2019). Questi valori sono stati poi arrotondati a 55 GW.

Le richieste di connessione alla rete in Alta Tensione Terna aggiornate a fine 2020 sono state 95 GW di cui oltre l'80% nella zona Sud e Isole dell'Italia.

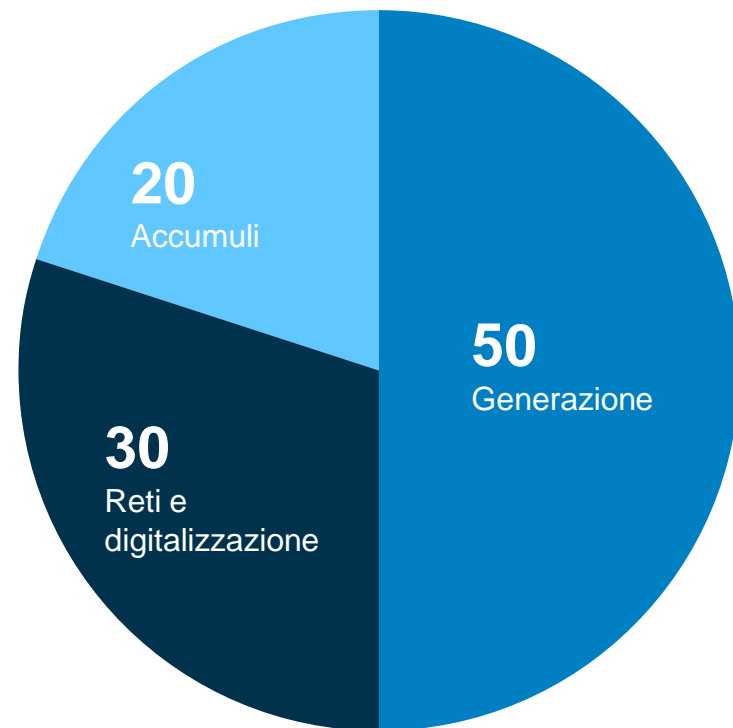
**Il Green Deal se implementato mobilerà al  
2030 nel solo settore elettrico italiano:**

**50** Mt/CO<sub>2</sub>  
Emissioni evitate

**90.000**  
Nuovi occupati

**100** Mld/€  
Investimenti

## I benefici del Green Deal Gli investimenti nel settore elettrico



**2021-2030** investimenti [%]

**NOTE**

Elaborazione Eletticità Futura su dati PNIEC 2019 e Commissione europea.

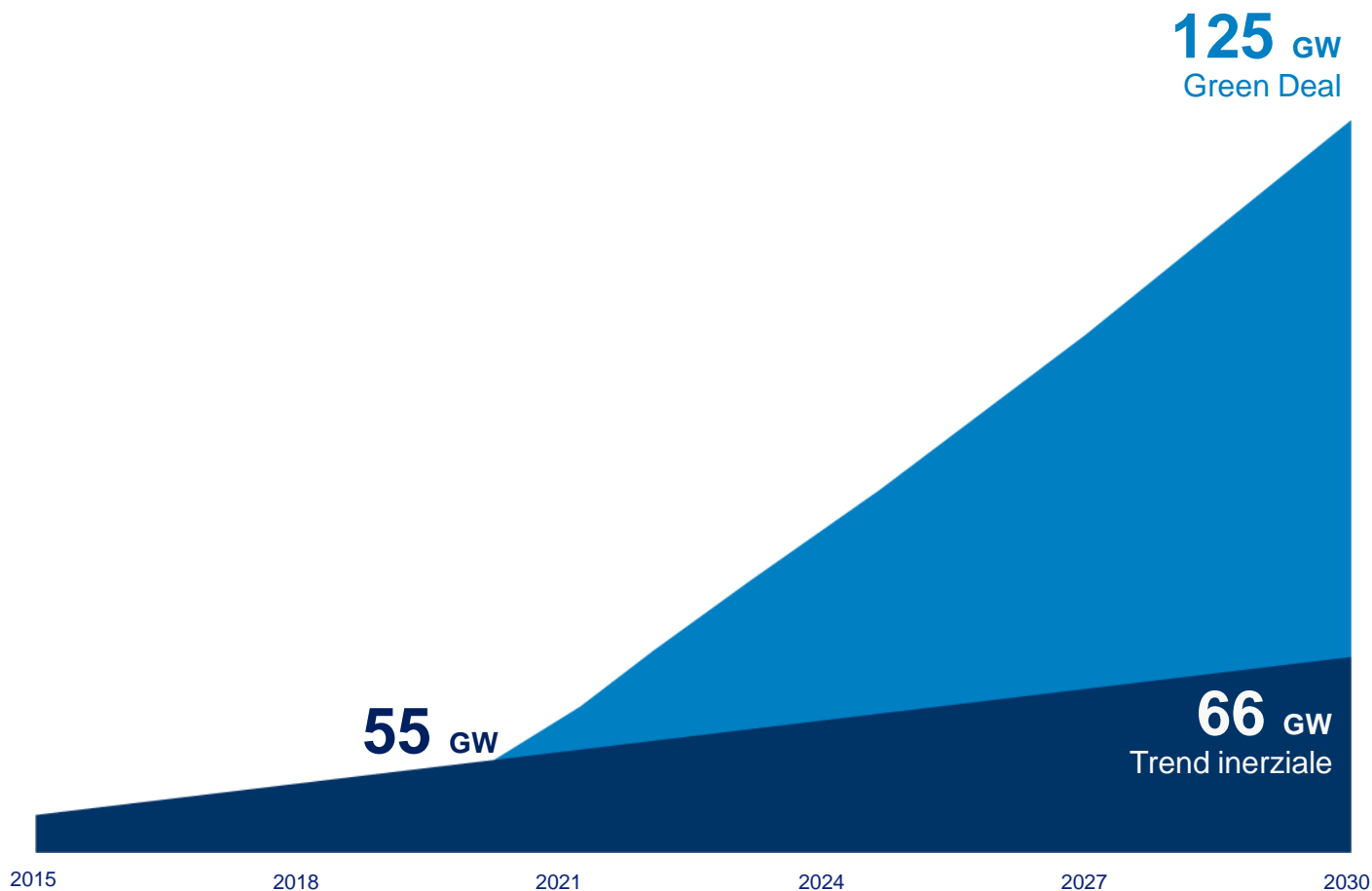
**Con l'attuale trend (2019-2021)**  
gli obiettivi al 2030 saranno raggiunti nel 2090

**+ 7 GW/anno**

sono gli impianti rinnovabili da realizzare per raggiungere il target Green Deal 2030.

**+ 1 GW/2020**

è la capacità rinnovabile del 2020 di cui 0,8 GW fotovoltaico e 0,2 GW eolico.



**NOTE**

Elaborazioni EF su dati Piano Nazionale Integrato Energia e Clima italiano – dicembre 2019, Terna e Commissione Europea. Nel 2015 i GW erano 51. Potenza 2030 secondo il trend inerziale di 66 GW: stimati con un incremento medio annuo di capacità rinnovabile di 1 GW coerente con il trend 2019-2021.



## I freni alla transizione ecologica: coltiviamo la transizione e non la disinformazione

Tra i fattori che alimentano le opposizioni agli impianti c'è anche una percezione errata delle rinnovabili data da disinformazione.

Di recente una «notizia» ha collegato gli incendi avvenuti in Sicilia al fotovoltaico. Falso! Per legge i terreni percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno 15 anni.

Esiste anche il falso quanto famigerato mito che il fotovoltaico sottragga terreni all'agricoltura.

La realizzazione dei 35 GW di impianti FV previsti a terra coinvolgerà una superficie pari a 50.000 ettari (ha)\*, di cui solo una parte sarà su superficie agricola; comunque, anche se tutti i 35 GW fossero realizzati su superficie agricola (caso non dato), si utilizzerebbe appena lo 0,3% della superficie agricola totale *oppure* l'1,4% della superficie agricola già oggi abbandonata.

Nello studio di Elettricità Futura e Confagricoltura, emerge che un importante aiuto per lo sviluppo delle imprese agricole sarà dato dalla possibilità di introdurre l'**agrovoltaico**, che non comporta la sottrazione di terreni per le coltivazioni.

### NOTE

\*Tale valore potrà variare in relazione a determinate condizioni di morfologia del territorio e di tecnologia impiegata. Per i campi fotovoltaici di tipo standard si può raggiungere attualmente 1,5 ha/MW (su cui si basa la stima dei 50.000 ha). Tuttavia, tale stima è da ritenersi conservativa: tenendo conto delle performance degli impianti FV di ultima generazione si stima 1 ha/MW (che implicherebbe una superficie totale di 35.000 ha, pari allo 0,2% della superficie agricola totale oppure lo 0,9% della superficie agricola già oggi abbandonata). Su aree produttive le soluzioni di agrovoltaico potranno richiedere un maggior interessamento di suolo, ma non comporterebbero sottrazione di terreno utilizzato per le colture.

Fonti: Linee guida per l'applicazione della legge 21 novembre 2000 n. 353; SNPA – Rapporto sul consumo suolo 2021;

Studio Elettricità Futura – Confagricoltura: [https://www.elettricitafutura.it/Pubblicazioni/Studi-e-Approfondimenti/Impianti-fotovoltaici-in-aree-rurali-sinergie-tra-produzione-agricola-ed-energetica\\_3623.html](https://www.elettricitafutura.it/Pubblicazioni/Studi-e-Approfondimenti/Impianti-fotovoltaici-in-aree-rurali-sinergie-tra-produzione-agricola-ed-energetica_3623.html)

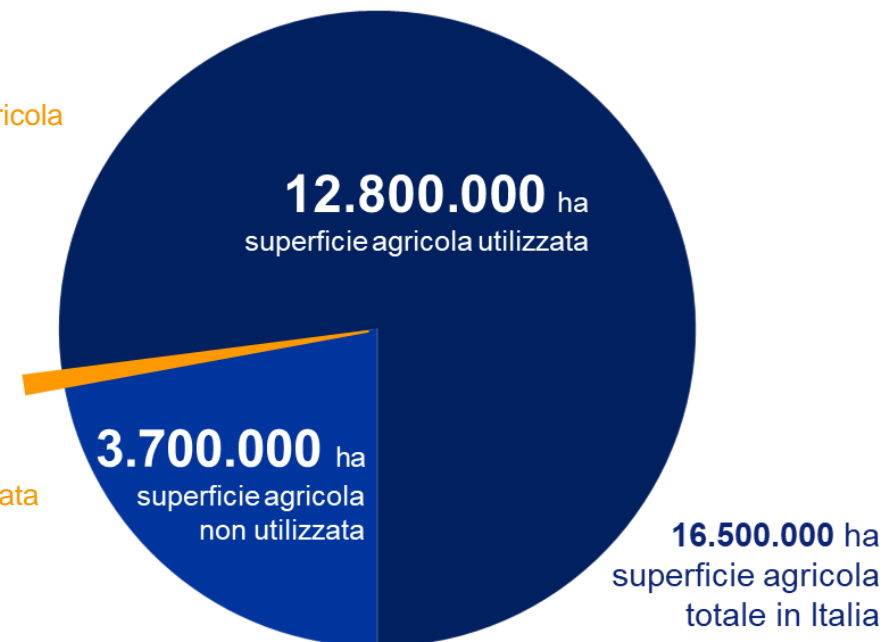
**0,3%**

della superficie agricola  
totale

oppure

**1,4%**

della superficie  
agricola non utilizzata



**La transizione ecologica è una straordinaria opportunità di ripresa dell'economia italiana. Per concretizzarla Eletticità Futura ritiene indispensabili:**

- Una **governance** che si ponga **in forte discontinuità** rispetto alle tempistiche del passato, in coerenza con l'imminente scadenza degli obiettivi di transizione energetica al 2030.
- Una **notevole riduzione dei tempi** per dare implementazione alle nuove misure previste dalla RED 2 e dal pacchetto Fit-for-55. L'attuale tempistica per la definizione dei provvedimenti di dettaglio e per la loro entrata in vigore non è infatti compatibile con la velocità con cui dovranno crescere le nuove installazioni rinnovabili per non fallire il target Green Deal 2030. Un rischio molto concreto ipotizzando che i Decreti entreranno in vigore verso fine anno e che quindi i primi positivi effetti della loro introduzione potrebbero materializzarsi tra 2 anni.
- L'**adeguamento dei Piani regionali** di sviluppo delle rinnovabili in coerenza con il target -55% di emissioni, che non è ancora iniziato in nessuna regione italiana non essendo stato definito il nuovo PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima), e il relativo Burden Sharing (cioè la ripartizione del target nazionale per singola regione).

**Alla luce dell'attuale situazione, riteniamo urgente (auspichiamo entro la fine del 2021) la definizione delle aree idonee e delle semplificazioni per gli impianti che insistono in queste aree, anche in termini di Burden Sharing.**

### Contenuti dei decreti e correttivi necessari

- ✓ I decreti **introducono molte delle misure necessarie** per rendere possibile il processo di transizione energetica.
- Sono però numerosi gli aspetti attuativi da **definire e chiarire**.
- ✗ Sono presenti diversi **aspetti di attenzione**, sui quali è opportuno **intervenire prima dell'adozione** dei decreti. Ad esempio:

#### **Aree idonee e Burden Sharing**

Necessario **ridurre drasticamente i tempi** per l'adozione della disciplina e **ampliare le fattispecie** da considerarsi idonee nelle more dell'individuazione di queste aree, dando **precisi impegni a ciascuna Regione**.

#### **Schemi di «sostegno»**

È importante chiarire che i meccanismi competitivi di vendita tramite asta, come avvengono negli ultimi anni, **non sono incentivi** ma acquisti di lungo termine di energia da parte del GSE a prezzi di mercato: del tutto assimilabili a PPA stipulati tra privati. Per questo motivo riteniamo che gli impianti FV nelle aree agricole debbano poter accedere alle aste.

#### **Comunità Energetiche**

Occorre **allargare il perimetro dei soggetti ammessi** includendo anche grandi aziende energetiche ed ESCO; preferire il ricorso a configurazioni **virtuali** per evitare duplicazioni della rete; estendere la partecipazione ad altre taglie e fonti, includendo **impianti >1MW e microcogeneratori** a gas.

#### **Sistemi di accumulo**

È fondamentale prevedere un **ruolo maggiore degli operatori economici** limitando l'intervento di Terna solo nel caso di impossibilità ad approvvigionare il servizio sul mercato.

### Osservazioni puntuali (dettagliate nelle slide successive)

- Schemi di sostegno (art. 6, 9, 13, 14 DLgs RED 2)
- Aree Idonee (art. 20, 22 DLgs RED 2)
- Biometano (art. 11, 24, 42, 43, 44 DLgs RED 2)
- Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 2, 8, 30, 31, 32, 33 DLgs RED 2, art. 3, 14 DLgs Mercato)
- Bioliquidi (artt. 6, 7, 8, art. 40, comma 1, lettera c) DLgs RED 2)
- Biomassa solida (art. 5, art. 42, comma 14 DLgs RED 2)
- Idrogeno (art. 37 DLgs RED 2)
- Energia elettrica da FER nel settore dei trasporti (art. 39 DLgs RED 2)
- Infrastrutture di ricarica (art. 45 DLgs RED 2)
- PPA (art. 28 DLgs RED 2)
- Misura dell'energia elettrica per l'attribuzione degli incentivi (art. 36 DLgs RED 2)
- Mercato retail - Vendita, contratti, bollette/fatturazione, confronto offerte, clienti vulnerabili, formazione prezzi (artt. 5-11 DLgs Mercato)
- Linee Dirette (art. 15, DLgs Mercato)
- Sistemi di Distribuzione Chiusi (art. 17, DLgs Mercato)
- Sviluppo capacità di accumulo (artt. 18-19, DLgs Mercato)
- Evoluzione del ruolo dei DSO (art. 22, DLgs Mercato)

### Schemi di sostegno (art. 6, 9, 13, 14 DLgs RED 2) - 1/2

- La proposta di DLgs rimanda per numerosi aspetti a successivi decreti attuativi MiTE. È auspicabile l'adozione di **processi di consultazione con i rappresentanti dei produttori di energia** durante le fasi di elaborazione di tali provvedimenti.
- È necessario identificare le **modalità più efficienti di allocazione delle risorse** e di raccordo tra i meccanismi di supporto introdotti e le risorse stanziare dal PNRR, chiarendone da subito i limiti di cumulabilità e rendendo prontamente disponibili le risorse per far partire i progetti.
- È necessario 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 FER esistente, superando la scarsa partecipazione ai recenti bandi FER.
- 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.

### Schemi di sostegno (art. 6, 9, 13, 14 DLgs RED 2) - 2/2

- Il decreto dovrebbe prevedere l'ammissione ai meccanismi di asta anche degli impianti **FV con moduli** collocati **a terra** da realizzare su aree non adibite da almeno tre anni all'esercizio delle attività indicate nell'articolo 2135 del codice civile (adibite ad attività agricole) a prescindere dalla categoria catastale e dalla destinazione urbanistica attribuita all'area, nonché degli impianti di potenza **fino ad 1 MW** realizzati da aziende agricole in connessione con l'attività agricola nel rispetto dei parametri di cui alla circolare 32E/2009 dell'AdE.
- È auspicabile l'introduzione di facilitazioni per supportare l'installazione di **sistemi di accumulo abbinati a impianti FER**.
- Dovrebbe essere previsto il **pieno superamento** delle attuali **penalizzazioni** presenti per i progetti che insistono su siti/impianti che non hanno aderito al cd. **spalma incentivi volontario**.
- Con riferimento alle risorse destinate all'**agrovoltaico**, occorrerebbe specificare meglio già all'interno del DLgs, le modalità operative da adottare per l'implementazione di sistemi di monitoraggio degli impatti sulle attività agricole (ex ante), al fine di evitare che l'accesso ai regimi di sostegno possa essere negato una volta realizzato l'investimento.

### Aree Idonee (art. 20, 22 DLgs RED 2) - 1/2

- 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**. Il concerto di 3 ministeri potrebbe portare ulteriori ritardi.
- Nelle more dell'adozione della disciplina e nella fase di implementazione è necessaria una **pronta applicazione** dei **principi** introdotti dal DLgs da parte delle amministrazioni **regionali**, per **superare i numerosi divieti e moratorie** allo sviluppo di impianti a cui tutt'oggi si assiste.
- È inoltre importante che vengano **allargate**, dove possibile, le **fattispecie di aree che nelle more dell'adozione dei decreti sono considerate idonee** (ad es. 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..).
- La **definizione** di Aree Idonee deve essere la più **ampia** possibile e garantire al **minimo il raggiungimento della capacità installata prevista** dal PNIEC, ma non solo, posti gli **attesi aggiornamenti in incremento** dei target PNIEC in relazione ai più ambiziosi obiettivi del pacchetto Fit-for-55.

### Aree Idonee (art. 20, 22 DLgs RED 2) - 2/2

- Sarebbe utile ricomprendere nella definizione delle aree idonee anche l'individuazione delle **superfici bagnate**, ovvero bacini artificiali, ove poter prevedere installazione di fotovoltaico flottante.
- È auspicabile **l'eliminazione del cd. 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.



### Biometano (art. 11, 24, 42, 43, 44 DLgs RED 2)

- È necessario prevedere un **supporto omogeneo per i diversi tipi di utilizzo** individuati (trasporti, immissione in rete, generazione elettrica), a vantaggio di una distribuzione equa ed efficiente delle risorse. Allargandone inoltre la destinazione d'uso si amplierebbe la richiesta, e il relativo incremento di produzione.
- La prevista estensione del regime incentivante del DM 2/3/2018 dovrebbe corrispondere a un contestuale **incremento del contingente incentivabile**.
- Occorre **allineare le matrici per la produzione di biometano avanzato** con DL 31 maggio 2021 n. 77, DL Semplificazioni 2021 e DL Crescita, includendo sottoprodotti di origine agricola, agroindustriale e alimentare, prodotti di origine biologica e SOA da attività industriale (All. VIII).
- È necessario un maggiore **allineamento con le norme regionali** sulle condizioni di non sostanzialità per la riconversione dei biogas, una revisione delle **casistiche d'intervento non sostanziale** del DLgs 3 marzo 2011, n.28 per la conversione di impianti di compostaggio in biometano ed una **riduzione di 1/3 delle tempistiche autorizzative**, come per gli impianti FER in aree idonee.
- È opportuno prevedere una casistica 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.

### Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 2, 8, 30, 31, 32, 33 DLgs RED 2, art. 3, 14 DLgs Mercato) - 1/3

- Occorre **rivalutare l'ipotesi di sub-concessioni di rete** per le comunità energetiche per evitare **inefficienti duplicazioni della rete**, caratterizzata da elevati standard di qualità del servizio, 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.
- **Rivedere il perimetro di applicazione** dell'art. 8 - dando mandato ad ARERA di definire la metodologia di identificazione di tale perimetro - ad esempio individuando ambiti «convenzionali» riferibili alla stessa CP ma associati ad un ambito geografico più facilmente identificabile (es. CAP) anche attraverso eventuali opportuni portali pubblicamente consultabili.

### Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 2, 8, 30, 31, 32, 33 DLgs RED 2, art. 3, 14 DLgs Mercato) - 2/3

- È opportuno specificare che il **limite di 1 MW** è relativo a ciascun impianto coinvolto all'interno delle configurazioni. Andrebbe valutata la possibilità di **umentare tale limite**, prevedendo la partecipazione anche a progetti di repowering di impianti già esistenti (estendendo la percentuale di potenza ammessa rispetto alla potenza complessiva dell'impianto, prevista dall'art. 31, DLgs RED 2).
- Andrebbero drasticamente **abbreviate le tempistiche** dei 180 gg previsti per l'aggiornamento dei meccanismi di incentivazione per gli impianti FER inseriti nelle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche.
- È necessario ampliare il **ruolo delle imprese del settore elettrico** in entrambe le configurazioni - di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (art. 31, DLgs RED 2). L'**inclusione delle grandi aziende** (che svolgono, come attività principale, produzione e vendita di energia elettrica), così come le **ESCO**, potrebbe agevolare la diffusione di queste nuove configurazioni attraverso non solo la capacità finanziaria di investimento, ma anche di competenze tipiche di chi opera nel settore energetico.

### Comunità energetiche e autoconsumo collettivo (art. 2, 8, 30, 31, 32, 33 DLgs RED 2, art. 3, 14 DLgs Mercato) - 3/3

- Sotto il profilo dei rapporti contrattuali (art. 32) andrebbe meglio valutata e disciplinata la possibilità da parte dei membri delle configurazioni di **recedere in qualsiasi momento** dalla comunità/autoconsumo collettivo. Tale possibilità, attualmente prevista dalla regolamentazione transitoria introdotta dal DL Milleproroghe, potrebbe infatti rischiare di **compromettere la stabilità della comunità** energetica, a prescindere dalla forma giuridica che essa assume, soprattutto per le configurazioni con ridotti iscritti che, di conseguenza, non verrebbero realizzate in quanto considerate troppo rischiose.
- È condivisibile la scelta di rendere **facoltativo lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa**, non facendola obbligatoriamente rientrare tra le voci oggetto di fornitura da parte dei venditori terzi, poiché introdurrebbe notevoli complicazioni di natura operativa sia nel mercato all'ingrosso che nel mercato al dettaglio a fronte di un vantaggio potenzialmente nullo per i membri della comunità.
- È necessario consentire la partecipazione alle comunità energetiche anche alle **unità di micro-cogenerazione** ad alto rendimento, secondo le stesse condizioni previste per gli impianti FER, in modo che questa tecnologia possa dispiegare il suo potenziale di efficientamento.

### Bioliquidi (artt. 6, 7, 8, art. 40, comma 1, lettera c) DLgs RED 2)

- Per tutelare gli impianti che hanno convenzioni GSE in essere ed evitare forti discrepanze con la Direttiva RED II, occorre rivedere le limitazioni, ad es. attraverso una clausola di salvaguardia per le convenzioni esistenti, all'incentivazione dei **prodotti energetici ottenuti da olio di palma e sottoprodotti**, in considerazione del fatto che la disciplina UE pertinente agli schemi volontari low ILUC è in corso di definizione, non è applicabile ai sottoprodotti indicati e comunque richiede tempi tecnici di adeguamento incompatibili con la scadenza del 2023.
- Per garantire una graduale transizione verso sistemi energetici CO2 *neutral*, da ora al 2030 occorre assicurare agli impianti esistenti a bioliquidi sostenibili ad **Elevato Valore Aggiunto** (cioè agli **impianti connessi ad aziende** alle quali forniscono energia o calore, e che sono alimentati da **sottoprodotti** ottenuti da Contratti Quadro o da Filiera Corta in economia circolare) condizioni economicamente sostenibili del regime produttivo, mediante l'attribuzione di prezzi minimi garantiti o integrazioni ai ricavi che, a causa dell'apprezzamento delle materie prime, potrebbero già dal 2022 non essere capienti per sostenere i costi di esercizio, anche prima della fine del regime incentivante.

### Biomassa solida (art. 5, art. 42, comma 14 DLgs RED 2)

- Le previsioni che riguardano direttamente o hanno un impatto sul futuro degli impianti a biomassa solida devono essere orientate a consentirne **l'efficiamento 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.
- Tra i requisiti di sostenibilità per gli impianti con una potenza termica nominale superiore a 100 MW che producono solo energia elettrica, quello dell'efficienza energetica netta almeno pari al 36% dovrebbe poter essere raggiunto anche attraverso **l'integrazione con altre tecnologie FER ad impatto zero di CO<sub>2</sub>**.

### Idrogeno (art. 37 DLgs RED 2)

- Sarebbe opportuno prevedere una **sezione del DLgs dedicata all'idrogeno**, dove, in armonia con il livello UE e con la Strategia Italiana per l'idrogeno, siano definiti una **classificazione dei gas verdi/clean/low carbon** ed i **sistemi di incentivazione**.
- Il limite di 10 MW per la **costruzione in edilizia libera** esclude diversi progetti pilota di taglia industriale. Dovrebbe essere innalzato a **20 MW**, includendo anche le infrastrutture connesse, in linea con quanto previsto alle lettere b) e c) dello stesso art. 37 comma 1.
- Occorre chiarire il quadro autorizzativo per la realizzazione degli elettrolizzatori. È necessario in particolare specificare che la realizzazione di elettrolizzatori di cui alla lettera a) è attività in **edilizia libera** sia in configurazione **stand-alone che quando connessi ad impianti di FER** esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione.
- Per elettrolizzatori connessi ad impianti di FER esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione non inquadrabili come attività ad edilizia libera dovrebbe essere prevista la procedura abilitativa semplificata (**PAS**), nei casi in cui la loro realizzazione non comporti l'occupazione di nuove aree.

### Energia elettrica da FER nel settore dei trasporti (art. 39 DLgs RED 2)

- È da rivedere l'attuale meccanismo di **conteggio dell'energia rinnovabile** fornita ai veicoli estendendo la possibilità di certificare energia da fonte rinnovabile consumata anche tramite la stipula di contratto PPA (in **forma virtuale**) e il contestuale annullamento delle garanzie d'origine (non solo mediante connessione diretta tra colonnina e impianto FER come attualmente previsto).

### Infrastrutture di ricarica (art. 45 DLgs RED 2)

- È necessario prevedere un successivo **decreto ministeriale** per la predisposizione di un **sistema di sostegno in conto esercizio** volto alla realizzazione di infrastrutture di ricarica pubbliche (ad integrazione e coordinato con misure previste nel PNRR) per promuovere l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti stradali.



### PPA (art. 28 DLgs RED 2)

- È auspicabile che gli indirizzi che il MITE dovrà fornire al GME sulla piattaforma PPA tengano in debita considerazione il processo di **consultazione pubblica** già avviato a febbraio 2020.

### Misura dell'energia elettrica per l'attribuzione degli incentivi (art. 36 DLgs RED 2)

- Sarebbe opportuno che il decreto prevedesse un mandato all'ARERA per la **definizione di un percorso di semplificazione e miglioramento del processo di trasmissione e acquisizione delle misure** per l'attribuzione di incentivi prevedendo di:
  - unificare le anagrafiche di GSE, TERNA e DSO
  - identificare univocamente il soggetto responsabile dell'aggiornamento delle anagrafiche
  - identificare nel gestore di rete l'unico soggetto responsabile dei dati di misura

### **Mercato retail - Vendita, contratti, bollette/fatturazione, confronto offerte, clienti vulnerabili, formazione prezzi (artt. 5-11 DLgs Mercato)**

- È fondamentale **pianificare adeguatamente gli interventi di adeguamento della regolazione** sulla fatturazione e la stipula dei contratti, sia dal punto di vista temporale e della portata degli interventi (preferibili azioni di più ampio respiro condensate in un unico momento, che tante consecutive una a seguito dell'altra), che della semplicità implementativa e gestionale.
- È necessario prevedere un'**applicazione graduale dei prezzi dinamici**, a partire dai grandi clienti e categorie specifiche (es. mobilità elettrica), con successiva estensione ai clienti di piccole dimensioni.
- 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.
- Non sembra corretto definire i **clienti vulnerabili** sulla base del criterio anagrafico dei 75 anni.

### Linee Dirette (art. 15, DLgs Mercato)

- Opportuno valutare la possibilità di rivedere le disposizioni inserite, prevedendo una **specificata regolazione da parte di ARERA** (nell'ambito dell'art. 15, comma 7) e opportune verifiche preliminari di fattibilità ed efficienza economica della soluzione adottata (per evitare inefficienti duplicazioni delle reti).

### Sistemi di Distribuzione Chiusi (art.17, DLgs Mercato)

- 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.

### Sviluppo capacità di accumulo (artt. 18-19, DLgs Mercato)

- La **realizzazione di accumuli da parte di Terna** deve essere consentita **solo in caso di reale fallimento di mercato**, valutato secondo criteri definiti da ARERA e sottoposti a consultazione. Occorre approvvigionare il maggior quantitativo possibile di capacità di accumulo tramite aste concorrenziali aperte agli operatori, anche su più sessioni, limitando l'intervento diretto del TSO.
- **Il fabbisogno di capacità di accumulo** individuato da Terna andrebbe coperto non solo con le aste concorrenziali, ma **anche tramite meccanismi di sostegno basati su obblighi di profilo** (es. responsabilizzazione obblighi di immissione in rete).
- È importante **assicurare tempistiche congrue per l'avvio e completamento degli iter autorizzativi** per la realizzazione degli impianti.
- È necessario confermare che nella «capacità nuova» rientrano anche **i nuovi impianti di pompaggio che insistono su opere idrauliche ed impianti idroelettrici esistenti**.

### Evoluzione del ruolo dei DSO (art. 22, DLgs Mercato)

- 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 positiva.**
- 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. Nei casi di fallimento di mercato, è **più opportuna l'assegnazione dei PdR tramite asta a soggetti di mercato**, considerando l'applicazione di un'adeguata componente incentivante.