

Audizione Elettricità Futura
Commissione 14^a Politiche dell'Unione europea
Senato della Repubblica

Legge di Delegazione europea 2019

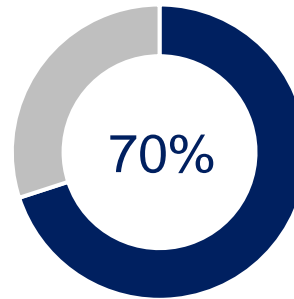
Andrea Zaghi, Direttore Generale



21 maggio 2020

Elettricità Futura è la principale Associazione del mondo elettrico italiano, unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori, trader e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e pronto alle sfide del futuro

Elettricità Futura in numeri:



Dell'elettricità consumata in Italia è assicurata da aziende associate a Elettricità Futura

600
OPERATORI

40.000
ADDETTI

75.000 MW
POTENZA INSTALLATA

1.150.000 km
LINEE

Siamo membri di:





Decarbonizzazione del mix energetico europeo per raggiungere gli obiettivi climatici ed ambientali anche attraverso il rafforzamento del sistema ETS

Elettrificazione nei settori del trasporto e del riscaldamento e raffreddamento per ridurre i consumi energetici accompagnando l'evoluzione tecnologica



Fonti rinnovabili tramite meccanismi efficienti e orientati al mercato per garantire stabilità delle regole e continuità degli investimenti

Mercato elettrico efficiente per le decisioni di investimento e disinvestimento anche grazie a segnali di prezzo di lungo periodo



Digitalizzazione e informazione per rendere i clienti più consapevoli del loro ruolo nel libero mercato anche grazie a reti intelligenti e sistemi di domotica

Salute e Sicurezza delle persone e rispetto dell'Ambiente condividendo le migliori pratiche e promuovendo una cultura del lavoro con l'obiettivo «infortuni zero»



Art. 5 – Direttiva (UE) 2018/2001 c.d. RED II



- Aree idonee alla realizzazione degli impianti
- Semplificazioni delle Autorizzazioni
- Accesso ai meccanismi concorrenziali di incentivazione
- Bioenergie e valorizzazione del parco impianti esistente
- Uso plurimo di invasi, dighe e traverse esistenti
- Riassegnazioni grandi derivazioni idroelettriche

Art. 12 – Direttiva (UE) 2019/944 Mercato interno dell'energia elettrica



- Apertura dei mercati alle nuove risorse e storage
- Generazione Distribuita
- Evoluzione del ruolo del DSO

Contesto

Il PNIEC prevede un forte sviluppo di eolico e FV per ottemperare agli obiettivi prefissati. È indispensabile garantire la realizzazione degli impianti in aree attualmente improduttive e non destinate ad altri usi, quali le superfici agricole non utilizzate

Proposte

Sebbene non risulti un contenuto precettivo specifico nella Direttiva (UE) 2018/2001, è necessario:

- **considerare la possibilità di individuare aree idonee solo in seguito a specifiche valutazioni** (quali disponibilità della risorsa, domanda elettrica, accessibilità dei siti, presenza e disponibilità delle reti di trasmissione e distribuzione in prossimità)
- **prevedere un procedimento autorizzativo semplificato** per la realizzazione di impianti FER sulle aree idonee
- **inquadrare le aree idonee come “aree attrattive” o “ad alto potenziale FER”**, e non le uniche aree, lasciando comunque agli operatori la possibilità di portare avanti iniziative di **sviluppo anche su altre aree**

Contesto

La durata media degli iter autorizzativi è ben più lunga rispetto a quella prevista dalle norme.

Spesso si autorizzano progetti già superati da nuove tecnologie più efficienti e performanti. Senza una **chiara distinzione tra modifica sostanziale e non sostanziale**, si sottopone ogni intervento di rinnovamento e di ammodernamento tecnologico su progetti autorizzati e su impianti esistenti ad un procedimento ordinario.

Proposte

Per facilitare un utilizzo più efficiente del suolo occupato e delle infrastrutture esistenti occorre:

- introdurre **tempistiche autorizzative accelerate e fisse**
- individuare per ciascuna tipologia di impianto e di fonte:
 - ✓ le **modifiche sostanziali** degli impianti, assoggettate ad Autorizzazione Unica
 - ✓ le modifiche non sostanziali, da assoggettare a Procedura Abilitativa Semplificata o Comunicazione

Contesto

1. Attualmente al titolare dell'impianto che non abbia aderito alla rimodulazione dell'incentivo prevista dalla normativa vigente (c.d. Spalma-Incentivi), è impedito l'accesso ai meccanismi di incentivazione per interventi di rinnovamento di qualunque tipo su impianti già esistenti, per dieci anni dal termine del periodo di diritto al regime incentivante originario.
2. Il divieto di accesso ai meccanismi di incentivazione per gli impianti fotovoltaici realizzati su superficie agricola ostacola la valorizzazione a scopi energetici di aree degradate e improduttive qualora classificate come agricole a livello catastale.

Proposte

Per consentire il rinnovamento degli impianti da fonti rinnovabili e per valorizzare il riuso del suolo occorre rispettivamente:

1. permettere **l'accesso ai meccanismi di sostegno** anche agli impianti oggetto di ammodernamento e ricostruzione che non hanno aderito al c.d. Spalma-incentivi, preservando i diritti di chi vi ha aderito
2. concretizzare l'attuale priorità di accesso ai meccanismi di incentivazione riservata alle **installazioni realizzate su specifiche aree** (improduttive, dismesse, discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento, bonificate) ammettendola anche qualora le aree risultino classificate catastalmente come agricole

Contesto

Gli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (PPA), in aggiunta ai meccanismi di incentivazione economica, sono funzionali all'incremento della quota di generazione rinnovabile.

Proposte

Per incrementare la diffusione dei **PPA** occorre:

- definire un **quadro legislativo e regolatorio stabile** che ne stimoli lo sviluppo
- **perfezionare il modello di funzionamento** della **PPA Platform** (requisiti, garanzie, responsabilità, rapporto tra PPA e GO) e OTC
- **creare modelli standard** più facilmente scambiabili ed accessibili a diversi tipi di consumatori e soggetti aggregatori che operino per conto di consumatori corporate, commerciali o residenziali di piccole/medie dimensioni
- **lasciare piena libertà contrattuale** per la stipula di long term PPA, evitando rigide forme di tipizzazione dei contratti
- **prevedere** eventualmente per la piattaforma PPA **obblighi di acquisto** di volumi annuali per la **Pubblica Amministrazione** (Consip) nell'ambito dei Green Public Procurement

Contesto

In Italia gli impianti a biomassa forniscono 20 TWh all'anno di energia elettrica programmabile, fondamentale per la sicurezza del sistema elettrico. La relativa filiera, in gran parte basata su tecnologia italiana e fortemente orientata all'innovazione, è radicata sul territorio nazionale, con ricadute a livello di occupazione diretta e di indotto. La sinergia con l'agro-alimentare, la manutenzione boschiva, la gestione di scarti e sottoprodotti assecondano i principi dell'economia circolare e della sostenibilità.

Tuttavia, **l'Italia è l'unico Paese che non prevede alcuna crescita della bioenergia**, piuttosto una lieve riduzione.

Con la fine del periodo incentivante, alcuni impianti a biomassa non sono in grado di sostenere i costi di approvvigionamento della materia prima e sono costretti a disattivare le proprie linee produttive.

Proposte

Per contribuire ai target del PNIEC e sostenere un comparto fortemente radicato sul territorio occorre:

- **promuovere interventi di ammodernamento degli impianti a biomassa esistenti**
- riconoscere una forma di **sostegno alla generazione** aggiuntiva ai ricavi di vendita dell'energia sul libero mercato per gli impianti giunti a fine periodo di incentivazione

Contesto

Nell'ambito dello sviluppo di sistemi di accumulo il PNIEC segnala attività di ricognizione delle potenzialità esistenti nelle varie aree del Paese e della localizzazione ottimale degli impianti di accumulo anche tenendo conto del potenziale residuo degli invasi idrici esistenti

Proposte

Al fine di promuovere un uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti, sia grandi, sia piccole, anche mediante l'utilizzo energetico, è necessario:

- **garantire incentivi** alla produzione per impianti idroelettrici che utilizzino, anche parzialmente, **opere esistenti per altri usi**, e la medesima portata asservita ad altri usi in un'ottica di uso efficiente della risorsa
- **semplificare**, in caso di utilizzo, anche parziale, di opere già esistenti e di una medesima portata asservita ad altri usi, **la disciplina autorizzativa**
- definire una **classificazione degli impianti idroelettrici** sulla base dell'effettiva capacità del produttore elettrico di decidere se l'apporto idrico possa, o meno, essere conservato per l'utilizzo energetico differito, indipendentemente dall'incentivazione di riferimento
- chiarire il **rapporto tra usi e utilizzatori**, individuando corrette procedure per utilizzi concorrenti delle acque durante le crisi idriche/laminazione delle piene

Contesto

L'attuale disciplina della riassegnazione delle concessioni scadute o in scadenza non prevede un coordinamento nazionale, basato sul confronto tra Istituzioni centrali, regionali/provinciali e operatori del settore. La norma introduce elementi in netta discontinuità rispetto alle precedenti discipline (es. possibilità discrezionale di selezionare beni e rapporti oggetto di trasferimento al nuovo concessionario cd. cherry-picking). Comporta un elevato rischio di distorsioni competitive, disparità di trattamento e ostacoli ai programmi di investimento da parte degli operatori, stimati in oltre otto miliardi nei prossimi 10 anni, per una maggiore producibilità degli impianti e un innalzamento dei livelli di sicurezza

Proposte

Al fine di sbloccare gli investimenti da parte degli operatori con significative ricadute positive su occupazione, territorio e gettito fiscale, è necessario:

- **uniformare la disciplina della riassegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico**, anche in relazione alla crisi determinata dall'emergenza sanitaria, superando l'attuale regionalizzazione delle procedure
- reintrodurre **il trasferimento di ramo d'azienda** a garanzia di continuità della produzione, sicurezza degli impianti, livelli occupazionali, minimizzazione impatti ambientali, comparabilità delle offerte
- promuovere un processo di **armonizzazione della normativa a livello europeo** per superare le asimmetrie tra i diversi Paesi membri, derivanti dall'assenza di una disciplina di riferimento e dalla mancanza di un "level playing field"

Contesto

La crescente diffusione delle FER non programmabili e della generazione distribuita, assieme alla riduzione del parco di generazione convenzionale, richiede urgenti interventi volti a favorire l'ingresso di nuove risorse

Proposte

- favorire una **partecipazione ampia e attiva di tutte le risorse disponibili** (FER, GD, unità di consumo e sistemi di accumulo) alla fornitura dei servizi ancillari, sia singolarmente che tramite aggregati, prevee apposite procedure concorrenziali di mercato
- definire **nuovi servizi remunerati** utili a impiegare efficacemente tali risorse per garantire il corretto funzionamento del sistema e migliorarne la flessibilità
- definire una chiara **disciplina sulla fornitura di tutti i servizi di rete** e del servizio di regolazione secondaria in particolare, così che gli stakeholder possano prendere decisioni di investimento pienamente consapevoli (e.g. su sistemi di accumulo adibiti a servizi di «riserva ultra rapida»)
- semplificare il **permitting**, fattore altamente critico per tecnologie all'avanguardia quali i sistemi di accumulo elettrochimico

Contesto

La diffusione dell'autoconsumo in forma collettiva dell'energia elettrica prodotta da FER e da impianti cogenerativi ad alta efficienza condurrà a diversi benefici:

- riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti
- aumento della quota di rinnovabili sui consumi finali e riduzione del consumo di energia primaria
- maggior livello di elettrificazione dei consumi e miglioramento dell'efficienza negli usi finali
- riduzione delle perdite di rete
- potenziale riduzione dei costi di dispacciamento e incremento della resilienza della rete
- incremento della concorrenza, creazione di opportunità per piccoli operatori ed investimenti
- maggior coinvolgimento dei cittadini nel percorso di decarbonizzazione

Proposte

Per concretizzare i benefici è necessario:

- **promuovere adeguatamente gli investimenti in nuovi sistemi di autoconsumo** garantendone la ragionevolezza da un punto di vista economico
- **semplificare la regolazione**, a vantaggio di operatori di settore e clienti finali
- **prevedere la possibilità di utilizzare impianti FER/CAR**

- Prevedere politiche di supporto attentamente calibrate e indirizzate **verso le tecnologie economicamente più competitive e sostenibili come FER e CAR**
- **Prevedere la stabilizzazione delle detrazioni fiscali** per la riqualificazione energetica e per la ristrutturazione edilizia
- **Prevedere semplificazioni** delle disposizioni **tecniche** a cui sono soggetti gli impianti in autoconsumo, in funzione della ridotta taglia o del limitato volume di mercato
- **Favorire la sostituzione delle caldaie convenzionali esistenti con** tecnologie più efficienti e sostenibili, tra cui **pompe di calore elettriche e microcogeneratori a gas naturale**
- **Promuovere uno schema di incentivazione alla rottamazione di impianti termici non più compatibili con le vigenti normative** sulle emissioni, e la loro sostituzione con tecnologie ad alto rendimento caratterizzate da emissioni nettamente inferiori
- Prevedere specifiche attività di **informazione e sensibilizzazione dell'opinione pubblica sui benefici degli interventi di efficienza energetica**
- Adottare specifiche misure a favore dell'**installazione di punti di ricarica per la mobilità elettrica**

Contesto

Il DSO deve configurarsi come soggetto neutrale capace di facilitare la transizione energetica, sia approvvigionando risorse per i servizi ancillari locali che intervenendo per innovare e digitalizzare la rete. Ai fini del corretto funzionamento delle reti di distribuzione i DSO:

- dovranno effettuare una **validazione ex-ante e in prossimità del tempo reale dei servizi offerti dalle risorse distribuite al MSD**
- potranno **approvvigionare servizi di flessibilità in immissione e prelievo a livello locale** (regolazione di tensione e risoluzione delle congestioni), intervenire per **potenziare la *hosting capacity* delle reti in GD** a parità di infrastrutture e **implementare soluzioni per incrementare la resilienza della rete**

I DSO potranno **contribuire a realizzare capacità aggiuntiva di accumulo** eventualmente necessaria (rispetto a quella già gestita dagli operatori di mercato) attraverso meccanismi sottoposti al controllo dell'Autorità di regolazione

Proposta

La **fornitura di servizi ancillari locali** in capo al DSO dovrà essere necessariamente **sperimentata con appositi Progetti Pilota** (ipotesi già supportata dall'ARERA), utili per testare quali servizi fornire e con quali modalità farlo



Andrea Zaghi
Direttore Generale



segreteria@elettricitafutura.it



+ 06 8537 2823



Elettricità Futura
Piazza Alessandria, 24 - 00198 Roma
Via G.B. Pergolesi, 27 - 20124 Milano
T +39 06 8537281
www.elettricitafutura.it

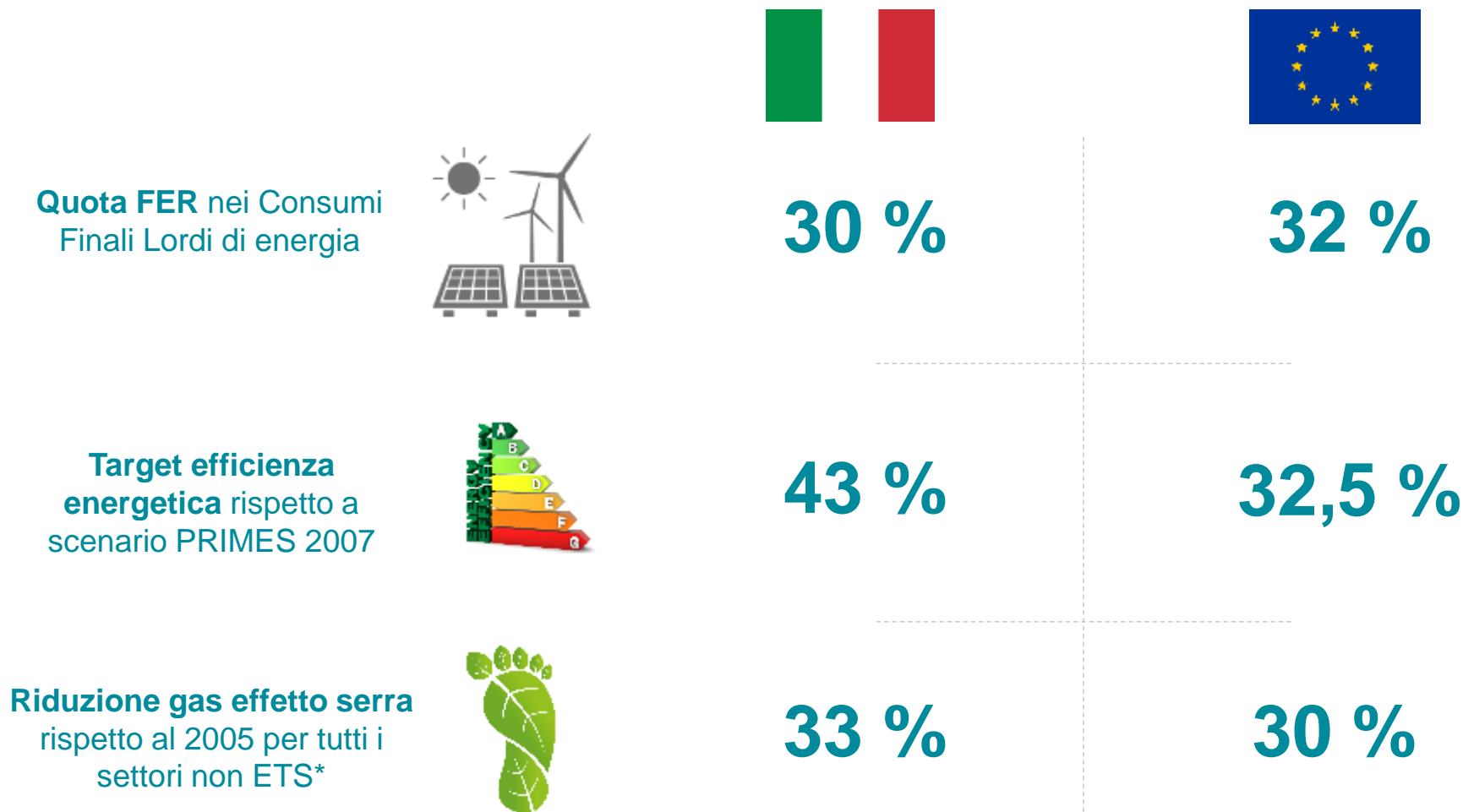
Seguici:



Back up



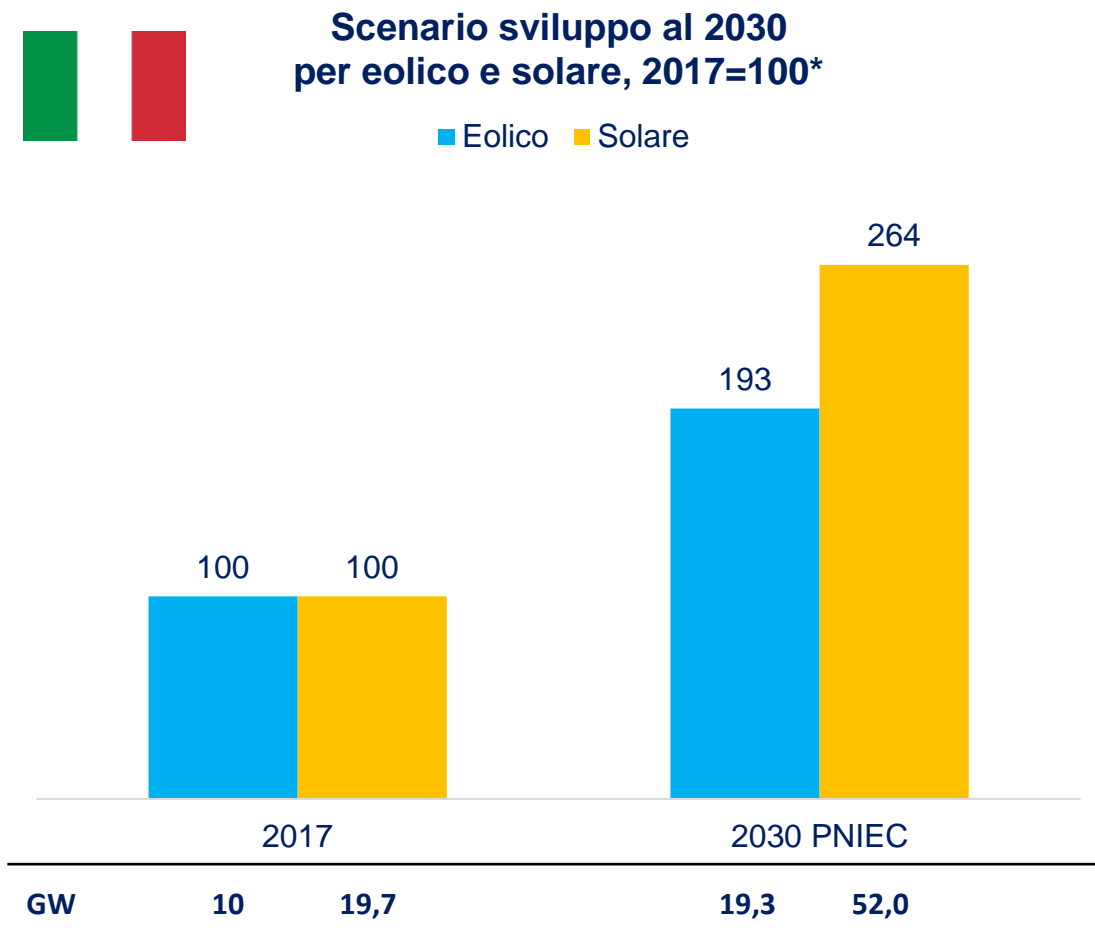
Scenari del settore elettrico e posizione di Elettricità Futura su PNIEC



Questi saranno verosimilmente rivisti al rialzo entro il 2021 in relazione all'incremento dei target 2030 europei proposti dalla nuova Commissione Europea
(target di riduzione del 50%, se non del 55%, delle emissioni al 2030 a livello europeo)

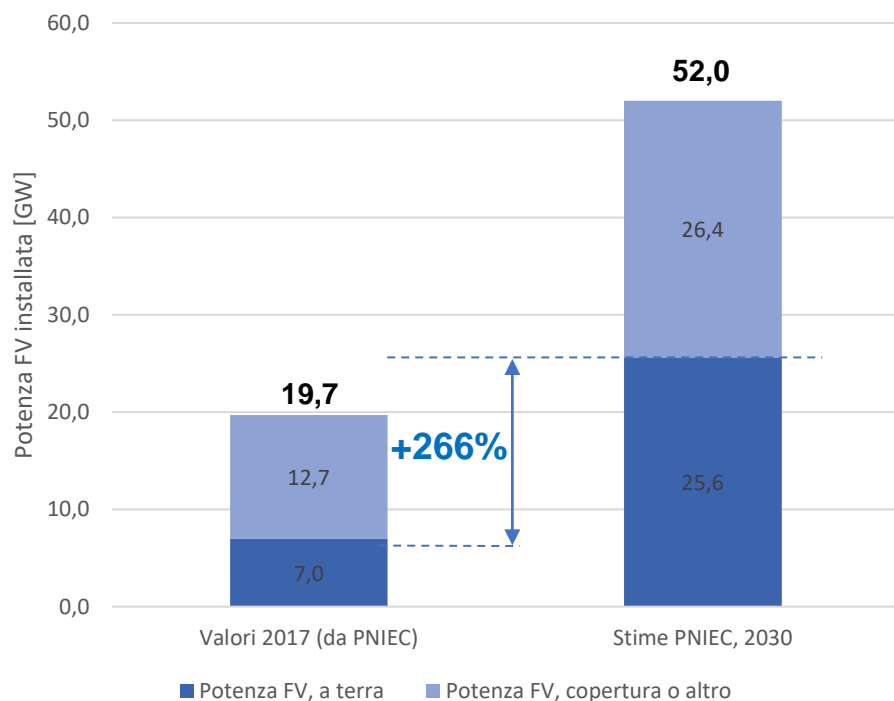
- **Strumento cruciale** per guidare il nostro Paese nel percorso di **transizione energetica** e raggiungere gli **obiettivi di decarbonizzazione** al 2030
- **Fondamentale punto di partenza** per consentire al sistema delle **imprese** di costruire i propri piani di **sviluppo** in un quadro di riferimento di medio termine chiaro e ben definito
- **Target** proposti ragionevolmente ambiziosi (elemento di attenzione: necessità di un mix equilibrato delle fonti)
- **Le osservazioni della Commissione Europea di giugno 2019 hanno confermato il PNIEC italiano tra i migliori in Europa**, anche alla luce del fatto che complessivamente i Piani degli Stati Membri non consentirebbero di centrare gli obiettivi UE al 2030
- **Ora è fondamentale l'introduzione di misure attuative concrete e di supporto**

Sviluppo della capacità per Eolico e Solare

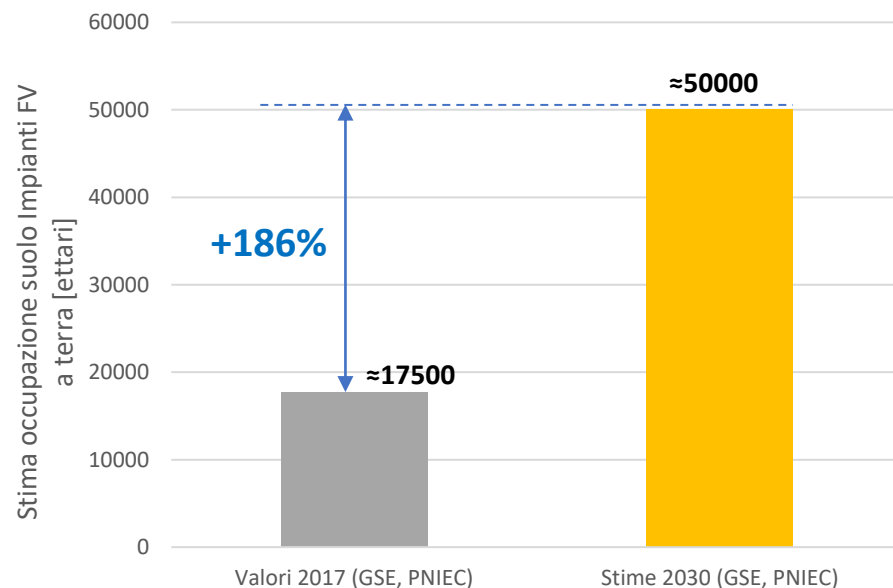


Il PNIEC prevede circa **42 GW di capacità FER aggiuntiva al 2030** (vs 2017)
 La capacità eolica aumenterà di oltre il **90%** e la capacità solare di oltre il **160%**

Potenza FV installata al 2017 e previsioni al 2030



Stima superficie occupata da potenza FV a terra

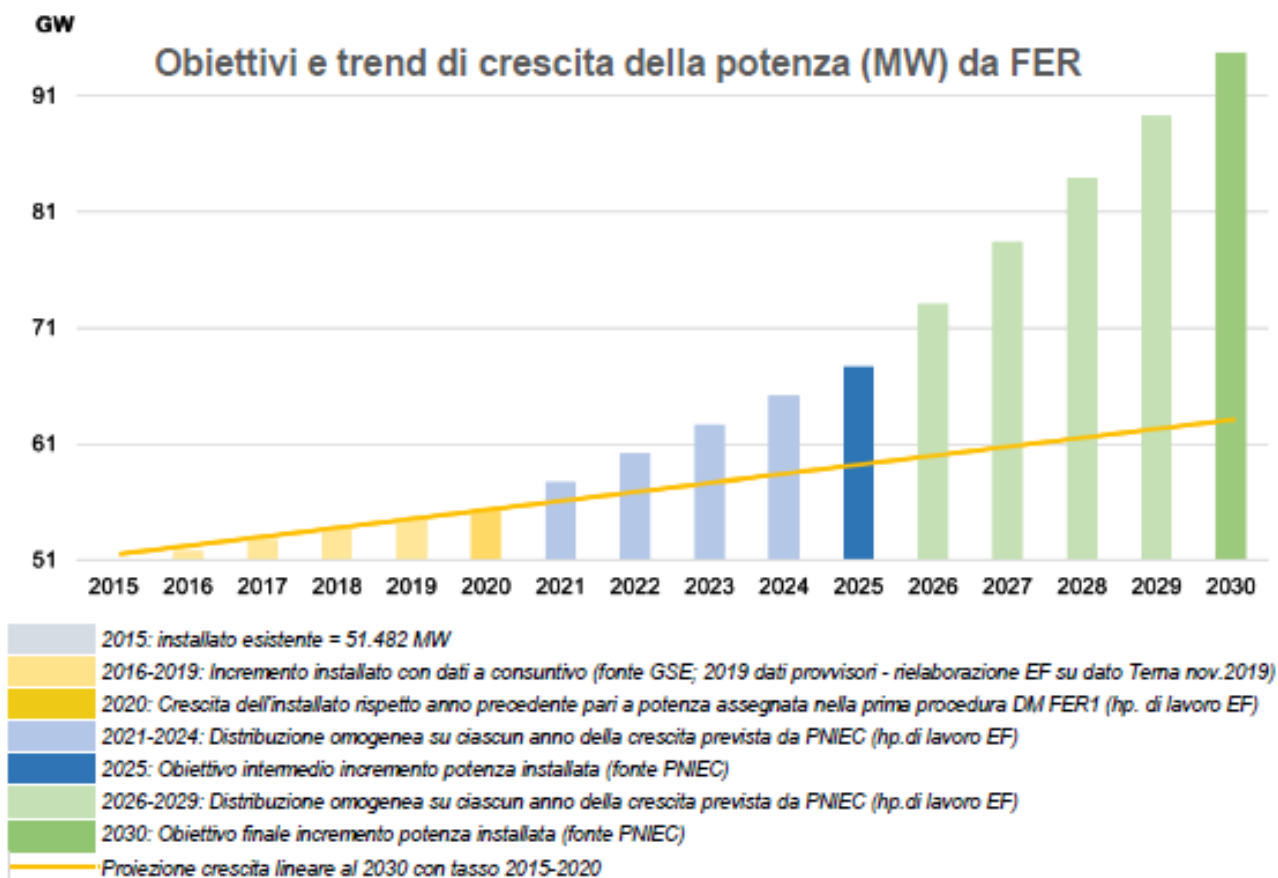


Elettricità Futura stima su dati GSE e PNIEC che l'occupazione del suolo da parte di impianti FV a terra sarà **~50.000 ettari al 2030 (+186%** rispetto al valore 2017), equivalente a **~ 2 ettari/MW**, a fronte di una stima di incremento della potenza FV installata a terra di **+266%**

Per confronto, la superficie agricola utilizzata in Italia è **12,9 milioni** di ettari (al 2014)

Nel caso la superficie occupata da impianti FV a terra al 2030 fosse tutta agricola, l'impatto sarebbe **~0,4%**; considerando la superficie agricola totale, **questa % risulterebbe ancora inferiore**

L'occupazione del suolo da parte degli **aerogeneratori eolici** è circa 155 ettari, circa 0,0012% della superficie agricola utilizzata. Elettricità Futura stima che l'occupazione del suolo da parte di impianti eolici sarà < 200 ettari al 2030, con un incremento del 30% rispetto al dato 2017, ma pari a circa **0,0016% della superficie agricola utilizzata**



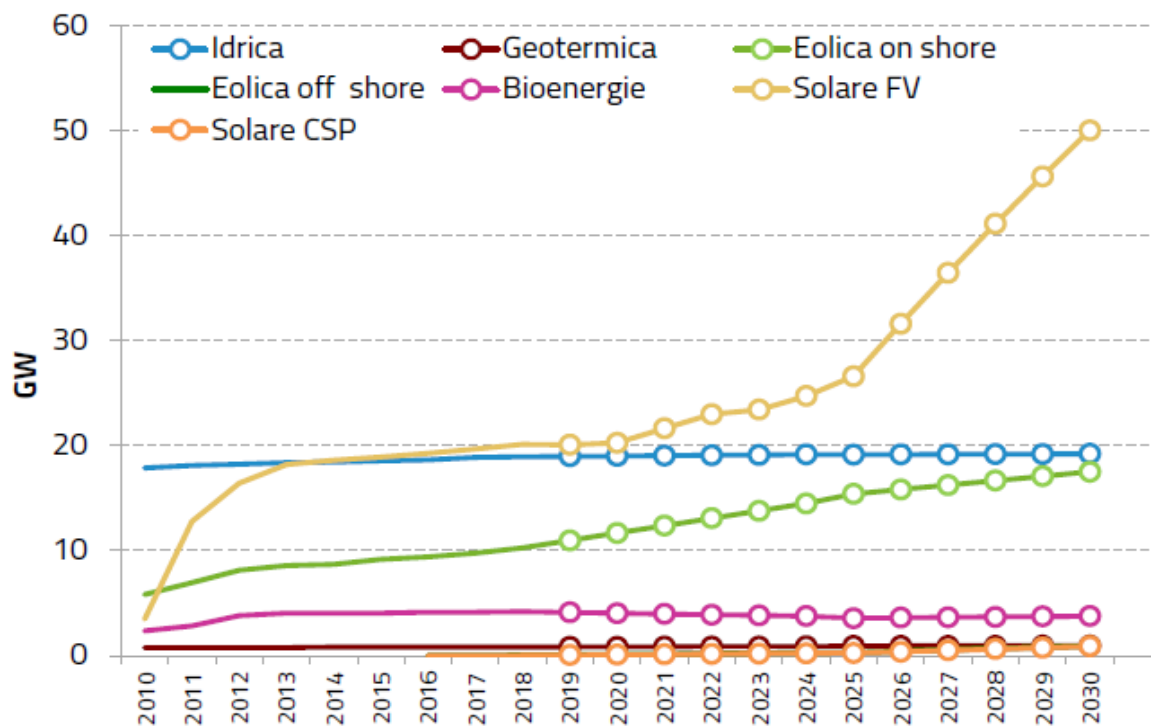
- Il PNIEC indica due diversi tassi di crescita, uno più lento (circa 2,5 GW/anno) per il periodo 2021-2025 e uno accelerato (5,4 GW all'anno) per il periodo 2026-2030. La crescita media recente 2016-2020, pari a 0,8 GW/anno è nettamente inferiore a entrambi
- Esiti prime procedure DM FER1 evidenziano come il contingente a disposizione (già insufficiente a raggiungere i target PNIEC) non sia stato saturato per insufficienza di progetti autorizzati (es. Asta gruppo B e Asta gruppo C-rifacimenti)

Evoluzione della capacità FER al 2030 per fonte

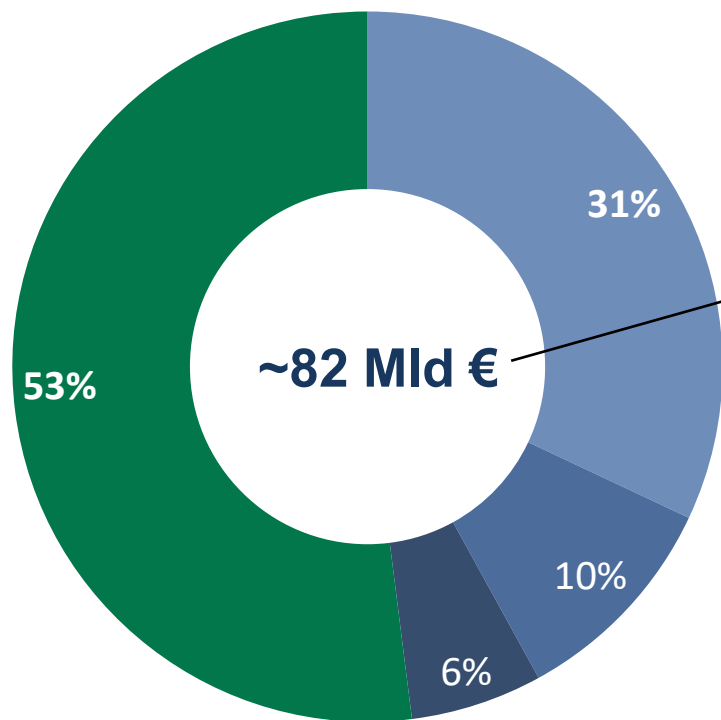
Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Maggior contributo previsto dalle fonti eolica +8GW e soprattutto fotovoltaica +30GW

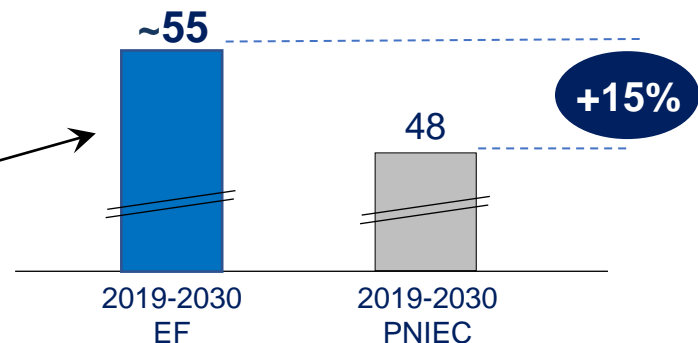


Investimenti cumulati sistema elettrico
2019-2030 secondo EF, [Mld €]



[Mld €]

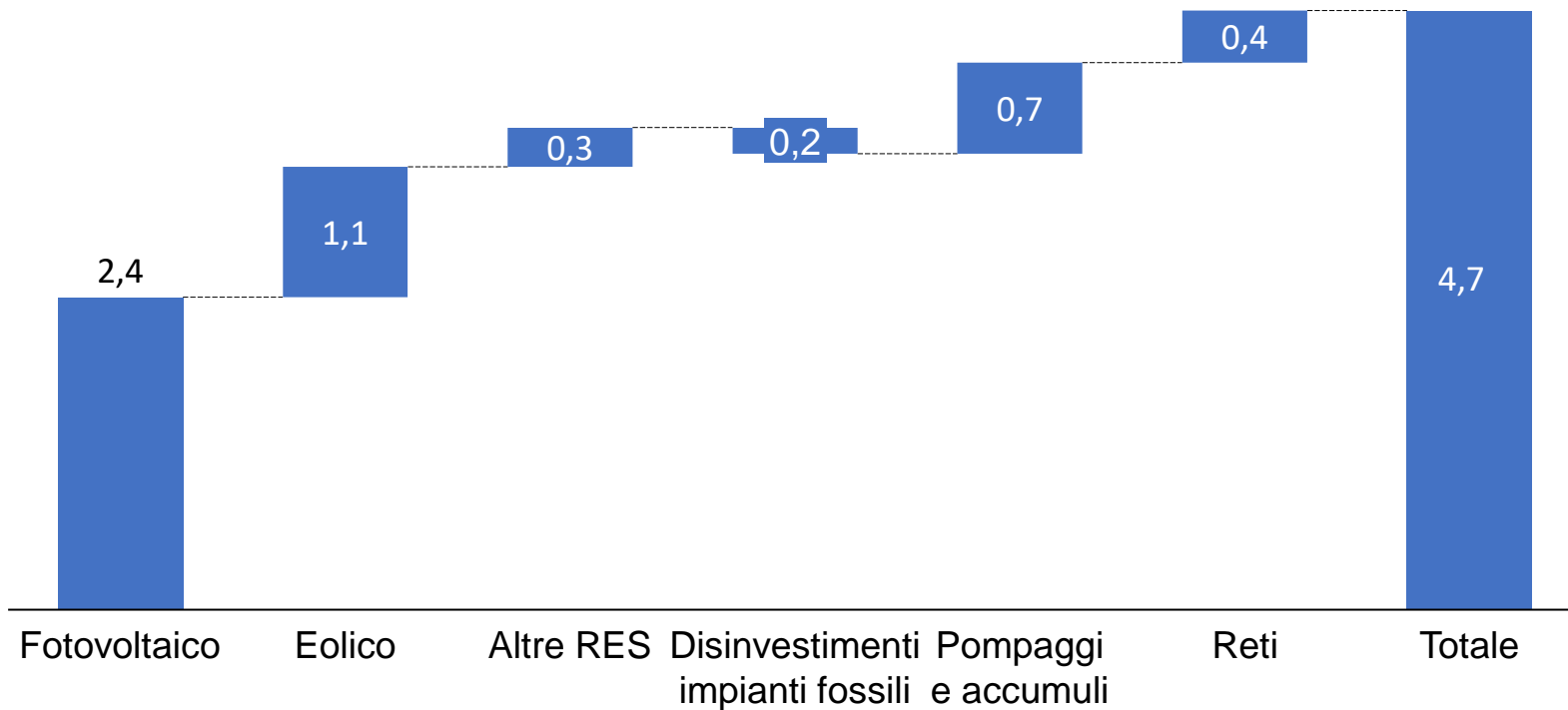
Di cui
addizionali



- Reti base
- Pompaggi e accumuli aggiuntivi
- Reti aggiuntive
- Generazione aggiuntiva

Gli investimenti cumulati nel periodo 2019-2030, considerando anche quelli “inerziali” per le reti, ammontano a **circa 82 miliardi di euro, di cui circa 55 miliardi di euro addizionali secondo EF** (a fronte dei circa 48 miliardi previsti dal PNIEC)

Investimenti aggiuntivi annuali medi sistema elettrico 2019-2030, [Mld €]



Per realizzare gli obiettivi del PNIEC, le **imprese** del nostro sistema prevedono di investire circa **4,7 Mld € all'anno fino al 2030**

Previsioni su dati occupazione al 2030

15.500



Aumento occupati permanenti
nella generazione elettrica al 2030

32.000



Valore occupati temporanei annui
nelle attività di costruzione ed installazione

38.300



Totale **nuovi occupati elettrici permanenti** al 2030

40%



Tradizionale

Realizzazione impianti,
project manager,
O&M

35 %



Mercato

Efficienza energetica,
Mobilità elettrica

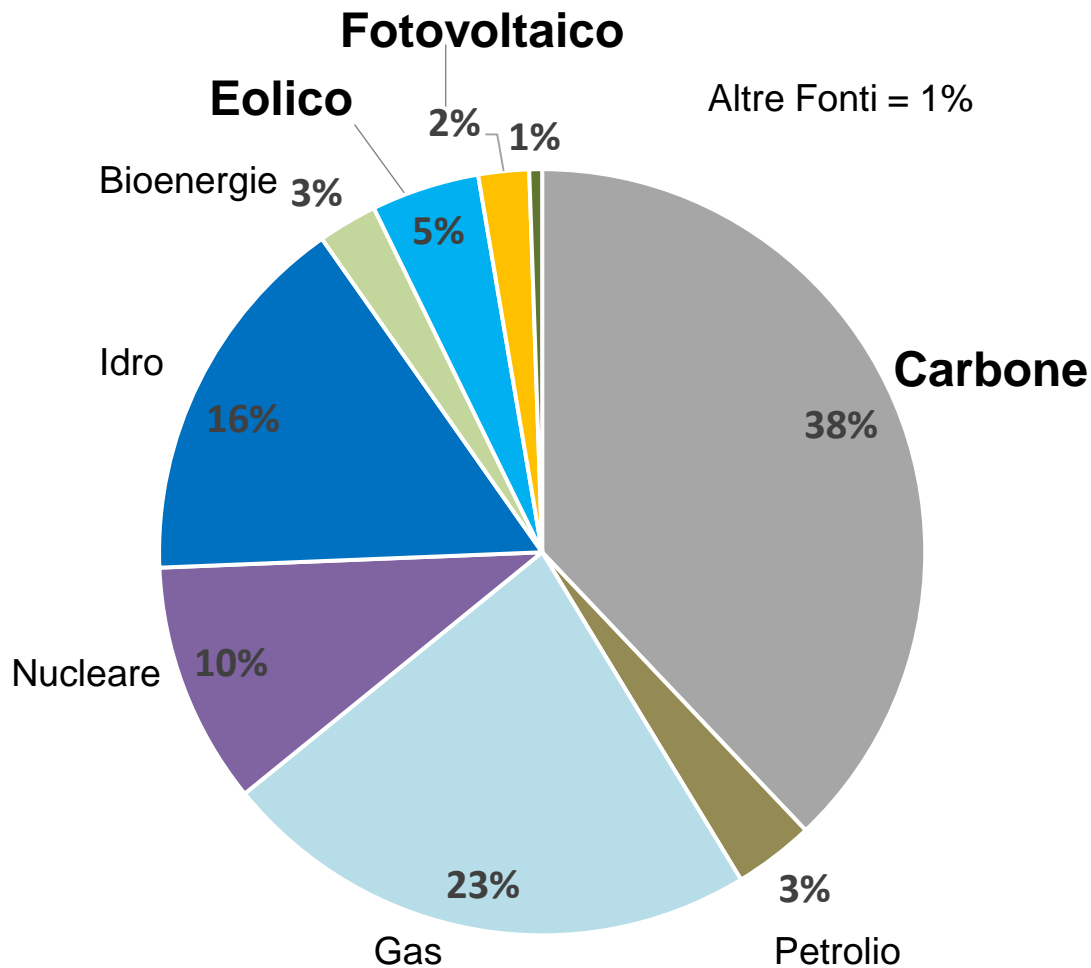
25 %



Digital

Data scientist/engineers, Data analysts,
Internet of Things, Cyber Security, User
experience designers

Ripartizione produzione di energia elettrica per fonte (dato globale 2018)



Produzione globale energia elettrica (2018):

26.673 TWh

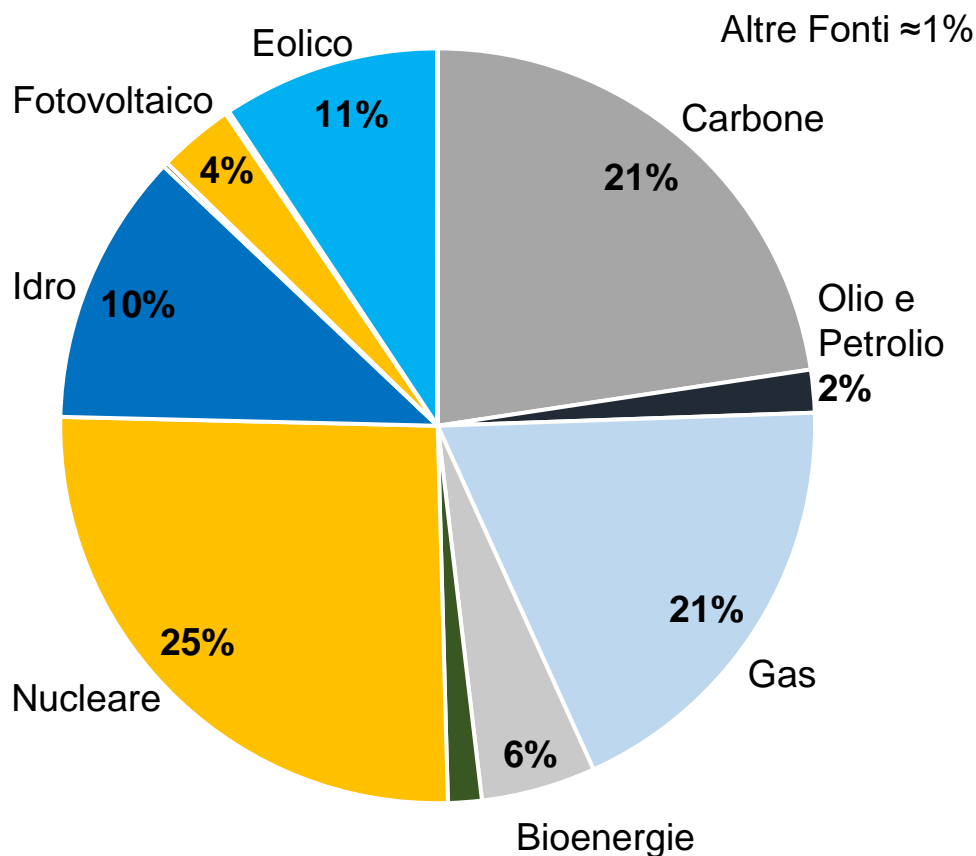
Quota Italia:

1,1%

Il Carbone è la prima fonte per la produzione di energia elettrica a livello globale con il **38%** al 2018, mentre fotovoltaico ed eolico hanno rappresentato rispettivamente il **2%** e il **5%**
Le FER hanno rappresentato circa il 26% del totale della produzione



Ripartizione produzione di energia elettrica per fonte (dato UE-28 2017)



Produzione lorda energia elettrica UE-28 (2017):
3.294 TWh

Share FER su produzione elettricità (2017):
31%

Produzione da maggiori fonti rinnovabili (2017):

- Eolico: **362 TWh**
- Idro: **331 TWh**
- Bioenergie: **185 TWh**
- Fotovoltaico: **119 TWh**

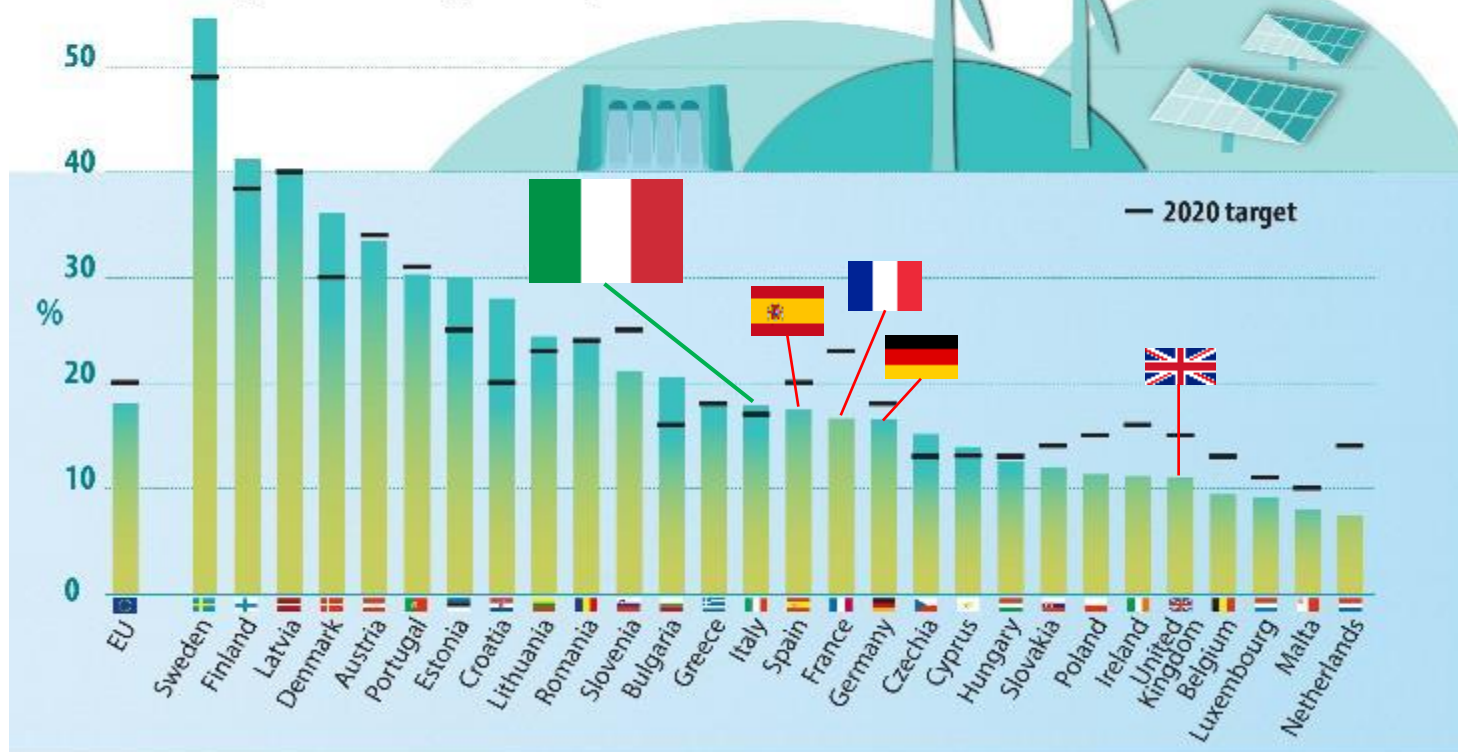
Il Nucleare è la prima fonte per la produzione di energia elettrica a livello UE-28 con **830 TWh (25%** del totale), seguita da Carbone e Gas al 2017.

L'EU-28 ha una percentuale di FER pari al **31%** al 2017



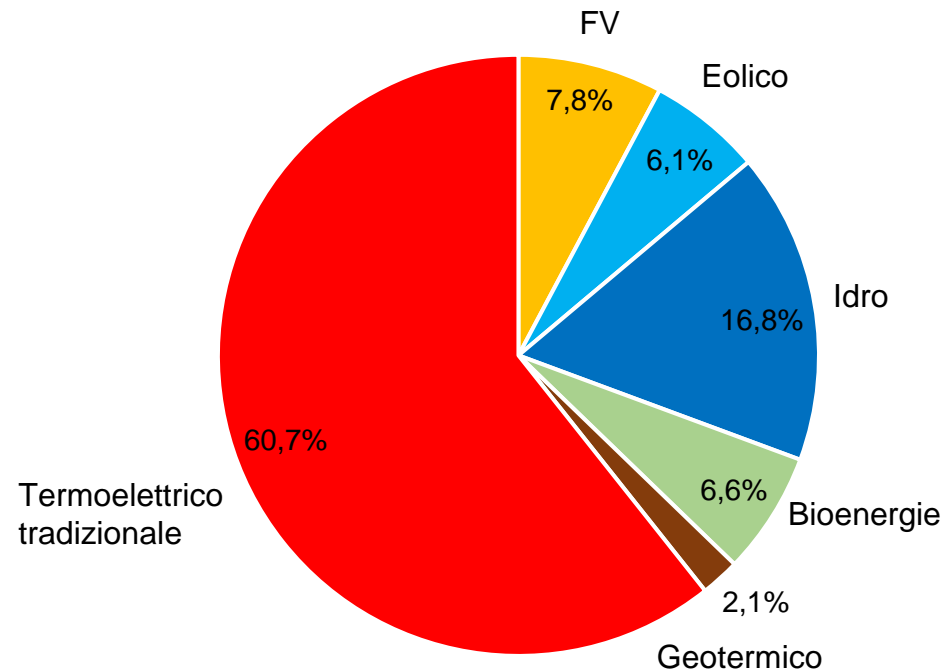
Share of energy from renewable sources in the EU Member States

(2018, in % of gross final energy consumption)



L'Italia è l'unico Paese tra le grandi economie della UE-28 ad aver raggiunto in anticipo i **target 2020 sulle rinnovabili**

Ripartizione della **produzione lorda di energia elettrica** per fonte (2018)



Produzione complessiva energia elettrica in Italia lorda (2018):

289.708,4 GWh (-2,1% vs 2017)

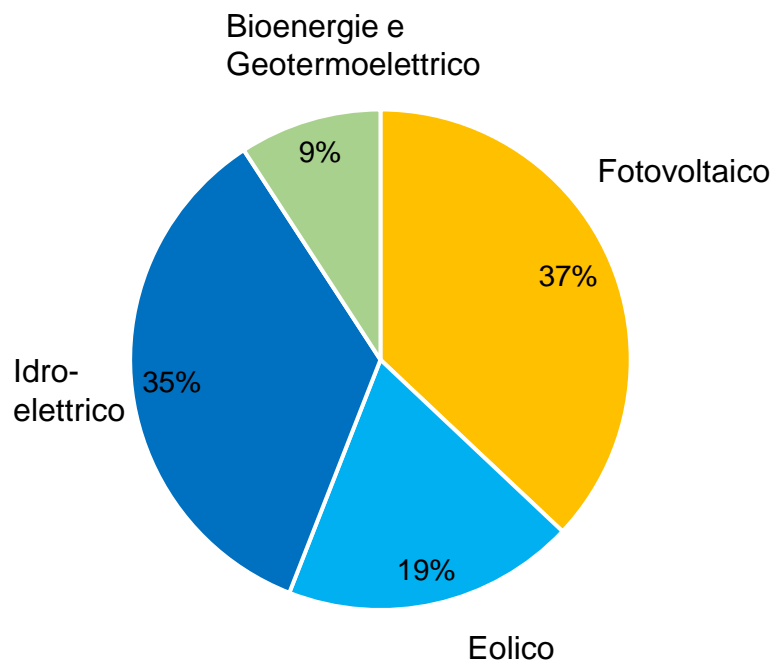
Produzione complessiva energia elettrica lorda da fonti rinnovabili in Italia (2018):

114.414,7 GWh (39,3% del totale)

La produzione lorda di energia elettrica da FER in Italia è stata pari al **39,3%** del totale nel 2018

Ripartizione percentuale Potenza FER installata al 2018

(Totale: 54,3 GW)



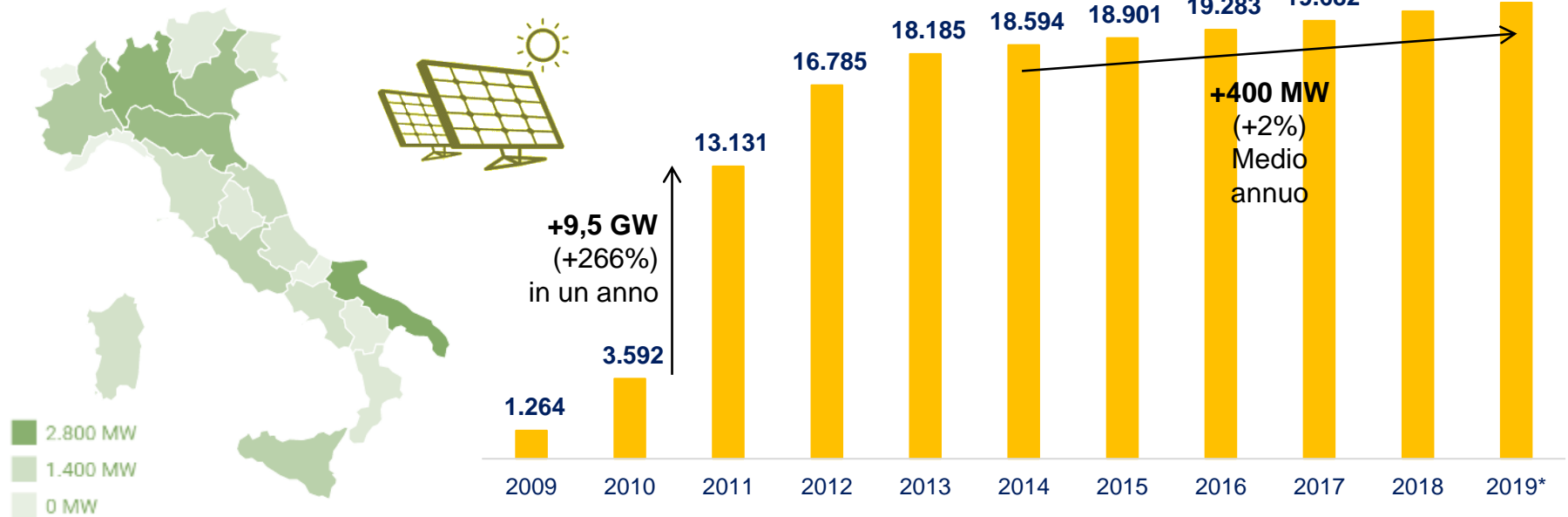
Potenza installata lorda FER in Italia al 2018

Fonte	Potenza [GW]
Fotovoltaico	20,1
Eolico	10,3
Idroelettrico	18,9
Bioenergie e Geotermoelettrico	5,0
Totale	54,3

L'Italia ha un parco di impianti FER da **54,3 GW** che sarà fondamentale tenere in efficienza e ammodernare in futuro

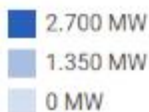
- **440 MW** installati nel 2018
- **20,7 GW** potenza cumulata a novembre 2019
- **Numero di impianti totali**
 - **≈ 76.000** (2009)
 - **≈ 875.000** (nov. 2019) ↓ **≈ x12 volte**

Distribuzione capacità FV in Italia

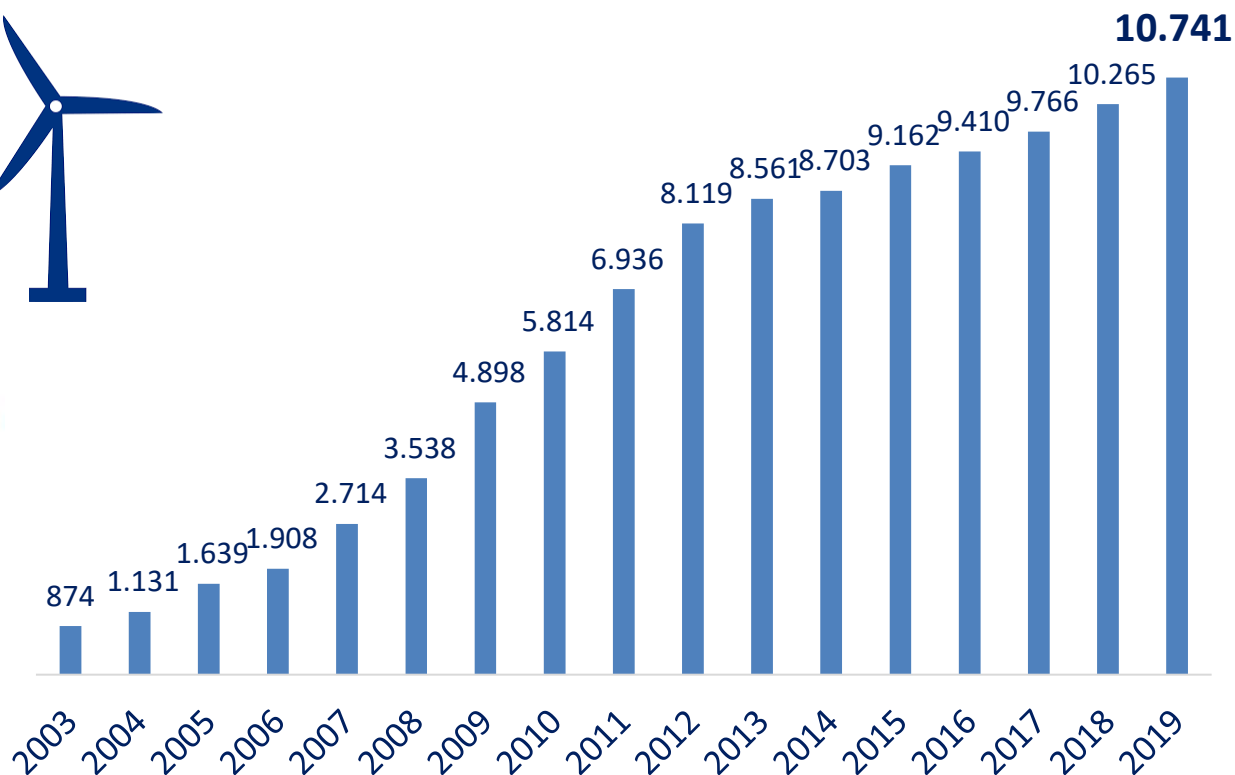


Dal 2014 vi è stata una crescita media annua contenuta di circa **+400 MW (+2% medio annuo)**
 A fronte del «boom» tra 2010 e 2011 con **+9,5 GW (+266%)**

Distribuzione geografica*



Potenza installata cumulata [MW]*



499 MW di capacità installata nel 2018

Nel 2019, la potenza installata raggiunta a novembre è pari a 10.741 MW (+442 MW rispetto al 2018, fonte Terna)

Nessun impianto offshore è stato installato ad oggi in Italia, ma il PNIEC prevede 300 MW entro il 2025 e 900 MW entro il 2030

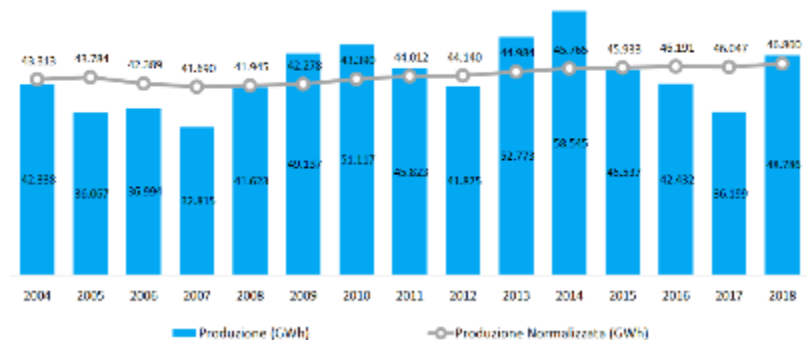
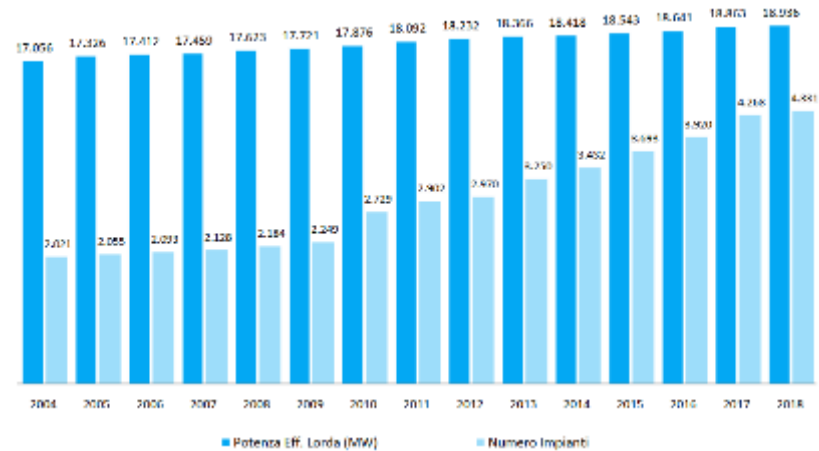
Evoluzione e stato del settore idroelettrico

Anno	Numero impianti	Potenza MW	Produzione GWh
2014	3.439	22.434	59.575
2015	3.700	22.560	46.451
2016	3.927	22.658	43.785
2017	4.274	22.838	37.557
2018	4.337	22.910	49.928
2019	-	-	46.959

Fonte TERNA – i dati includono il pompaggio

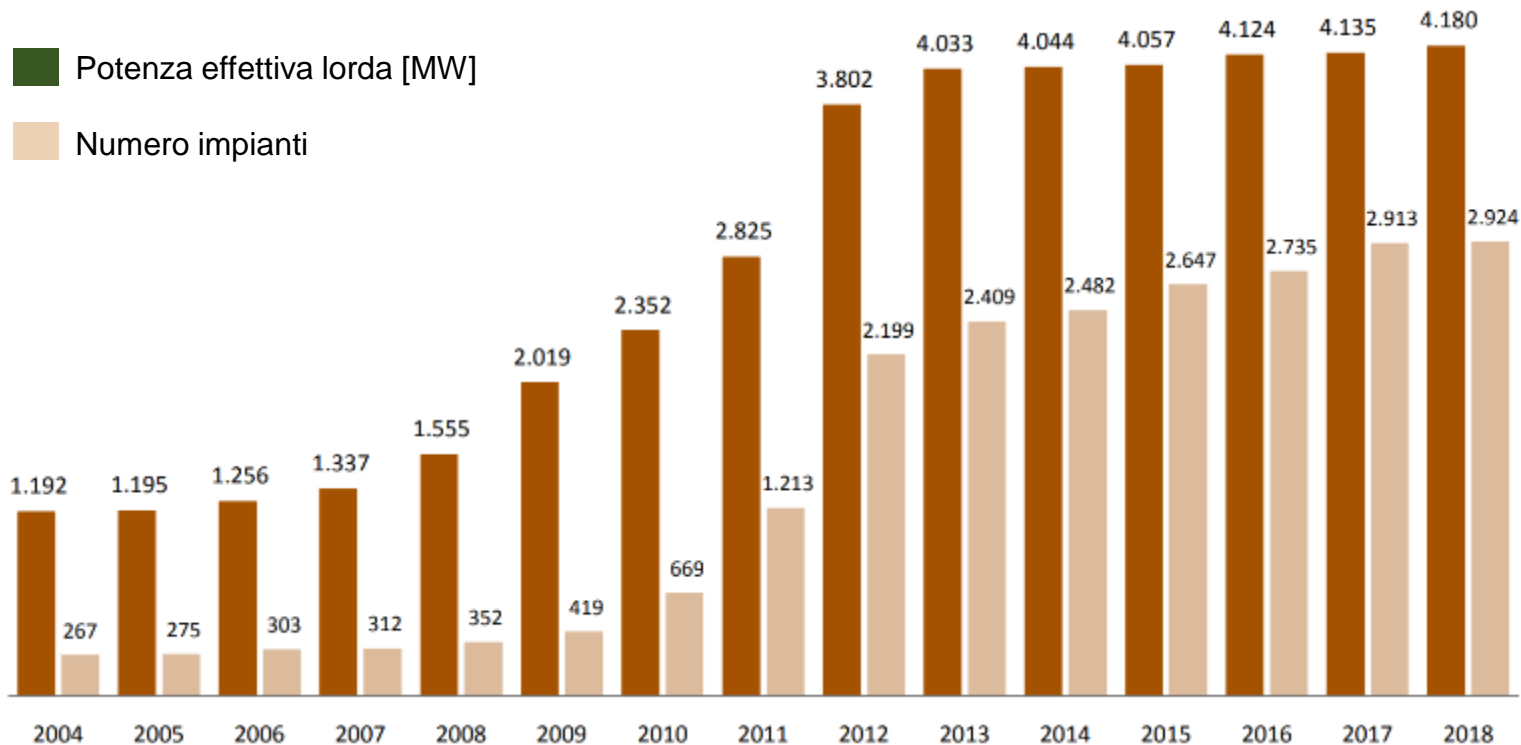
- La classe di potenza più **numerosa** risulta quella inferiore a **1 MW** pari al **72%** del totale degli impianti esistenti
- I **308** impianti con potenza maggiore di **10 MW** concentrano **l'81%** della potenza e **il 75%** dell'elettricità idroelettrica totale
- Il MIT (DG Dighe) ha segnalato lo stato delle dighe idroelettriche e l'urgenza di intervento → **309** dighe ad uso idroelettrico (60% delle 532 totali) di età media **74 anni**, che in alcuni casi arriva a 130 anni
- Secondo il PNIEC crescita contenuta della potenza aggiuntiva idroelettrica
- Il Grande Idroelettrico si conferma risorsa strategica da preservare e incrementare

2018		Potenza (MW)	Energia (GWh)
Classi di potenza	n°		
P ≤ 1 MW	3.123	858	3.036
1 MW < P ≤ 10 MW	900	2.676	9.084
P > 10 MW	308	15.401	36.666
Totale	4.331	18.936	48.786,4



Fonte GSE – anno 2018 i dati NON includono il pompaggio puro

Lo scenario attuale delle Bioenergie in Italia



- tasso medio annuo di crescita della potenza installata: 10,1%
- crescita continua e sostenuta dal 2008 al 2014, successivo rallentamento
- dal 2009 la taglia media degli impianti è via via diminuita per i biogas < 1 MW