

IL DISEGNO DEL SISTEMA AUTORIZZATIVO PER **DECARBONIZZARE** E **RILANCIARE** GLI INVESTIMENTI

Sintesi

22 GIUGNO 2021

ABSTRACT

L'obiettivo dello studio «Il disegno del sistema autorizzativo per decarbonizzare e rilanciare gli investimenti» è di analizzare la **configurazione attuale del sistema di permitting**, evidenziandone le criticità e quantificandone i costi, per **disegnare una più efficiente filiera autorizzativa** che possa consentire la realizzazione, in tempi e costi adeguati, degli impianti e delle infrastrutture necessari alla decarbonizzazione e all'adeguatezza del sistema elettrico italiano.

L'Italia è in ritardo rispetto al target di decarbonizzazione al 2030 che, ai ritmi attuali di realizzazione delle rinnovabili, non sarà colto. Tra le principali ragioni vi sono le complessità e le durate eccessive dei processi autorizzativi, che hanno frenato, o addirittura bloccato, molti progetti. Gli ultimi esiti deludenti delle aste ex D.M. FER 1 ne sono la prova più evidente.

In questo quadro, il D.L. «Semplificazioni», in vigore da luglio 2020, costituisce un passo avanti, ma è ancora largamente insufficiente per sbloccare gli investimenti necessari. L'indagine mostra che un **processo autorizzativo ha una durata media di 7 anni di cui quasi 6 anni oltre i limiti di legge**. La nuova Direttiva Rinnovabili, da recepire entro giugno 2021, chiede il rispetto del limite di due anni. Inoltre, l'indagine evidenzia che il **46% dei progetti presentati non viene realizzato**.

La molteplicità delle istituzioni coinvolte e la mancanza di un soggetto competente unico e centralizzato in grado di gestire interamente il procedimento genera un sistema farraginoso, complesso e stratificato, nel quale manca un adeguato coordinamento delle attività e un'unicità di indirizzo. I contenziosi e i numerosi dinieghi non adeguatamente motivati impongono una drastica revisione dell'intera permitting chain per abbattere i costi e i tempi.

ABSTRACT

Il mancato raggiungimento degli obiettivi del Green Deal avrebbe impatti molto negativi sul sistema energetico ed economico italiano, in termini di competitività delle imprese, qualità della vita, oneri per i consumatori, oltre che sull'ambiente e sulla salute. I **benefici a rischio sono stimati in un totale di circa 100 miliardi di euro al 2030**, dall'insieme di ricadute dirette in Italia degli investimenti, gli effetti netti sul sistema economico e la riduzione delle emissioni. L'analisi del quadro attuale del settore, delle maggiori criticità e dei loro impatti evidenzia la necessità di una revisione profonda dell'attuale assetto normativo e di governance.

Occorre agire, dunque, sulle procedure autorizzative, emanando i decreti attuativi del D.L. «Semplificazioni» e del Codice degli Appalti, attuando la Direttiva Rinnovabili 2018/2001 e rivedendo la normativa VIA. Istituito, inoltre, una fast track per determinati impianti di pubblica utilità (urgenti e indifferibili), estendendo l'utilizzo della Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) e migliorando le misure e i percorsi specifici per il rinnovamento degli impianti esistenti.

Sul fronte governance e istituzioni, occorre garantire il coordinamento tra procedure ed enti, l'uniformità dei procedimenti regionali e istituire un organismo centrale per attuare il PNIEC. Un'accelerazione delle procedure deve, poi, venire dalla digitalizzazione e dalla disponibilità di maggiori competenze e risorse umane.

Nel rapporto con il territorio, serve un potenziamento del quadro relativo al burden sharing e agli obiettivi regionali, definendo in modo chiaro quali siano le aree non idonee alla realizzazione degli impianti. Fondamentale è anche aumentare il consenso verso le rinnovabili attraverso il coinvolgimento delle comunità locali.

Indice

INTRODUZIONE

PARTE 1 – IL QUADRO ATTUALE

- 1.1 Il quadro attuale: configurazione e funzionamento
- 1.2 La mappatura delle criticità del permitting

PARTE 2 – GLI IMPATTI

- 2.1 Gli impatti per le imprese
- 2.2 Gli impatti per il sistema e i consumatori

PARTE 3 – LA REVISIONE DEL SISTEMA

- 3.1 Le procedure autorizzative
- 3.2 La governance e le istituzioni
- 3.3 Il rapporto con il territorio

INTRODUZIONE

Nei primi anni dieci del millennio l'Italia ha visto una spettacolare crescita delle rinnovabili che le hanno permesso di cogliere in anticipo i target al 2020, ponendosi tra i Paesi più avanzati in Europa. In seguito, norme incerte e contraddittorie, dinamiche di mercato e disattenzione dei policy maker hanno drasticamente frenato gli investimenti, con 1 GW medio/anno installato negli ultimi anni.

Occorre aggiornare l'attuale PNIEC al più presto per renderlo coerente con il target Green Deal 2030 (-55% di emissioni nel 2030 rispetto al 1990). Superare il 70% di FER-e richiede un aumento di almeno 65 GW. Il PNRR prevede, poi, un sostegno fino a circa 5 GW per gli «impianti innovativi».

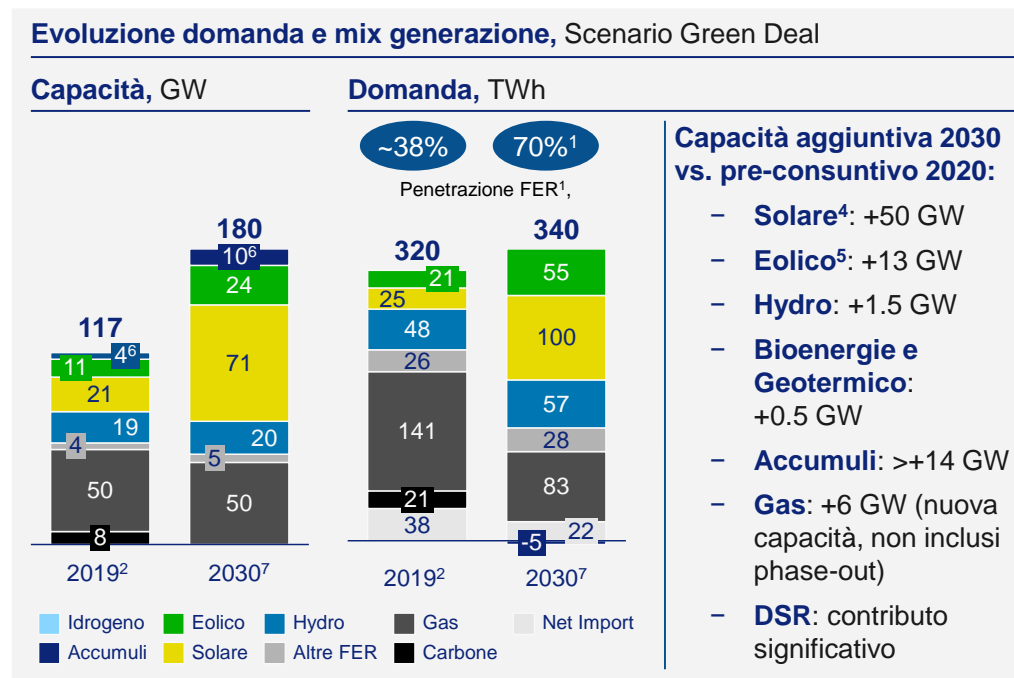
L'Italia è già in forte ritardo rispetto ai target UE al 2030. Agli attuali ritmi di costruzione di nuova capacità FER, rischia di non cogliere gli obiettivi e i conseguenti benefici economici e sociali.

Tra le principali ragioni di questa impasse vi sono le complessità e la durata eccessiva dei processi autorizzativi, che hanno frenato o addirittura bloccato molti progetti. Gli ultimi esiti deludenti delle aste ex D.M. FER 1 ne sono la prova più evidente.

In questo quadro, il D.L. «Semplificazioni», in vigore da luglio 2020, costituisce un passo avanti, ma è ancora largamente insufficiente per sbloccare gli investimenti necessari. Lo scopo dello studio è analizzare la filiera italiana del permitting degli impianti utility scale, al fine di individuare i nodi più critici, valutarne gli impatti e formulare proposte per ridisegnare il sistema.

Il target del Green Deal di riduzione delle emissioni del 55% al 2030 comporta il superamento di una quota FER pari al 70%.

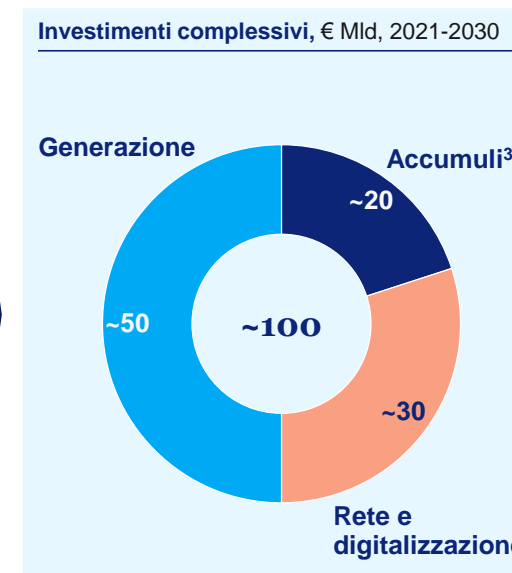
Lo scenario «Green Deal» di Elettricità Futura¹



1. vs. -55% in PNIEC attuale
4. Di cui 35GW a terra

2. Dati fonte Terna, dati FER considerano il preconsuntivo 2020 EF
5. Incl. Onshore ed Offshore
7. Scenario EF

3. Batterie, pompaggi e Gas
6. Considerati solo accumuli centralizzati, solo pompaggi puri, hydro include 3GW di pompaggi misti

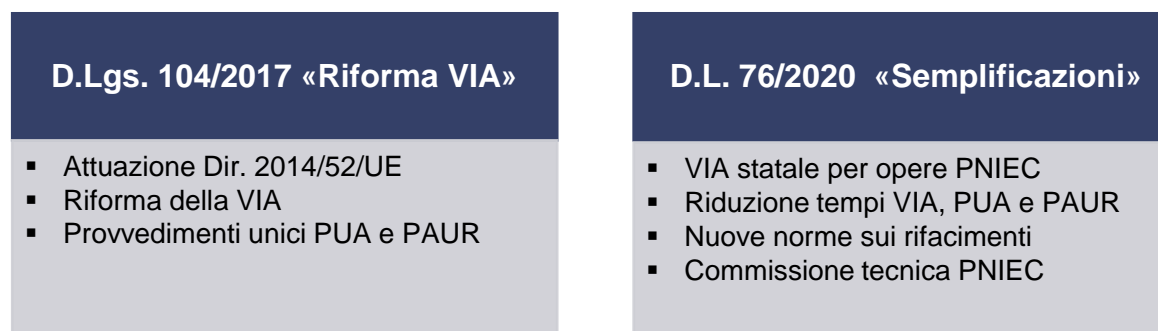


Fonte: Elettricità Futura

¹ A cui si andranno ad aggiungere circa 5 GW previsti dal PNRR per «impianti innovativi»

UN QUADRO NORMATIVO IN EVOLUZIONE

L'iter autorizzativo ha subito diversi cambiamenti nel corso del tempo. Modifiche recenti: la riforma della VIA (D.Lgs. 104/2017) e il Decreto «Semplificazioni» (D.L. 76/2020).



La procedura ordinaria per il permitting si divide in due iter paralleli (A e B)

A – ITER AUTORIZZATIVO

- Verifica di assoggettabilità alla VIA.
- VIA Statale o Regionale.
- Conferenza dei servizi per il PUA (se statale), PAUR (se regionale).
- Ottenimento Autorizzazione Unica (AU) e titoli ambientali abilitativi.
- Licenza di officina elettrica.

B – CONNESSIONE ALLA RETE

- Richiesta connessione.
- Preventivo con STMG e sua accettazione.
- Predisposizione del progetto.
- Necessarie autorizzazioni dell'iter (A) per proseguire nel processo autorizzativo.
- Richiesta ed accettazione STMD.
- Contratto di connessione.

LA PROCEDURA ORDINARIA POST D.L. «SEMPLIFICAZIONI»

D.L. «Semplificazioni» abbrevia tempi minimi (fasi eventuali escluse) e massimi (fasi eventuali incluse) dell'iter A.

- **Screening VIA:** -85 giorni (taglio del 44% rispetto al massimo teorico precedente).
- **PUA:** -85 giorni (taglio del 17% rispetto al massimo teorico precedente).
- **PAUR:** -90 giorni (taglio del 23% rispetto al massimo teorico precedente).

Il decreto ha previsto l'individuazione dei progetti e delle opere per attuare il PNIEC, per i quali è prevista una VIA semplificata, che taglia i tempi di 110 giorni (-27%) rispetto alla VIA.

Iter A e B – Le tempistiche teoriche post D.L. «Semplificazioni»

TEMPISTICHE	MIN PUA + AU	MAX PUA + AU	MIN PAUR	MAX PAUR
(A) SCREENING VIA	90	110	90	110
(B) RILASCIO STMG	90	90	90	90
(B) ACCETTAZIONE STMG	90	120	90	120
TOTALE FASE 1 GIORNI	180	210	180	210
TOTALE FASE 1 MESI	5,9	6,9	5,9	6,9
(A) PUA	325	420	.	.
(A) PAUR	.	.	235	295
(A) AU	90	90	.	.
TOTALE FASE 2 GIORNI	415	510	235	295
TOTALE FASE 2 MESI	13,6	16,8	7,7	9,7
(B) RILASCIO STMD	90	90	90	90
(B) ACCETTAZIONE STMD	60	60	60	60
TOTALE FASE 3	150	150	150	150
TOTALE FASE 3 MESI	4,93	4,93	4,93	4,93
TOTALE ITER GIORNI	745	870	565	655
TOTALE ITER MESI	24,5	28,6	18,6	21,5

A – ITER AUTORIZZATIVO

Il primo binario delle autorizzazioni è quello a maggiore complessità e consiste di:

1. **Valutazione preliminare** - D.Lgs. 104/2017 prevede il «pre-screening» VIA. Il proponente ha la facoltà di richiedere la valutazione preliminare del progetto al fine di identificare la procedura più adatta da avviare.
2. **Verifica di assoggettabilità** - Lo «screening» VIA permette di valutare i potenziali impatti del progetto. Nella prassi spesso non si affianca ma segue la richiesta di un preventivo per la connessione alla rete.
3. **PUA** - Nel caso di impianto di competenza statale, se lo screening indica la necessità di VIA, il proponente la richiede per ottenere il **Provvedimento Unico Ambientale**. I tempi variano tra i **325 e i 505 giorni**. In caso diverso, si passa direttamente all’Autorizzazione Unica (Regione).
4. **PAUR** - Nel caso di competenza regionale, si chiede un **Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale**. Come il PUA, contiene sia la VIA positiva, sia i restanti titoli ambientali. Ha tempi tra i **235 e i 385 giorni**.
5. **Concessioni** - Gli impianti offshore e idroelettrici necessitano di una concessione. Questo aspetto, non espressamente incluso nell’iter autorizzativo unico, contribuisce a sua volta ad allungare le tempistiche.

Questi punti dell’iter autorizzativo occupano la maggior parte del tempo di tutta la procedura e sono quelli che hanno maggiore necessità di snellimento.

B – CONNESSIONE ALLA RETE

In parallelo all'iter per ottenere l'Autorizzazione Unica e tutti i permessi necessari si svolge anche la procedura per la connessione alla rete di trasmissione o di distribuzione.

TSO, competente per impianti ≥ 10 MW, e DSO hanno l'obbligo di fornire la connessione a tutti i richiedenti.

I passaggi e le tempistiche sono i seguenti:

1. Preventivo – Il primo passo, dopo domanda di connessione, è l'elaborazione del preventivo, che deve contenere la *soluzione tecnica minima generale* (STMG) e va presentato **entro 90 giorni** dalla richiesta.

Il produttore dovrà accettare il preventivo **entro 120 giorni** e predisporre il progetto.

Dalla presentazione di quest'ultimo, si attende il rilascio del benestare **nei 60 giorni successivi**. Il preventivo va accettato **entro 45 giorni** nel caso in cui l'impianto vada collegato in BT o MT.

2. STMD – Dopo la conclusione positiva dell'iter autorizzativo (A), il proprietario dell'impianto deve chiedere la *soluzione tecnica minima di dettaglio*. Terna, entro 90 giorni, la invia al proprietario, che ha 60 giorni per l'accettazione. Il distributore, invece, ha 30 giorni dall'accettazione della STMG per redigere la STMD.

3. Contratto di connessione – Formalizza la connessione riportando tempi, costi e condizioni per l'opera.

Il quadro attuale: la mappatura delle criticità del permitting

L'insieme delle attività autorizzative presenta molteplici complessità e criticità che, seppur diverse per tecnologia e con differenti impatti, possono essere ricondotte a quattro categorie principali.

CRITICITÀ PROCEDURALI

- Iter autorizzativi lunghi e complessi.
- Documentazione ridondante/duplicata.
- Molteplicità/incertezza adempimenti.
- Tempistiche «fuori norma» de facto.
- Assenza fast track per infrastrutture strategiche (p.e. reti, accumuli, ...).

TERRITORIALI E LOCALI

- Difformità regionali iter autorizzativi.
- Aree vietate allo sviluppo di impianti.
- Disomogeneità criteri di valutazione.
- Terreni agricoli solo «sulla carta».
- Ruolo enti locali e compensazioni.
- Rapporti con altri stakeholder.

GOVERNANCE E STAKEHOLDER

- Livelli decisionali plurimi e stratificati.
- Poca chiarezza competenze.
- Molteplicità enti e amministrazioni coinvolti.
- Mancanza di criteri uniformi centro-periferia per aree (non) idonee.
- Rapporti con altri stakeholder.

RISCHI TECNOLOGICI

- Rischio obsolescenza per tempi lunghi permitting e poca flessibilità (varianti di progetto).
- Regolamentazione confusa e/o penalizzante rinnovamenti.
- Assenza/scarsa chiarezza norme per nuove soluzioni: batterie o pompaggi.

LE TEMPISTICHE AUTORIZZATIVE

L'indagine diretta presso un selezionato insieme di operatori mostra che i tempi totali del permitting italiano sono incompatibili con i target al 2030 e penalizzanti rispetto ad altre nazioni.

Il ritardo totale rispetto a tempi massimi teorici è, in media, di 66 mesi.

Le tempistiche autorizzative in mesi degli impianti negli ultimi tre anni

Fase	Livello	Step Iter Autorizzativo	Tempistiche di legge	Media	Best	Worst	Scostamento Media/Tempistiche di legge
1	Regioni	Concessione Idro	Regionale	21,6	4	84	
	TSO/DSO	Connessione	4,5 – 7	4,4	2	17	
	Stato/Regioni	Screening VIA	3 – 6,5	11,5	1	60	+5 (+77%)
2	Stato	VIA (MATTM) + AU	9,5 – 16,5	64	30	144	+47,5 (+288%)
		PUA + AU	14 – 20	18	15	22	
	Regioni	VIA + AU	9,5 – 16,5	78,1	21	154	+61,6 (+373%)
		PAUR	8 – 13	17,8	6	18	+4,8 (+37%)
3	TSO/DSO	Connessione	5	4,2	2	8	

ALTRI ASPETTI CRITICI

- **Molteplicità enti coinvolti**

La numerosità delle istituzioni coinvolte e la mancanza di un soggetto competente unico e centralizzato che gestisca l'intero procedimento genera un **sistema farraginoso, complesso e stratificato**, nel quale manca un adeguato coordinamento delle attività e un'uniformità di indirizzo. Nonostante la norma preveda il medesimo procedimento in ogni Regione/Provincia, di fatto, prassi e tempi si rivelano spesso diversi. Ogni Regione/Provincia adotta, infatti, pratiche specifiche e differenti dalle altre. In alcune Regioni/Province è molto difficile ottenere pareri positivi.

- **Uso del suolo**

Il consumo di suolo eccessivo per installare gli impianti, in particolare ad uso agricolo, è solo presunto. Anche se il fotovoltaico a terra necessario per il target Green Deal (+35 GW) fosse tutto su terreni agricoli, si occuperebbe solo 0,3% della superficie agricola in Italia, cioè 1,4% superficie agricola non usata (Fonte: EF). In realtà l'uso di superficie agricola è ancora minore dato l'impiego di siti ex industriali e aree da bonificare.

- **Reti**

Lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione è un nodo fondamentale della transizione energetica. Si segnalano criticità riguardo la connessione alle reti di molti progetti FER, in particolare per il FV. Il problema delle **aree critiche di rete** rischia di tornare attuale con la crescita prevista nel prossimo decennio.

Il quadro delle procedure autorizzative e il sistema di governance incidono pesantemente sulla capacità di realizzare gli impianti FER (e non solo), condizionando la possibilità e i tempi di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Gli effetti si producono sia a livello micro, sugli **economics dei progetti** e sui **risultati delle imprese**, sia macro, sull'intero sistema energetico ed economico, la **qualità dell'ambiente** e la **salute** umana.

In questa sezione si analizzano gli impatti economici e socio-ambientali derivanti dalla possibilità (o meno) di realizzare gli scenari di decarbonizzazione al 2030, in funzione della diversa configurazione del permitting, oltre che delle policy complessive.

IMPATTI PER LE IMPRESE

- Inefficacia delle politiche di sostegno.
- Potenziale di investimento inespresso.
- Compensazioni onerose.
- Reti inadeguate.
- Incertezza su realizzabilità progetti.

IMPATTI PER IL SISTEMA E I CONSUMATORI

- Minore competitività imprese.
- Maggiori costi per i consumatori.
- Impatti ambientali.
- Effetti negativi sulla salute.
- Peggior qualità della vita.

- **LE ASTE D.M. FER 1** mostrano esiti deludenti: negli ultimi due anni è stato assegnato poco più di un terzo dei plafond.
- **RINNOVAMENTO MANCATO**, con perdita di notevoli potenziali produttivi:
 - **Fotovoltaico**: persi 4 GW da revamping e 1,7 GW da repowering al 2030¹.
 - **Eolico**: potenziale nazionale inespresso: 3,4 GW da revamping e repowering al 2030².
- **COMPENSAZIONI**: enti locali avanzano richieste economiche rilevanti:
 - A volte slegate dalla norma vigente (massimo 3% dei ricavi), aggravando i costi.
 - Per l'idroelettrico sono previsti anche canoni concessori, sempre più gravosi.
- **CONNESSIONI ALLA RETE**: ottenimento STMG subordinato a criticità della rete, con aumento dell'incertezza su tempi e costi di realizzazione degli impianti.

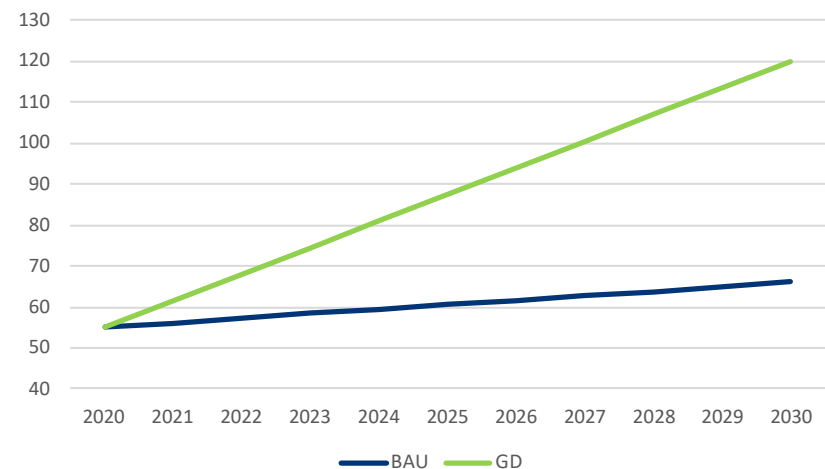
¹Althesys, *Il rilancio del fotovoltaico italiano*, Milano, 2018; ²Althesys, *Il Rinnovamento del parco eolico Italiano*, Milano, 2016

La stima degli impatti si fonda su **due diversi scenari** circa l'evoluzione del mercato elettrico italiano al 2030.



- **Business As Usual (BAU).** Scenario «**tendenziale**» che assume i (lunghi) tempi autorizzativi medi emersi dall'indagine diretta. Non sarebbe raggiunto il target di decarbonizzazione al 2030.
- **Green Deal (GD).** Scenario «**policy**» con tempi autorizzativi uguali a quelli minimi emersi dal questionario Althesys («best case») o, in mancanza, pari a quelli massimi previsti dalla RED II.

Raggiungimento obiettivo di decarbonizzazione del settore elettrico al 2030 UE (-55% emissioni CO₂), attraverso diverse assunzioni riguardo anche ad aspetti tecnologici e di assetto di mercato/policy.¹

Capacità installata rinnovabile nei diversi scenari (GW)



Scenari di sistema elettrico: principali risultati FER-e

FER-e		BAU	GD
			
CAPACITÀ (GW)	2020	55	
QUOTA	2020	38%	
CAPACITÀ (GW)	2030	66	120
QUOTA	2030	42%	70%


Fonte: Elettricità Futura

¹ L'incremento previsto di 65 GW di capacità FER-e al 2030 include anche la capacità da repowering degli impianti esistenti. Inoltre, si profila un aumento ulteriore di 5 GW previsto dal PNRR entro il 2026

GLI EFFETTI DELLO SCENARIO GREEN DEAL

La realizzazione di uno scenario di decarbonizzazione al 2030 grazie a un permitting più snello ed a opportune policy porterebbe cospicui benefici economici e socio-ambientali sull'intero sistema italiano, creando valore economico, migliorando la qualità dell'ambiente e riducendo i rischi per la salute umana.

Benefici economici attualizzati rispetto allo scenario BAU*

(miliardi di euro)	GREEN DEAL 
Ricadute dirette degli investimenti	17,6
Effetti netti sul sistema economico	39,5
Beneficio emissioni CO ₂ evitate	18,6
Benefici inquinanti atmosferici evitati	21,6
Benefici totali	97,3

Fonte: elaborazioni Althesys

*Assumptions e metodologia di calcolo sono precisate nello studio completo

Snellimento del permitting e policy traggurdate a uno scenario di FER 70% al 2030 porterebbero a circa 100 miliardi di euro di benefici.

L'analisi del quadro attuale del settore, delle maggiori criticità e dei loro impatti sulle imprese e sul sistema, evidenzia la necessità di una revisione profonda dell'attuale assetto normativo e di governance per poter raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Le procedure autorizzative

- Emanare i **decreti attuativi** del D.L. «Semplificazioni» e del Codice degli Appalti.
- Attuare la Direttiva Rinnovabili 2018/2001 (**RED II**) e rivedere la normativa **VIA**.
- L'istituzione di una **fast track** per determinati impianti di pubblica utilità (urgenti e indifferibili).
- Estendere l'utilizzo della Procedura Abilitativa Semplificata (**PAS**).
- Migliorare misure e percorsi specifici per il **rinnovamento** degli impianti esistenti.

La governance e le istituzioni

- Garantire **coordinamento** procedure, enti e **uniformità** dei procedimenti regionali.
- Istituzione di un **organismo unitario centrale** per attuare il PNIEC e coordinare gli enti coinvolti.

Il rapporto con il territorio

- Il potenziamento del quadro relativo al **burden sharing** e agli obiettivi regionali.
- Definire in modo chiaro quali siano le **aree non idonee** alla realizzazione degli impianti.
- Aumentare il consenso verso le FER attraverso il **coinvolgimento delle comunità**.

SEMPLIFICARE E RIDURRE I TEMPI

1. Rendere **perentori tutti i termini già previsti** per le PP.AA. preposte, nel rispetto della RED II. Prevedere l'esito positivo di tutti i procedimenti una volta decorsi i termini (silenzio-assenso).
2. Ridurre alcuni **termini di legge attuali**, in coerenza con le prassi delle nazioni UE più virtuose e con lo scenario **Green Deal**. In particolare, tempi di legge dello **screening VIA** e della **VIA**.
3. Modificare le modalità applicative della disciplina del **PAUR**, per renderlo realmente strumento autorizzatorio **«Unico»**, superando i conflitti di **competenze** tra le varie aree degli enti coinvolti.
4. Approvare i decreti attuativi del **Codice degli Appalti**. Stilare l'elenco delle infrastrutture prioritarie per il sistema elettrico e FER nominando commissari.
5. **Digitalizzare le procedure** per assicurare velocità e tracciabilità della documentazione, introducendo formati standard uniformi, invio e gestione delle pratiche solo online, possibilità di tracking online.
6. Introdurre **fast track autorizzativa** per le opere strategiche, a tutt'oggi ancora assente. In attuazione del D.L. «Semplificazioni», individuare le opere riconosciute come necessarie per il PNIEC, prevedendo una corsia preferenziale sulle procedure di valutazione ambientale.
7. Introduzione del principio di «legittimo affidamento» secondo il quale, una volta concluso il procedimento autorizzativo, **non è possibile riaprire la fase istruttoria e richiedere agli operatori ulteriore documentazione.**

8. La **VIA statale** deve essere rivista sotto vari profili, tra i quali:
 - Non coinvolgimento di tutte le PP.AA. nella AU se già consultate nella VIA. Accorpate in unico iter VIA o **PUA** e AU sotto l'egida MiTE (come si fa a livello regionale con PAUR).
 - Recepimento norme tecniche per lo studio di valutazione ambientale (art. 50.3-bis D.L. 76/2020).
 - Il decreto attuativo per questa misura non è ancora stato adottato.
 - Commisurare le regole per le valutazioni di impatto ambientale all'entità degli interventi.
 - VIA semplificata per rinnovamenti.
 - Prevedere un unico soggetto centrale responsabile dell'approvazione e rilascio della VIA.
 - Decisione sulla VIA di **esclusiva competenza della Commissione VIA**, facente capo al MiTE, con parere non vincolante del MiC.
 - Prevedere che la pianificazione nazionale consideri delle **linee guida del MiC** (da aggiornare sulla base delle buone pratiche). MiTE deve mantenere la competenza esclusiva sulle decisioni sui singoli impianti. La decarbonizzazione e le FER sono «attività di interesse pubblico [...] a salvaguardia di interessi ambientali e indirettamente a quella dei valori paesaggistici» (Sentenza CdS n. 2983/2021).
 - Per i **procedimenti già avviati**, va data all'operatore la facoltà di scegliere, laddove l'opera rilevi ai fini PNIEC, l'adozione dei termini abbreviati e delle diverse procedure previste dal D.L. «Semplificazioni».
9. Prevedere l'intervento delle Soprintendenze nell'iter autorizzativo soltanto per le proposte riguardanti **aree sottoposte a vincoli**, sulla base del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.
10. Rendere coerenti i **criteri d'impatto paesaggistico** con i target di nuova potenza rinnovabile al 2030.

PERCORSI SPECIFICI PER IL RINNOVAMENTO

Nei provvedimenti di semplificazione-accelerazione, vanno incluse azioni ad hoc per il **revamping** e il **repowering** di impianti FER esistenti o comunque per interventi su siti brownfield.

- Ridurre i tempi per le modifiche sostanziali per gli **impianti già esistenti** e connessi alla rete per cui le valutazioni ambientali sono già state svolte.
- Escludere dalla VIA e dalla competenza delle Soprintendenze MiC **aree industriali, ex cave, aree agricole e siti dismessi** già soggetti a VIA.
- Serve una normativa a livello centrale, come previsto dal D.Lgs. 28/2011.
- Favorire l'impiego della **PAS** e **DILA** nel caso di modifiche non sostanziali o rispetto di specifici criteri ambientali e progettuali.
- Emanare un decreto attuativo del D.L. «Semplificazioni» per **modifiche «sostanziali»** e **«non sostanziali»**.
- Includere il **rinnovamento eolico**, escluso dal D.L. «Semplificazioni», tra le modifiche non sostanziali.
- Approvare ulteriori semplificazioni per l'autorizzazione degli **impianti di accumulo** (procedure ambientali).
- Favorire tecnologie più performanti, semplificando il processo di **varianti** a progetti autorizzati (non realizzati).
- Migliorare il D.L. «Semplificazioni» grazie alla Legge di Delegazione Europea 2019-2020 (recentemente approvata), che prevede la delega a introdurre procedure semplificate per i rifacimenti (recepimento RED II).
- Esclusione dalla VIA e dall'AU per repowering e revamping **a parità di suolo** utilizzato. Le modifiche devono, in ogni caso, rispettare i criteri ambientali e progettuali previsti dalla legge.

1. Serve una misura che vada a **garantire l'uniformità dell'applicazione** della normativa a livello regionale. La disomogeneità di comportamento degli enti locali viola la parità di trattamento di progetti e operatori.
2. Necessaria una maggiore **interazione e coordinamento tra gli enti** coinvolti nel processo autorizzativo (enti locali e ministeri), definendo una procedura standard semplificata e inderogabile.
3. Revisione della **procedura per le servitù coattive/espropri**, prevedendo tempi rapidi. Solitamente sono usate soprattutto per le infrastrutture e le opere connesse per l'allaccio alle reti.
4. Prevedere un **monitoraggio costante** dell'iter, con aggiornamenti periodici. L'istituzione dell'**Osservatorio PNIEC** dovrebbe essere accompagnata da un controllo sui progressi delle regioni sul *burden sharing*.
5. **Responsabilizzazione dei diversi soggetti coinvolti** (Soprintendenze MiC oltre che Regioni ed Enti Locali) rispetto al raggiungimento degli obiettivi PNIEC e rimozione della «discrezionalità» dai pareri richiesti.
6. Redigere linee guida nazionali per PAER (in coerenza con *burden sharing*) e per Soprintendenze, con **sistemi premiali/penalizzanti** per entrambi.
7. Aggiornamento, formazione e aumento delle **risorse umane della P.A.** con sezioni organizzative ad hoc. Istituzione di percorsi formativi specifici e di un sistema premiale per responsabilizzare i funzionari.

ORGANO CENTRALE UNITARIO PER IL PNIEC

Istituire un organo specifico per attuare efficacemente e nei tempi dovuti il PNIEC, da aggiornare in coerenza con il target Green Deal e per beneficiare delle risorse del Next Generation EU.

Funzioni:

1. Controllo del rispetto dei tempi previsti per legge dei singoli processi autorizzativi.
2. Sviluppare un sistema di monitoraggio centralizzato di tutti gli impianti esistenti, istanziati e proposti.
3. Verifica della coerenza tra tasso di rilascio delle autorizzazioni e obiettivi di decarbonizzazione.
4. In caso di tempistiche disattese e appello del proponente, risoluzione delle controversie.
5. Coordinare gli enti coinvolti (Regioni e Ministeri) per migliorare la comunicazione.
6. Istituzione di target di burden sharing e monitoraggio periodico delle azioni svolte per raggiungerli.
7. Definizione di una tempistica massima per l'intero iter autorizzativo.

La proposta è un taglio di 1/3 dei termini, che supera il semplice recepimento della RED II:

1. Informazione e sensibilizzazione dei cittadini.

Punti di attenzione:

1. Adeguata attribuzione di poteri, da verificare e implementare sotto il profilo normativo.
2. Coordinamento anche con TSO e DSO per agevolare la programmazione e il potenziamento delle infrastrutture di rete per evitare che la connessione possa diventare un collo di bottiglia.

BURDEN SHARING E STRUMENTI DI COINVOLGIMENTO

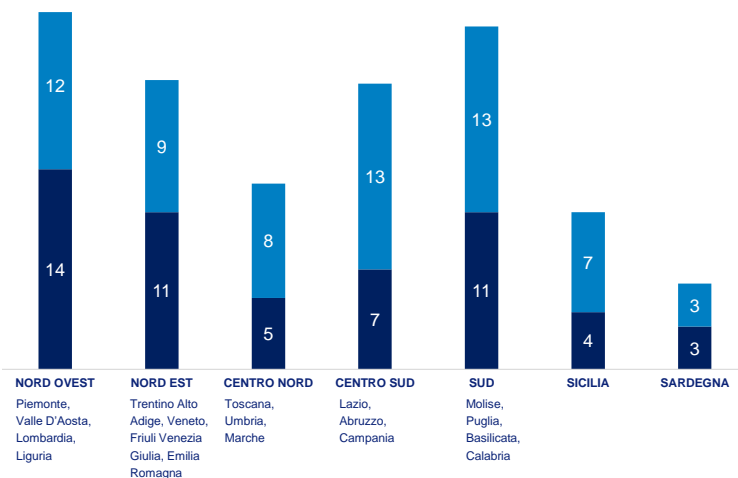
Il raggiungimento dei target 2030 richiede la responsabilizzazione del territorio, attraverso:

- Predisposizione di un piano vincolante e ambizioso di **burden sharing**.
- Introduzione di un **sistema premi-penalità** commisurato all'impegno delle Regioni.
- Eventuale **raggiungimento dei target non è motivo ammissibile** per rifiutare autorizzazioni.
- Previsione di un soggetto che controlli i diversi **PEAR** (Programmi Energetici Ambientali Regionali).
- Sviluppo di **strumenti che favoriscano e il consenso delle comunità locali** e di tutti gli stakeholder attraverso la comunicazione e il dialogo, con strumenti quali il dibattito pubblico.

Rinnovabili: ipotesi di incremento in GW per il 2030 diviso per zona geografica

55_{GW}
capacità FER al 2020

65_{GW}
capacità FER aggiuntiva
Green Deal 2030



Fonte: EF su dati RSE, Terna e Commissione Europea

LA PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E LE AREE NON IDONEE

La **definizione delle aree non idonee** per la costruzione degli impianti FER pare la soluzione più adatta.

- Chiarire quali aree non siano idonee alla costruzione di impianti per **ridurre l'incertezza**.
- Categorizzare gli usi per impianti FER come «**diverso uso del suolo**», piuttosto che «consumo del suolo».
- Modificare le norme che impediscono la costruzione e/o l'accesso a incentivi di impianti su suoli agricoli non usati o abbandonati.
- La natura di suolo agricolo non è di per sé sufficiente per motivare l'esclusione come area non idonea.
- Favorire l'**agri-fotovoltaico**, al fine di agevolare l'integrazione tra attività agricole ed energetiche.
- Favorire **repowering** e **revamping** facendo leva sulla riduzione e/o ottimizzazione del consumo del suolo.
- Permettere il repowering di impianti che sorgono su **aree divenute non idonee ex post**, cioè successivamente alla loro costruzione originaria.
- Chiarire assoggettabilità degli impianti all'**utilizzo della PAS**.

DISCLAIMER

L'obiettivo di questo documento è sintetizzare lo studio «Il disegno del sistema autorizzativo per decarbonizzare e rilanciare gli investimenti» volto a rivedere il sistema autorizzativo italiano per la realizzazione di impianti nel settore elettrico al fine di promuovere la decarbonizzazione in modo efficiente e sicuro. Il lavoro intende fornire alcune linee guida per disegnare una filiera del permitting e un sistema di governance che consentano di effettuare in tempi adeguati e certi gli investimenti necessari alla transizione energetica prevista dagli obiettivi indicati dall'UE. Lo scopo è valutare alcune possibili opzioni di revisione delle procedure e delle modalità autorizzative degli investimenti, stimando anche i possibili benefici in termini di crescita economica.

Lo studio analizza la configurazione attuale del sistema di permitting, evidenziandone le criticità e quantificandone i costi, per disegnare una più efficiente filiera autorizzativa che possa consentire la realizzazione, in tempi e costi adeguati, degli impianti e delle infrastrutture necessari alla decarbonizzazione e all'adeguatezza del sistema elettrico italiano. Lo studio non ha carattere esaustivo, è aggiornato alla data in calce e si basa su informazioni provenienti da fonti aperte, da istituti di ricerca e da istituzioni. La mappatura delle criticità dei processi autorizzativi si basa su un campione di iter di permitting raccolto presso alcuni operatori associati al Committente, le cui informazioni potrebbero essere non del tutto omogenee. Sebbene il presente rapporto sia stato realizzato con la massima diligenza ed accuratezza, Althesys non garantisce in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni contenute, che vengono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l'evoluzione complessiva del settore in esame. Il presente documento non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su fatti, persone o società citati. Gli autori non si assumono alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni fornite e del contenuto del presente documento.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

info@elettricitafutura.it | elettricitafutura.it

