



Repowering e Revamping di impianti eolici in Italia

Un vademecum su opportunità e criticità da tener presenti durante la valutazione di fattibilità

Aprile, 2019



Indice

Introduzione

1. Repowering e revamping: in cosa consistono realmente?

2. Installazioni attuali e prospettive future: un po' di numeri

3. Il quadro normativo

3.1 Autorizzazione degli impianti e degli interventi di repowering-revamping

3.2 Valutazioni di Impatto Ambientale e procedure di pre-screening e assoggettabilità

3.3 Ottenimento o mantenimento degli incentivi

3.4 Decreto "FER 1" 2019-2021

4. Vantaggi legati agli interventi di ammodernamento

5. Criticità connesse agli interventi di repowering

5.1 Aree non idonee e vincolate

5.2 Impatto ambientale

5.3 Logistica e trasportabilità

5.4 Morfologia e terreno

6. Soluzione alternativa: il revamping

6.1 Reblading

6.2 Sostituzione della logica di controllo

6.3 Installazione di anemometri sullo spinner

7. Vademecum sulla fattibilità di un progetto di repowering/revamping

Conclusioni

Introduzione

Repowering e revamping di impianti a fonte rinnovabile sono soluzioni tecniche sempre più spesso adottate dagli operatori del settore per migliorare le prestazioni ed estendere la vita utile delle proprie centrali di produzione.

Il repowering trova particolare applicazione negli impianti fotovoltaici i quali per definizione sono affetti da un degrado progressivo delle performance (0.4/0.6% annuo) e negli impianti eolici oggetto di questo articolo.

La rapida evoluzione della tecnologia eolica unita al raggiungimento o all'approssimarsi del termine del periodo di incentivazione ha portato alla diffusione delle attività di repowering e sono ad oggi in studio e in esecuzione diverse tipologie di interventi.

L'applicabilità delle varie soluzioni è strettamente legata a diversi fattori tecnico-normativi, di cui si citano di seguito i principali:

- Requisiti normativi
- Vincoli ambientali e paesaggistici
- Valutazioni tecnico-economiche
- Fattibilità tecnica
- Trasportabilità/Logistica

Il presente documento, dopo una precisazione sulla diversa tipologia di interventi possibili ed un breve excursus sullo stato attuale e sul trend futuro del comparto eolico, intende dare un quadro dei principali fattori che incidono sulla fattibilità di un intervento di repowering o revamping, evidenziando le possibili criticità e fornendo un "vademecum" su come approcciare progetti simili.

1. Repowering e revamping: in cosa consistono realmente?

Il nuovo impianto dovrà seguire un nuovo iter autorizzativo e dovranno essere rivalutati gli aspetti ambientali, paesaggistici e vincolistici in genere.

Prima di analizzare i fattori che influenzano la valutazione della fattibilità di interventi di repowering o revamping è bene precisare cosa si intende con questi due termini.

Il repowering prevede la sostituzione dell'intera turbina eolica con una nuova di taglia superiore, di maggiori dimensioni e più efficiente.

Gli impianti eolici installati fino ai primi anni 2000 sono costituiti da turbine con potenze inferiori ad 1 MW (come ad esempio Vestas V47 e Gamesa G52), mentre le turbine di nuova generazione hanno una potenza nominale compresa tra i 3.5 – 4.5 MW.

Fornitore	Turbina di vecchia generazione		Turbina di nuova generazione	
	Vestas	Gamesa	Vestas	Gamesa
Modello	V47	G52	V150-4.2 MW	SG 4.5 – 145
Potenza [kW]	660	850	4.200	4.500
Altezza torre [m]	55	65	In funzione del sito	157,5
Diametro rotore [m]	47	52	150	145
Range di funzionamento [m/s]	4 – 25	4 – 25	3 – 22,5	N.P.

Tabella 1: Principali parametri tecnici delle turbine di "vecchia generazione" e di quelle di nuova generazione

Il revamping di un impianto eolico prevede la sostituzione di alcuni componenti che risultano obsoleti rispetto allo stato dell'arte nell'ottica di migliorare le performance di impianto. Tale intervento non modifica la configurazione dell'impianto mediante l'installazione di nuove turbine, ma apporta delle modifiche non sostanziali per migliorare le prestazioni. Tra gli interventi di revamping rientrano ad esempio:

- Il reblading, ossia la sostituzione delle sole pale con altre a più alta efficienza, ma di medesime dimensioni;
- La sostituzione del sistema di controllo e gestione (PLC);
- L'installazione di anemometri in corrispondenza dello spinner.

Il repowering, rispetto al revamping, risulta quindi un intervento più rilevante poiché viene effettivamente smantellato il vecchio parco eolico per realizzarne uno nuovo. Per questo motivo la fattibilità del repowering di un impianto eolico non può prescindere da un'attenta verifica dei requisiti normativi e ambientali.



Il nuovo impianto dovrà seguire un nuovo iter autorizzativo e dovranno essere rivalutati gli aspetti ambientali, paesaggistici e vincolistici in genere. Questo può costituire una criticità in quanto gli impianti realizzati 10-15 anni fa hanno generalmente seguito un iter autorizzativo semplificato rispetto a quello attualmente in vigore. I vincoli ambientali inoltre sono diventati molto più stringenti per cui impianti realizzati possono oggi ricadere in aree protette come SIC o ZPS. Anche laddove questo non si verificasse, l'ingombro e l'impatto ambientale delle nuove, più grandi, turbine è significativamente maggiore.

Un altro importante aspetto da tenere in considerazione nella scelta tra repowering e revamping riguarda la trasportabilità e l'accessibilità dei siti. Come detto in precedenza le nuove turbine presentano dimensioni nettamente superiori e la trasportabilità dei componenti con maggiore ingombro può risultare un ostacolo al repowering.

Infine, è necessario verificare la fattibilità geotecnica e strutturale dell'intervento. I carichi in gioco per le nuove turbine risultano nettamente superiori, con la conseguente necessità di fondazioni di maggiori dimensioni che non sempre possono essere realizzate per tipologia o mancanza di disponibilità dei terreni.

Per questi motivi, laddove non sia possibile progettare ed eseguire attività di repowering, la soluzione di revamping risulta un ottimo compromesso.

2. Installazioni attuali e prospettive future: un po' di numeri

Nell'ottica di individuare quali siano le prospettive per repowering e revamping di impianti eolici in Italia, si riportano in questa sezione alcuni dati statistici relativi allo stato degli impianti attualmente in esercizio, oltre ad informazioni riguardanti la vita utile e il periodo di incentivazione residuo.

In Italia si è assistito ad un cospicuo incremento dell'installazione dei parchi eolici dal 2000 al 2017, con una decuplicazione della produzione di energia elettrica da fonte eolica dal 2003 al 2017. A fine 2017 si contava un parco nazionale di 5.579 impianti, per una potenza totale installata di 9.766 MW¹ che contribuiva per il 18,3 % del totale rinnovabile. Secondo successive pubblicazioni², nel 2018 sono stati installati circa 450 impianti che hanno permesso di raggiungere una capacità totale installata di 9.958 MW.

Il maggior numero di impianti è stato installato tra il 2007 ed il 2012 quando gli incentivi erano maggiori, come evidenziato dai dati pubblicati dal GSE.

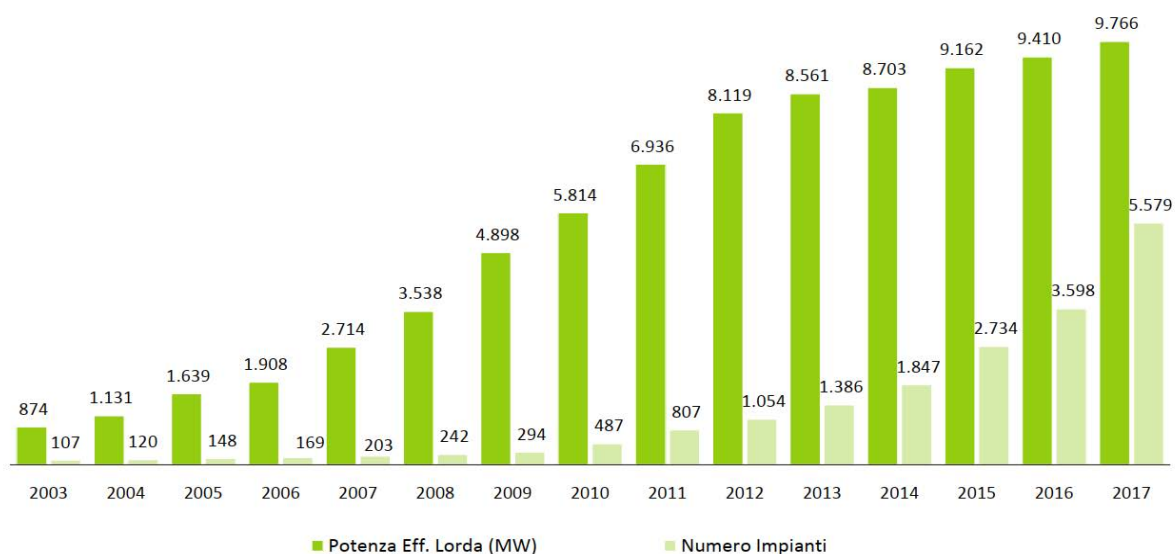


Figura 1: Evoluzione del numero di impianti eolici e della potenza installata negli anni_Fonte GSE

Classi di potenza	N°	Potenza [MW]	Energia [GWh]
≤ 1 MW	5.175	491	690
1 MW < P ≤ 10 MW	117	619	1.114
P >10 MW	287	8.655	15.938
Tot	5579	9765	17742

Tabella 2: Impianti Eolici al 2017_ Fonte Terna

Guardando alla distribuzione delle installazioni eoliche sul territorio nazionale, si segnala come le Regioni che da sempre ospitano il maggior numero di impianti sono la Puglia (con 2473,2 MW*), la Sicilia (con 1.810,9 MW*), la Campania (con 1.390,04 MW*) e la Sardegna, (con 1.023,6 MW*³).

¹ Fonte dati: Gestore Servizi Energetici (GSE)

² Wind energy in Europe in 2018 Trends and Statistics - Windeurope.org

³ Dati riferiti al 2017



Figura 2: Numero di impianti eolici 2017_Fonte GSE



Figura 3: Potenza impianti eolici 2017_Fonte GSE

Benché vi siano state delle nuove installazioni anche nel 2018, il trend di questi anni non porterebbe l'eolico a dare alcun significativo contributo al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN). Per questa ragione gli operatori di settore, così come le associazioni di categoria, stanno lavorando con il Legislatore per ridurre le barriere ad una crescita più vigorosa.

La SEN prevede per il 2030 che le FER aumentino del 70% il loro contributo rispetto al 2015 e in particolare è previsto che l'energia eolica prodotta tocchi quota 40 TWh (dai 15 TWh del 2015) come visibile dal grafico riportato di seguito. Secondo l'Energy Strategy Group del Politecnico di Milano, per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN, la nuova potenza eolica da installare entro il 2030 dovrà essere di circa 10 GW⁴.

La SEN prevede per il 2030 che le FER aumentino del 70% il loro contributo rispetto al 2015

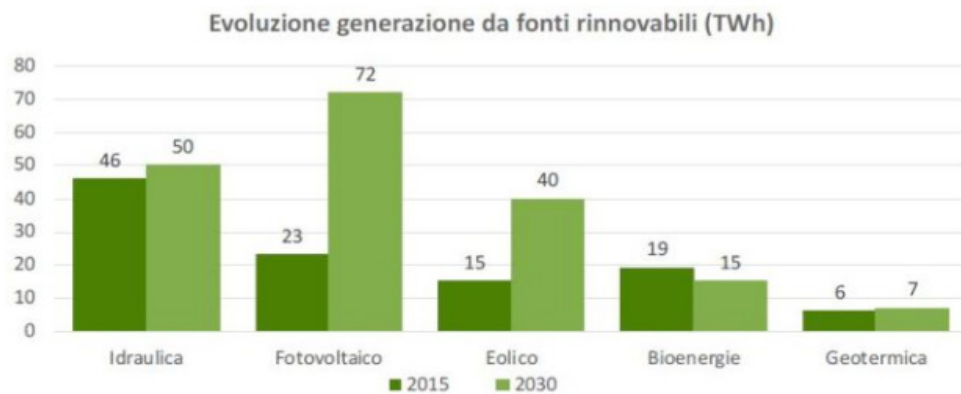


Figura 4: Evoluzione generazione da fonti rinnovabili (TWh)_Fonte: Renewable Energy Report 2018 – Energy Strategy Group Politecnico di Milano.

⁴ Calcolo ottenuto stimando una ventosità media di 2.500 h annue e una produzione aggiuntiva prevista pari a 25 TWh (fonte: Renewable Energy Report 2018)

Dal punto di vista del repowering/revamping, analizzando le statistiche disponibili, sembra che **circa 140 impianti, corrispondenti a 1.630 MW e 2.080 turbine eoliche⁵, vedranno la fine della loro vita utile verso il 2020** in quanto installati nel periodo 1991-2005.

Tale dato è altamente interessante se analizzato contestualmente all'evoluzione tecnologica del settore (che offre diverse soluzioni di intervento per migliorare e/o ripristinare gli impianti in esercizio) e alla necessità di rispettare gli obiettivi di crescita energetica dell'Europa.

Inoltre, considerando che gran parte degli impianti eolici incentivati beneficia dell'incentivo sostitutivo dei Certificati Verdi, si può affermare che una buona parte di essi, **circa 557 impianti corrispondenti a 7,6 GW, vedrà la scadenza dell'incentivo entro il 2030**, come mostrato nel grafico riportato di seguito e realizzato dal GSE.

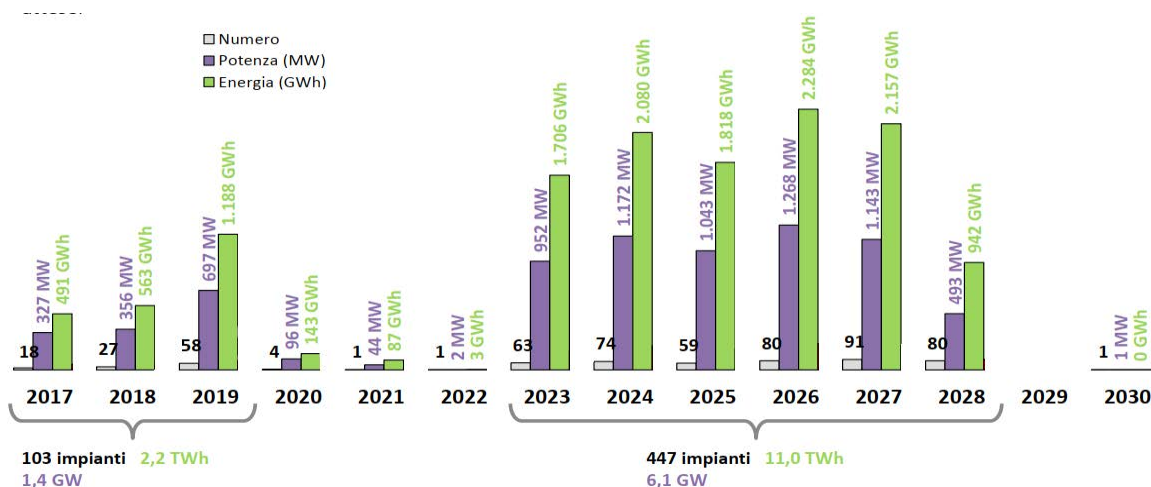


Figura 5: Andamento degli incentivi (ex CV) in scadenza Fonte GSE

Dal grafico GSE si può osservare come la fascia temporale nella quale si registrerà la maggior parte di cessazioni dell'incentivo è prevista tra il 2023 ed il 2028.

È bene ricordare che al termine del periodo di incentivazione l'operatore dell'impianto sarà libero di valutare la migliore soluzione per massimizzare la produzione energetica del proprio impianto, senza restrizioni derivanti dalle prescrizioni del GSE. Diversamente, in caso si intendano apportare modifiche ad impianti incentivati, è necessario rispettare le indicazioni riportate nelle "Procedure Operative per la gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi" pubblicate dal GSE in attuazione e conformemente ai criteri previsti dall'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico".

Si ricorda infine che in ciascun caso è appropriato e suggeribile verificare le condizioni previste dal decreto incentivante di riferimento al fine di effettuare una corretta valutazione della possibilità di beneficiare di eventuali ulteriori incentivi. Facendo un esempio concreto, il Decreto 6 novembre 2014, "Rimodulazione degli incentivi per impianti a fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico" permetteva di scegliere di non rimodulare l'incentivo e continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. Questa opzione era attivabile a patto di rinunciare, per dieci anni dal termine del periodo di incentivi, in caso di interventi di qualunque tipo (potenziamenti, integrali ricostruzioni, rifacimenti) a ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato (RID) e scambio sul posto (SSP).

⁵ Statistiche GSE e ANEV* (*da articolo)



3. Il quadro normativo

3.1 Autorizzazione degli impianti e degli interventi di repowering-revamping

Gli iter procedurali previsti dalla normativa nazionale vigente per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili, tra cui gli impianti eolici, sono sostanzialmente tre:

- Autorizzazione Unica (AU) – introdotta dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003.
- Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) – procedura introdotta dal D.Lgs. 28/2011 in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA).
- Comunicazione al Comune – adempimento previsto per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da FER, assimilabili ad attività edilizia libera.

L'applicabilità dei procedimenti suddetti dipende sostanzialmente dalle soglie di potenza definite nella Tabella A allegata al D.Lgs. 387/03, salvo diversa legiferazione delle Regioni.

Il Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 definisce le linee guida per il procedimento di cui all'Art.12 del Decreto Legislativo 387/2003, all'Art.13, comma 1 ed elenca la documentazione che deve essere presentata a corredo dell'istanza di rilascio di Autorizzazione Unica. Si deve inoltre far riferimento alle eventuali trasposizioni Regionali dei suddetti decreti.

Si evidenzia che le opere di rifacimento realizzate sugli impianti eolici esistenti che non comportano variazioni delle dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, né delle opere connesse sono soggette a PAS (Procedura Abilitativa Semplificata).

La tabella seguente mostra in maniera sintetica l'iter procedurale e la competenza dello stesso per tipologia e taglia di impianto.

Tipologia di impianto eolico	Iter Autorizzativo
Potenza impianto maggiore di 60 kW*	Autorizzazione Unica (AU)
Potenza impianto tra 0 e 60 kW* oppure torri anemometriche destinate ad una misurazione del vento oltre 36 mesi	Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)
Singoli generatori eolici installati su tetti di edifici esistenti con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro. L'impianto non deve ricadere nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/04 e s.m.i.) oppure Torri anemometriche per la misurazione temporanea (fino a 36 mesi) del vento realizzate con strutture amovibili, in aree non soggette a vincolo	Comunicazione al Comune

Tabella 3: Iter procedurale per tipo di impianto

** La soglia per l'accesso all'Autorizzazione Unica può esser estesa, con relativi ulteriori criteri, fino a 1 MW di potenza. Si riporta l'esempio della Puglia che, tramite Legge Regionale n.44 del 10 agosto 2018, ha esteso la soglia della PAS fino a 200 kW, a patto che gli aerogeneratori siano massimo 4 e non ricadenti (nemmeno parzialmente) in aree Naturali Protette oppure tra i 200 e i 500 kW se presente un unico aerogeneratore non ricadente (nemmeno parzialmente) in aree Naturali Protette e che al progetto non si applichi il procedimento di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale.*

Si evidenzia che in base ai vincoli presenti sul sito, prima della PAS o nell'ambito del procedimento unico, sarà necessario ottenere pareri, Nulla Osta ed autorizzazioni da parte degli enti preposti. A titolo di esempio, in caso si ricada in aree soggette a vincolo paesaggistico ai sensi del D.Lgs. 42/2004, sarà necessario ottenere un'Autorizzazione Paesaggistica, mentre in caso si ricada in aree soggette a vincolo idrogeologico previsto dal Regio Decreto n.3267/1923 sarà necessario ottenere il relativo Nulla Osta. È necessario inoltre ottenere, da parte dell'aeronautica civile (ENAC-ENAV), il Nulla Osta per la sicurezza del volo da rilasciarsi ai sensi del R.D. 30 marzo 1942, n.327 recante il codice della navigazione. Per maggior completezza si rimanda all'Allegato 1 delle Linee Guida di cui al DM 10 Settembre 2010 per un elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico. Occorre poi sempre far riferimento alle normative Regionali e ai piani paesaggistici e urbanistici a livello Provinciale e Comunale.

3.2 Valutazioni di Impatto Ambientale e procedure di pre-screening e assoggettabilità

Nell'ambito dei procedimenti autorizzativi, sempre in base a criteri quali le taglie di impianto e il contesto nel quale il sito si inserisce, occorre procedere con alcune valutazioni relativamente all'impatto sull'ambiente. Nella maggior parte dei casi occorre procedere almeno con una Verifica di Assoggettabilità alla VIA (VA o screening) e talvolta con una completa Valutazione di impatto Ambientale (VIA). Tali procedure sono disciplinate dal D.Lgs. N.104 del 16 giugno 2017 che ha modificato parte del precedente D.Lgs. n.152 del 3 aprile 2006 e delle ulteriori disposizioni tramite D.Lgs. n.4 del 16 gennaio 2008. Le procedure possono essere definite come di seguito:



- **Verifica di assoggettabilità o screening (VA):** finalizzata ad accertare se il progetto debba o meno essere assoggettato alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA). In alcune condizioni si passa direttamente alla VIA, senza Verifica di Assoggettabilità. L'ente referente della VA può essere la Regione o direttamente lo Stato. La VA è esercitata secondo le linee guida pubblicate con Decreto Ministeriale del 30 Marzo 2015;
- **Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA):** è uno studio completo di valutazione degli impatti ambientali corredato da una serie di documenti tecnico-ambientali e studi specialistici. In alcuni casi, come per impianti eolici per i quali è prevista la partecipazione del Ministero per i Beni e le attività Culturali in Conferenza dei Servizi, la VIA è immediata senza passare per la VA.

I criteri per la verifica di assoggettabilità sono riportati nell'Allegato V al D.Lgs. 104/2017.

Per le VIA di impianti eolici generalmente l'ente competente è la Regione, salvo i casi di impianti off-shore e di impianti on-shore di potenza complessiva superiore a 30 MW i quali ricadono sotto competenza Statale.

Oltre alle procedure di VA e VIA sopraesposte, è opportuno precisare che il D.Lgs. 104/2017 ha introdotto (art.6, comma 9) la possibilità di procedere in prima istanza con un più semplice **"pre-screening"** nel caso di modifiche, estensioni o adeguamenti tecnici finalizzati a migliorare il rendimento e le prestazioni ambientali dei progetti elencati negli allegati II, II-bis, III e IV alla parte seconda del decreto, fatta eccezione per le modifiche o estensioni di cui al comma 7, lettera d), in ragione della presunta assenza di potenziali impatti ambientali significativi e negativi.

Tale pre-screening consiste in una richiesta di **valutazione preliminare dell'iter procedurale** da avviare. La richiesta viene inviata all'ente competente tramite un'apposita lista di controllo e l'ente è tenuto entro 30 giorni a comunicare se le modifiche/estensioni/adeguamenti siano o meno da assoggettare a VA o VIA.

La figura seguente mostra in maniera sintetica l'iter procedurale relativo alla valutazione ambientale e la

competenza dello stesso per tipologia e taglia di impianto. Riferendosi alla Verifica di Assoggettabilità di competenza regionale, le soglie minime per l'accesso all'iter possono essere dimezzate nel caso in cui l'area sia situata all'interno di zone protette secondo le "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e delle provincie autonome [...]” pubblicate con Decreto Ministeriale del 30 Marzo 2015. Con il D.Lgs. 104/2017 le linee guida vengono applicate anche ai progetti sottoposti a verifica di assoggettabilità di competenza statale (presenti nell'allegato II-bis al D.Lgs. n.152/2006).

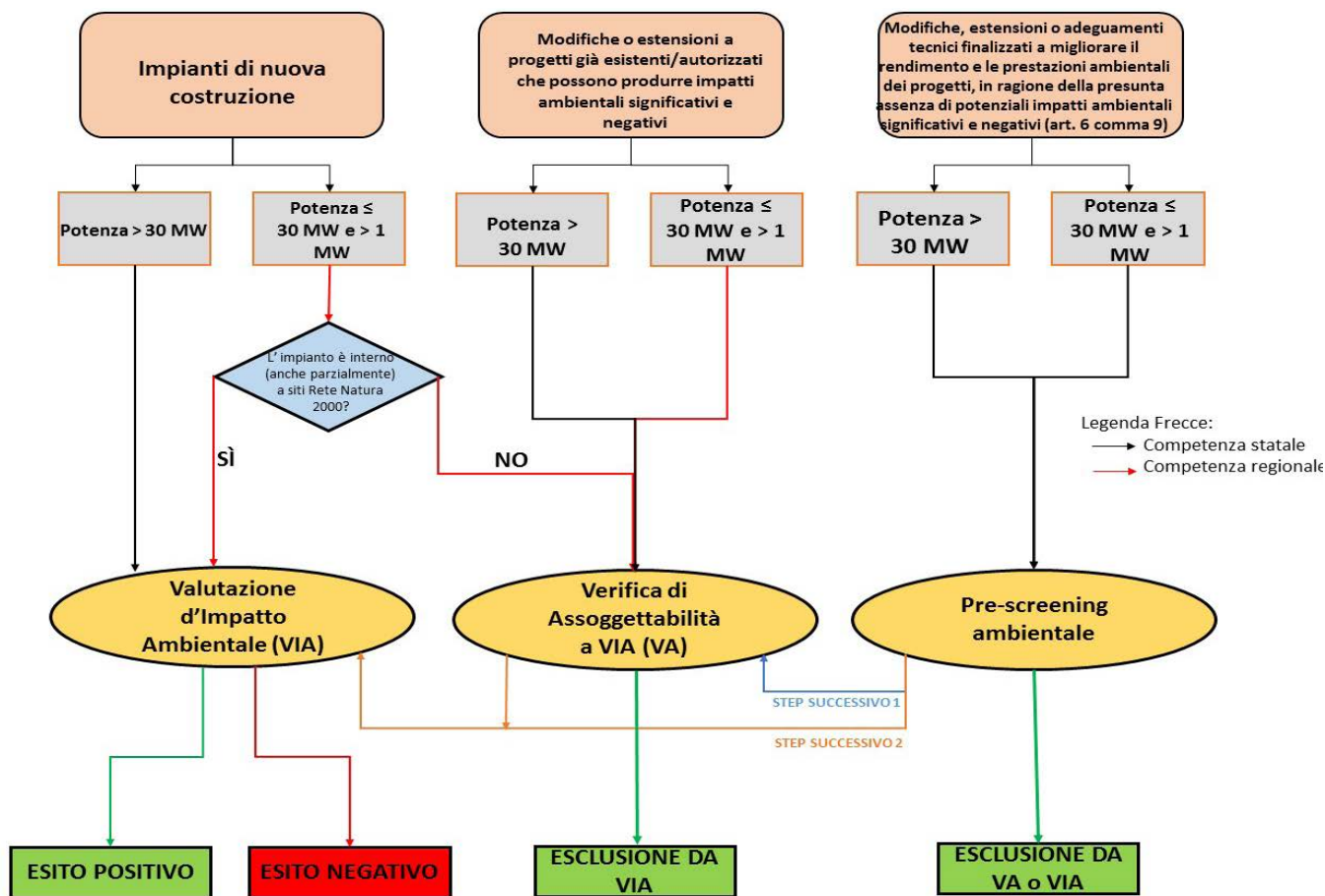


Figura 6: Schema dell'iter procedurale per la valutazione ambientale e la competenza dello stesso per tipologia e taglia di impianto

Nel caso di repowering totale con nuove turbine di taglie maggiori e spostamento delle piazzole occorrerà andare in VA o VIA; il pre-screening potrebbe essere più percorribile in caso di re-blading o di interventi di miglioramento e upgrade dell'impianto che non comportino spostamento delle turbine o sostituzione con altre di maggiore impatto (es. visivo e acustico).

3.3 Ottenimento o mantenimento degli incentivi

Approfondimento a parte merita il tema degli incentivi. Come già evidenziato in precedenza, sebbene alcuni impianti abbiano ormai terminato il periodo di incentivazione, molti sono ancora incentivati in accordo a diversi sistemi regolatori. È dunque importante valutare quali siano i requisiti da rispettare al fine di mantenere l'incentivazione dell'impianto.

Come già citato in precedenza, il documento di riferimento è la linea guida pubblicata dal GSE nel Dicembre 2017, "Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, diversi dai fotovoltaici, ammessi agli incentivi". Si tratta delle Procedure Operative messe a disposizione degli Operatori che volessero eseguire interventi sugli impianti che beneficiano degli incentivi e forniscono le linee guida nel caso in cui si volessero realizzare interventi che modificano la configurazione d'impianto allo scopo di efficientare



o massimizzare la produzione. Come ribadito nelle procedure, prerogativa indispensabile è il mantenimento dei requisiti che hanno garantito l'accesso agli incentivi. Inoltre, per ogni intervento, sono riportati suddivisi per categoria le condizioni, i criteri di ammissibilità e gli adempimenti in capo agli Operatori, oltre alle modalità e alle tempistiche con cui dovranno essere inviate le comunicazioni al GSE e agli eventuali impatti sulla convenzione in essere.

3.4 Decreto "FER 1" 2019-2021

In questa sezione si riporta qualche dettaglio sulla bozza di decreto previsto per l'incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili che dovrebbe essere pubblicato in Gazzetta Ufficiale.

La bozza del Decreto Ministeriale "FER 1", pubblicata in data 23/01/2019, ha introdotto alcune novità che coinvolgono anche gli impianti eolici ed in particolare i regimi di incentivazione che riguardano gli interventi di rifacimento.

Innanzitutto, l'accesso agli incentivi verrà regolato attraverso due meccanismi:

1. Iscrizione al registro per gli impianti di potenza inferiore ad 1 MW;
2. Procedure competitive di aste al ribasso per gli impianti di potenza superiore.

Per entrambi i meccanismi è previsto che il GSE pubblichi 8 bandi, la prima data era prevista per il 31/01/2019, mentre la data dell'ultimo bando è stimata per il 31 maggio 2021.

Secondo la bozza del Decreto, gli impianti eolici di nuova costruzione ricadono nel "Gruppo A", mentre, nel caso di rifacimento totale o parziale, si qualificano all'interno del "Gruppo C".

Le definizioni di impianti "integralmente ricostruiti e riattivati", "potenziati" e oggetto di "rifacimenti", sono espresse nel D.M. del 20 giugno 2016 e sono riportate di seguito:

- **Integrale ricostruzione:** "è l'intervento che prevede la realizzazione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori, preesisteva un altro impianto di produzione di energia elettrica, del quale può essere riutilizzato un numero limitato di infrastrutture e opere preesistenti; l'intervento



deve essere realizzato utilizzando componenti nuovi o rigenerati;”

- **Potenziamento di un impianto alimentato da fonti rinnovabili:** “è l’intervento che prevede la realizzazione di opere sull’impianto volte ad ottenere un aumento della potenza dell’impianto”; gli interventi ammessi sono specificati in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, nell’allegato 2 del decreto.
- **Rifacimento di un impianto alimentato da fonti rinnovabili:** “è l’intervento finalizzato al mantenimento in piena efficienza produttiva dell’impianto e può includere sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura, da effettuare su alcuni dei principali macchinari ed opere costituenti l’impianto; il rifacimento è considerato totale o parziale a seconda del rilievo dell’intervento complessivamente effettuato”. Maggiori dettagli sono forniti, in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, nell’allegato 2 del decreto.

L’iscrizione ai registri è riservata a:

- a) gli impianti di nuova costruzione, integralmente ricostruiti e riattivati, di potenza inferiore a 1 MW;
- b) gli impianti oggetto di interventi di potenziamento, qualora la differenza tra la potenza prima e dopo l’intervento sia inferiore a 1 MW;
- c) gli impianti oggetto di rifacimento di potenza inferiore a 1 MW.

Gli impianti di potenza uguale o maggiore di 1MW dovranno partecipare a procedure di asta.

Il contingente di potenza messo a disposizione in questa fase degli impianti del “Gruppo A” ammonta a 5.500 MW, mentre per il “Gruppo C” sono previsti 620 MW.

È importante segnalare che **sono ammessi alle aste e all’iscrizione ai registri gli impianti in possesso di titolo abilitativo alla costruzione e all’esercizio e di preventivo di connessione accettato in via definitiva.**

Le **modalità di incentivazione** della produzione di energia elettrica da impianti oggetto di **interventi di rifacimento totale o parziale** sono trattate nel titolo IV e sono previste delle specifiche procedure d’asta e registro con le medesime tempistiche previste per le altre tipologie di intervento. Sono ammessi alla procedura gli impianti che rispettano i seguenti requisiti:

- a) sono in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della vita utile convenzionale dell’impianto;
- b) non beneficiano, alla data di pubblicazione della procedura, di incentivi sulla produzione energetica attribuiti ai sensi di norme statali;
- c) rispettano i requisiti previsti dal decreto 6 novembre 2014 (“spalma incentivi”).

In sintesi, dunque, gli interventi di “Rifacimento”, se effettuati su impianti di potenza maggiore o uguale ad 1 MW, come previsto dal Titolo IV, partecipano a specifiche procedure d’asta.

4. Vantaggi legati agli interventi di ammodernamento

Sono molteplici i vantaggi che si possono trarre dagli interventi di repowering o revamping di impianti eolici; qui di seguito se ne riportano i principali:

- La gestione di un impianto per il corso della vita utile porta ad una conoscenza della risorsa eolica che, unita alla consapevolezza delle caratteristiche del sito, consente di ottimizzare la localizzazione delle nuove turbine;
- Le condizioni di ventosità sono comprovate da anni di funzionamento e, grazie a soluzioni tecnologiche che consentono di sfruttare al meglio le specificità del sito, è possibile ridurre i rischi legati alla non ottimale gestione degli impianti;
- Il principale risultato confermato da diversi operatori è l'evidente incremento delle prestazioni che si è registrato a valle dell'intervento: si parla di aumenti di performance superiori al 5% nella maggior parte dei casi;
- La riduzione del numero di turbine, che solitamente si concretizza negli interventi di repowering, consente di ottenere una riduzione dell'impatto grazie al minor numero di turbine. Potenzialmente una turbina di nuova generazione potrebbe sostituire, a parità di potenza installata, fino a 7 turbine di vecchia generazione;
- L'utilizzo di aree già sfruttate per impianti eolici permette di ridurre il consumo di ulteriori aree;
- L'opportunità di sfruttare infrastrutture esistenti, quali cavidotti e strade, implica una riduzione dei costi capitali per l'installazione dell'impianto, oltre ad una riduzione degli impatti sul territorio;
- I nuovi impianti richiedono minore manutenzione con una conseguente riduzione dei costi operativi;
- Si ha un impatto positivo sulla comunità grazie alla creazione di nuove opportunità di lavoro.

A conferma degli effetti benefici che possono ripercuotersi sulla comunità, si riporta un esempio recente relativo al caso dell'unione dei Sindaci della Val Fortone, i quali hanno inviato una lettera al Presidente della Regione Campania a sostegno del settore eolico. Tra gli elementi evidenziati dai Sindaci a supporto della richiesta di sviluppo di impianti eolici sono stati elencati i benefici che l'energia eolica ha portato al territorio come **l'occupazione ed i ritorni economici in zone poco vocate all'agricoltura e spesso utilizzate solo per la pastorizia.**

5. Criticità connesse agli interventi di repowering

Nell'ambito dell'analisi di fattibilità di un intervento di repowering per un impianto eolico in Italia è opportuno svolgere, congiuntamente allo studio, la valutazione delle diverse criticità legate allo sviluppo e alla costruzione dell'impianto.

Le tre principali problematiche da affrontare in fase di studio di un repowering di un impianto eolico sono:

- **Valutazione aree non idonee per l'installazione di impianti eolici:** attraverso la normativa nazionale e locale si analizza quali sono le aree che possono/non possono ospitare l'installazione.
- **Valutazione Impatto Ambientale:** analisi che consente di valutare i possibili impatti sull'ambiente a seguito della nuova installazione.
- **Logistica e requisiti del terreno:** studio delle logiche organizzative per l'installazione dell'impianto eolico e valutazione dei permessi per i terreni connessi alle nuove installazioni.

Nell'ambito dell'analisi di fattibilità di un intervento di repowering per un impianto eolico in Italia è opportuno svolgere, congiuntamente allo studio, la valutazione delle diverse criticità legate allo sviluppo e alla costruzione dell'impianto.



5.1 Aree non idonee e vincolate

Il repowering di un impianto eolico trova particolare interesse per impianti realizzati nel decennio 1995-2005 anche in virtù dell'imminente raggiungimento della fine vita utile (solitamente 15-20 anni dopo l'installazione).

Rispetto all'epoca di autorizzazione e costruzione di questi impianti, la normativa riguardante la valutazione ambientale e le aree idonee all'installazione ha subito modifiche sostanziali. Negli ultimi anni infatti, sia a livello nazionale, sia regionale, è stata definita una regolamentazione via via più stringente che ha comportato una nuova classificazione delle aree sulle quali possono o non possono essere installati impianti a fonti rinnovabili. Le modifiche di classificazione e vincoli riguardano anche aree interessate da impianti eolici esistenti potenzialmente interessati da repowering.

Le normative nazionali identificano una serie di aree che individuano ad esempio beni paesaggistici, beni archeologici, aree protette o aree a rischio. Tali aree costituiscono poi un riferimento per la definizione delle aree non idonee all'installazione di impianti eolici da parte delle Regioni. Spesso infatti è compito della Regione implementare le normative nazionali attraverso decreti attuativi e definire un legame tra esse e l'installazione di impianti eolici a livello regionale.

Si cita a titolo di esempio il caso della Regione Sicilia in cui, attraverso il Decreto Presidenziale n.26 del 10 ottobre 2017, sono state definite le aree non idonee e le aree "di particolare attenzione" all'installazione di impianti eolici prendendo a riferimento la normativa nazionale legata alla costituzione di beni e aree protette.

In generale, nella valutazione delle aree idonee o meno alla realizzazione di impianti eolici - e dunque all'effettuazione di repowering o integrale ricostruzione - si dovrebbe effettuare un'attenta analisi vincolistica prendendo a riferimento, fra gli altri, almeno i seguenti vincoli:

- Aree Protette e Rete Natura 2000
- Vincoli di cui al D.Lgs. 42/2004
- Pericolosità e Rischio Idrogeologico (PAI)
- Ulteriori restrizioni fra cui normative in ambito di sicurezza aerea (ENAC), classificazione sismica, normative regionali, ecc.



In base alle disposizioni regionali e locali alcuni di questi vincoli costituiscono un diniego alla possibilità di installare nuovi impianti o nuove turbine, mentre altri comportano la predisposizione di studi, indagini e relazioni specialistiche da presentare agli enti competenti per l'ottenimento dei relativi nulla osta a procedere.

5.2 Impatto ambientale

Il caso di repowering o ricostruzione integrale dell'impianto, con la conseguente dismissione delle vecchie turbine e l'installazione di nuove turbine di dimensioni più grandi, porta con sé una serie di problematiche connesse al più rilevante impatto ambientale che le turbine di dimensioni maggiori possono provocare.

I principali impatti che possono essere associati alle nuove turbine sono:

- Impatto visivo
- Impatto acustico
- Fenomeno dello Shadow flickering
- Impatto sul terreno: fondazioni delle turbine
- Impatto sull'avifauna

Per quanto riguarda **l'impatto visivo**, prendendo come riferimento una tipica turbina a fine vita da 0,66-0,85 MW e una turbina moderna nella fascia di 3,5-4,5 MW possono essere fatte diverse considerazioni: il diametro del rotore delle turbine di nuova concezione può essere due o tre volte quello delle vecchie turbine (si pensi ad esempio ai 150 metri di diametro di una turbina VESTAS V150 da 4,2 MW rispetto ai 52 metri di una VESTAS V52 da 0,85 MW), mentre la torre che sostiene il rotore della turbina può avere una dimensione anche doppia e superare i 150 metri di altezza. D'altra parte una maggiore potenza per singola turbina può consentire una diminuzione significativa del numero di turbine, portando ad un impatto visivo complessivo che in base al sito può risultare di uguale o inferiore entità.

Per ciò che concerne **l'impianto acustico**, esso va valutato su due fronti:

- a livello meccanico, ossia il rumore causato dal generatore
- a livello aerodinamico, ossia il rumore causato dalle pale del rotore.

Una turbina di nuova generazione di potenza tra i 3,5 e i 4,5 MW ha un livello di emissione sonora anche maggiore di 100 dBA (circa 105 dBA per una VESTAS V150), mentre una turbina di vecchia generazione raggiungeva valori tra i 90 e i 100 dBA. Per quanto la differenza sembri limitata, è opportuno ricordare che, essendo il decibel una scala logaritmica, un aumento di 10 dBA corrisponde ad una pressione sonora 10 volte maggiore.

Un terzo aspetto da valutare è lo shadow flickering, il fenomeno per cui le turbine eoliche proiettano ombre intermittenti sul terreno e sulle strutture vicine causando potenziali disagi alla comunità locale e alla natura circostante. L'aumento dell'area "spazzata" dalle turbine, dovuto all'incremento del diametro del rotore, e l'aumento della lunghezza dell'ombra, dovuta alla maggiore altezza della torre, causano un impatto maggiore di questo fenomeno. Una semplice strategia di mitigazione è quella di eseguire una corretta e attenta pianificazione e ubicazione delle turbine eoliche.

Dato che l'estensione del fenomeno dello **shadow flickering** in termini di lunghezza è funzione dell'altezza della turbina e dell'angolo formato dalla congiungente tra il sole, il punto più alto della turbina (estremo della pala) e il terreno - come mostrato in figura - in caso di sostituzione di turbine con nuove di maggior grandezza occorre valutare nuovamente tale impatto.

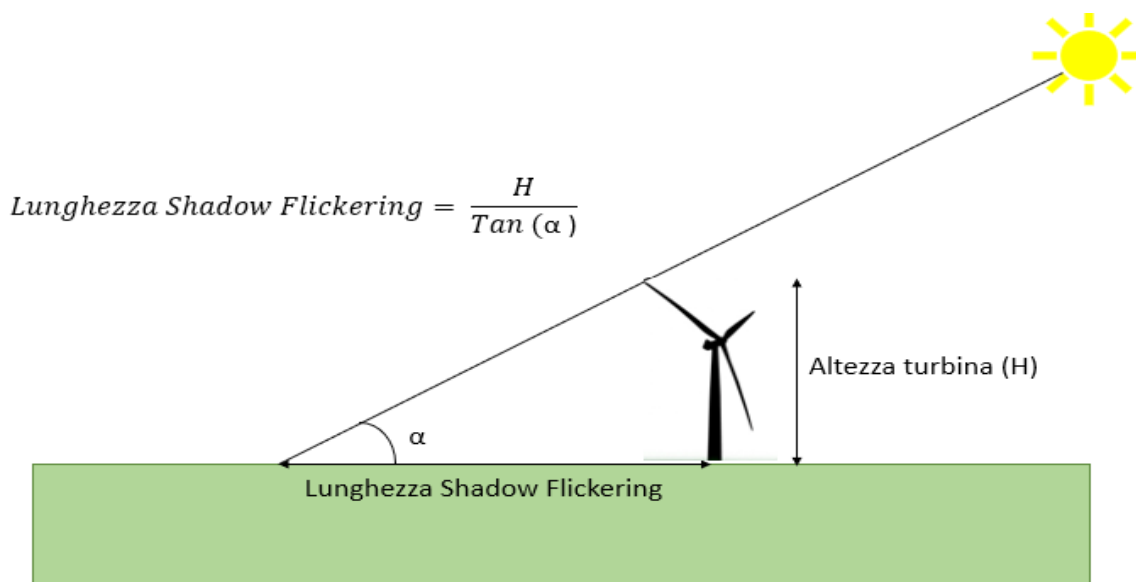


Figura 7: Valutare il fenomeno dello Shadow flickering

Dal punto di vista strutturale, la maggior grandezza delle turbine di nuova generazione richiede altresì delle **fondazioni** di dimensioni maggiori rispetto a quelle necessarie per turbine di vecchia generazione. Anche in questo caso tuttavia, la possibile riduzione del numero di turbine dovuto all'incremento di potenza del singolo generatore può mitigare l'aumento della superficie cementificata per singola fondazione.

Un ulteriore impatto che va considerato è quello sull'**avifauna**: la maggiore dimensione del rotore (circa 9-10 volte più grande rispetto ad una turbina di vecchia generazione) può comportare maggiori rischi di impatto.

5.3 Logistica e trasportabilità

Come noto, le zone del territorio italiano caratterizzate da una ventosità interessante si trovano spesso in aree remote ed a quote elevate, dunque in località distanti dalla costa e dai principali porti marittimi, punti di snodo fondamentali per il trasporto in sito dei nuovi aerogeneratori.

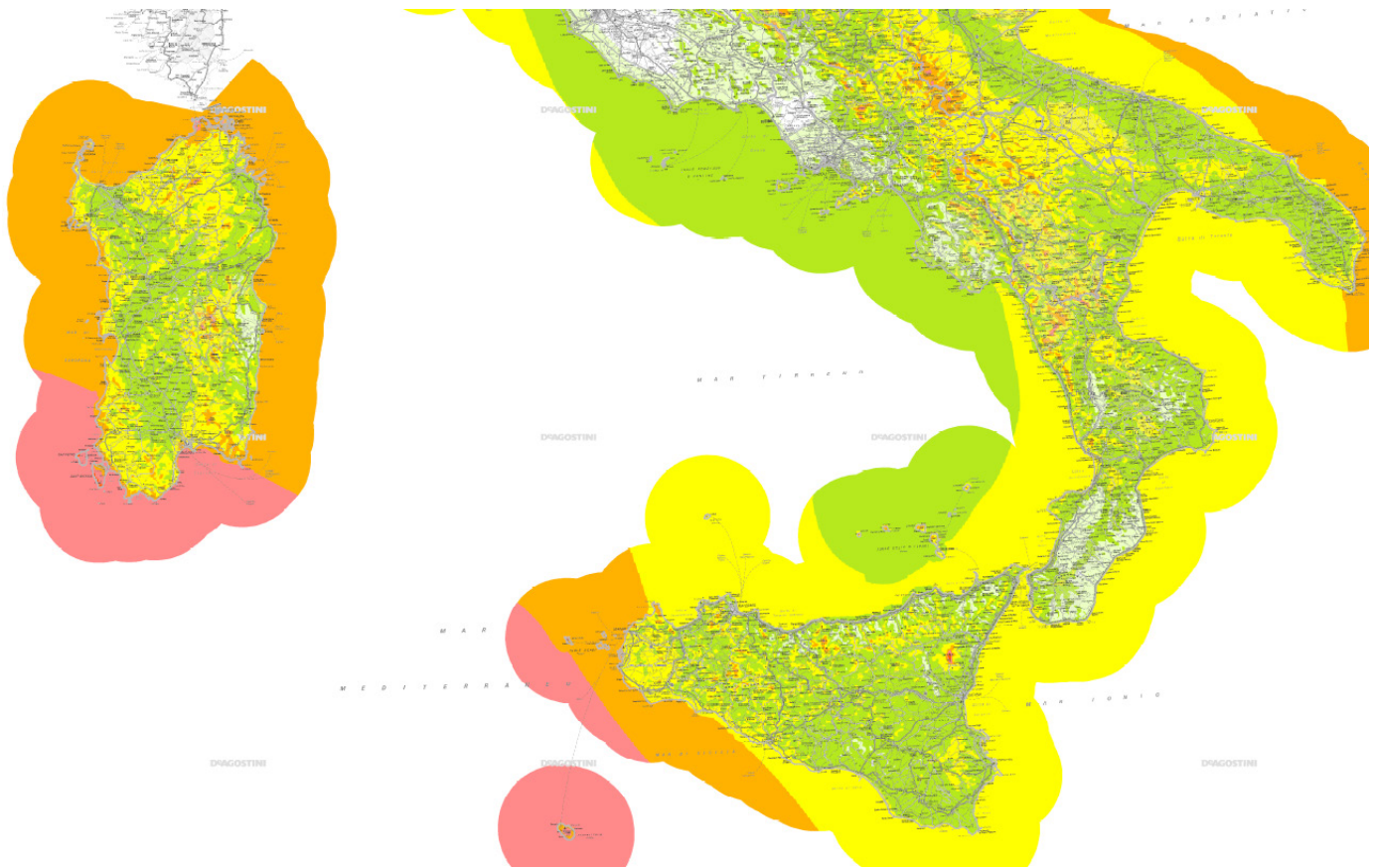


Figura 8: Atlante eolico d'Italia

Questa peculiarità dei siti ventosi rende l'approvvigionamento ed il trasporto dei nuovi aerogeneratori dal porto fino al sito uno degli aspetti più sfidanti e critici dell'intero progetto. La **verifica della trasportabilità** è pertanto uno degli elementi più importanti da analizzare in fase di sviluppo preliminare. Qualora infatti dalla verifica emergessero criticità particolarmente rilevanti, la realizzazione stessa del progetto potrebbe risultare compromessa. È importante condurre l'analisi della trasportabilità nell'ottica di identificare i rischi associati ad ogni punto critico rilevato lungo il percorso interessato dal trasporto e di valutare gli impatti che tali rischi possono avere sia in termini di costi che di tempo.

Le criticità, nella maggior parte dei casi, sono legate al trasporto delle pale che rappresentano l'elemento più ingombrante in termini di lunghezza: per le turbine più grandi in commercio, le pale possono raggiungere anche 75 m. Questo implica la ricerca e l'impiego di strade col minor numero possibile di curve con raggi di curvatura ridotti. In caso di curve troppo strette infatti è necessario intervenire ampliando il raggio delle curve o, laddove risulti necessario e possibile, aprendo nuovi tracciati. Un'altra soluzione percorribile per mitigare le problematiche legate a curve critiche è quella di ricorrere all'utilizzo dei cosiddetti "blade-lifter", ossia degli speciali mezzi di trasporto che agganciano la pala alla radice e consentono di trasportarla in elevazione, compatibilmente con le condizioni di vento. Questo tipo di soluzione viene spesso adottata nei passaggi attraverso centri abitati dove la presenza di edifici unita a curve strette limita i margini di manovra.

Le pale presentano dimensioni della corda che possono raggiungere i 4 m, dimensione comparabile al diametro massimo dei conci della torre.

Un'ulteriore criticità che può emergere durante il trasporto di componenti di questa dimensione è la possibilità di incontrare lungo il tragitto elementi sotto ai quali il transito è consentito solamente nel rispetto di particolari **limiti di altezza**, come ponti e cavalcavia o **attraversamenti stradali di linee aeree elettriche o telefoniche**.

Altre problematiche legate ai componenti dei nuovi aerogeneratori da valutare in fase di trasporto sono quelle connesse ai **carichi massimi** trasportabili su ponti e cavalcavia, soprattutto per quanto riguarda le parti più pesanti, come la navicella e i conci della torre.

Per mitigare questi rischi, in alcune situazioni in cui la lunghezza dei ponti lo consente, è possibile ricorrere all'utilizzo di passerelle in acciaio che permettono di distribuire maggiormente il peso del componente alleggerendo il carico che grava sulla struttura del ponte.

Infine, come risulta evidente dalla cartografia mostrata di seguito e come effettivamente riscontrato durante diversi sopralluoghi, un elemento comune a molte zone ventose del centro-sud Italia è l'elevata esposizione al **rischio di dissesto idrogeologico**, soprattutto al **rischio frana**.

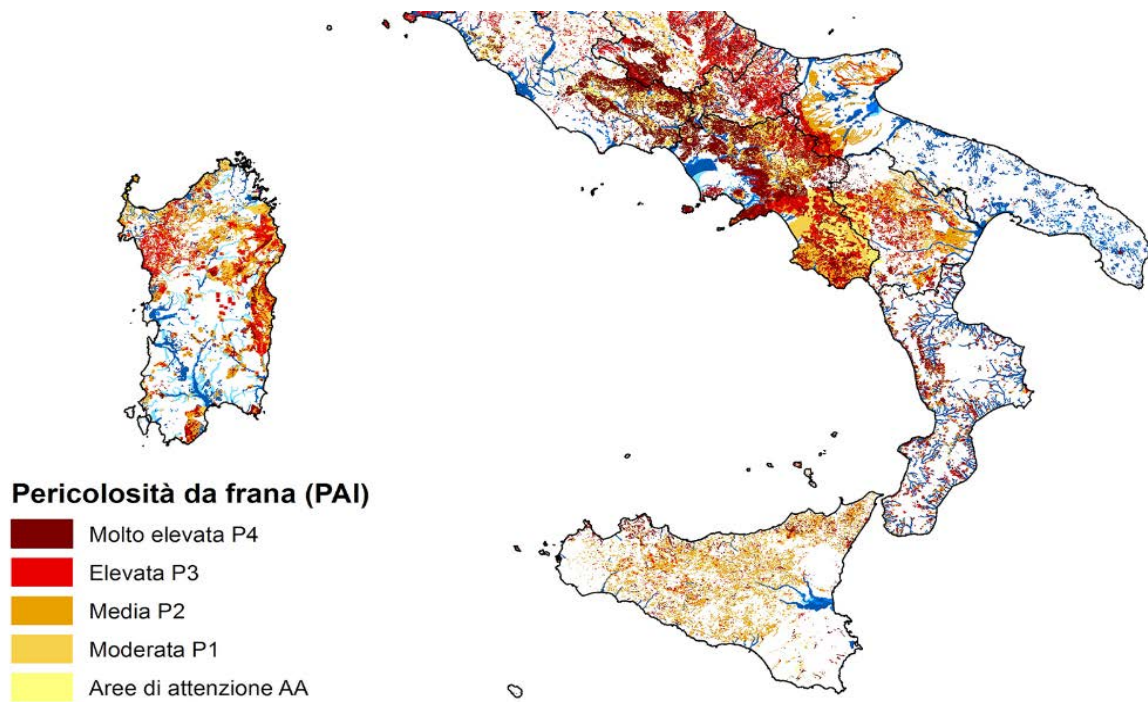


Figura 9: Aree con rischio di dissesto idrogeologico

Talvolta le zone interessate sono interne al sito, ma più frequentemente si trovano nelle aree limitrofe agli impianti dove spesso è possibile osservare segni di danneggiamento sulla viabilità. Le strade interessate da frane o eventi sismici, soprattutto quelle secondarie e lontano dai centri abitati, non sempre vengono tempestivamente ripristinate dall'ente competente e rendono ancor più difficoltoso l'accesso al sito. Lo sviluppatore dovrebbe dunque considerare l'eventualità di un ripristino delle strade esistenti soggette a dissesto.

5.4 Morfologia e terreno

Le installazioni di impianti eolici si trovano nella maggior parte dei casi sulla sommità di rilievi e sui crinali di colline per sfruttare al meglio le correnti più intense presenti in prossimità di queste particolari zone morfologiche.

Durante lo studio del sito per effettuare un intervento di repowering è necessario valutare la **disponibilità di spazio per allestire il cantiere**, tenendo in considerazione che gli ingombri, sia in fase di cantiere, sia in fase di esercizio, saranno considerevolmente maggiori di quelli attuali.

In fase di cantiere sarà necessario innanzitutto avere a disposizione delle piazzole di stoccaggio sufficientemente grandi per consentire l'alloggio temporaneo di pale fino a 75 m.

In secondo luogo, va considerato che i nuovi aerogeneratori possono avere un diametro del rotore intorno ai 150/160 m da installare ad un'altezza spesso superiore ai 100 m. Il momento flettente che così si genera richiede fondazioni molto importanti con **plinti di dimensioni significativamente maggiori** rispetto a quelli presenti negli impianti realizzati 15-20 anni fa. Un tipico modello di fondazione per turbine eoliche di ultima generazione può prevedere un plinto di diametro fino a 30 m con un numero di pali superiore a 10, ciascuno della lunghezza dai 20 ai 30 m.

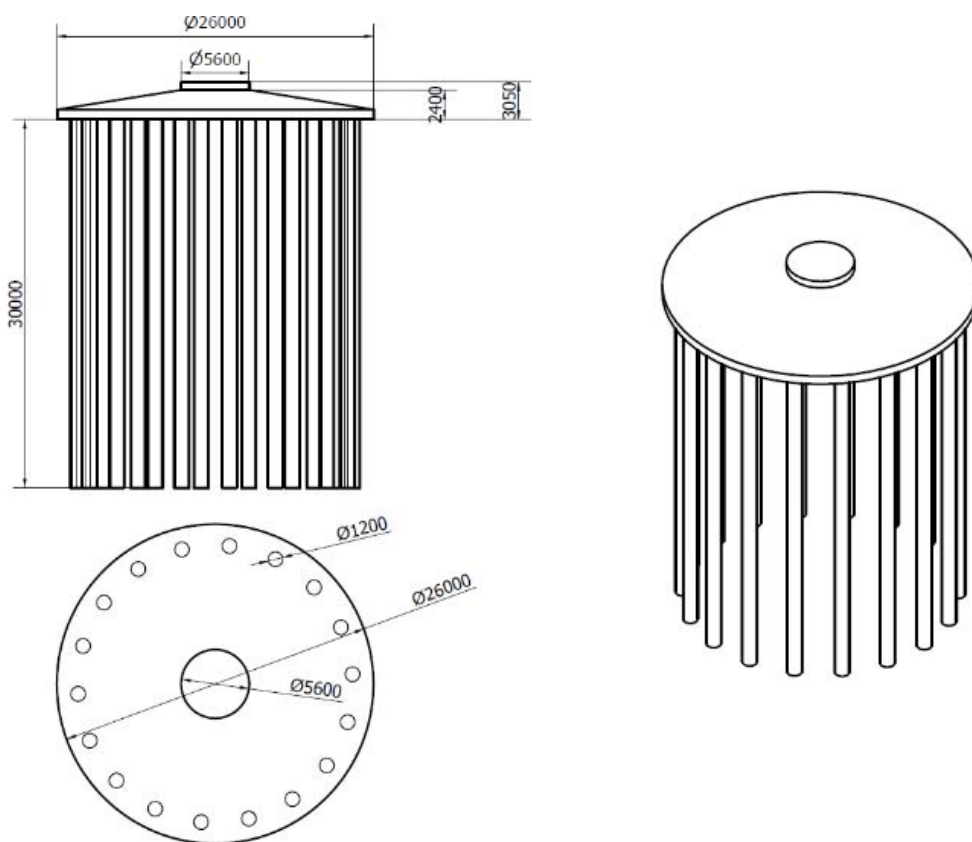


Figura 10: Tipico modello di fondazione per una Vestas V150

La realizzazione di queste opere civili in situazioni morfologicamente complesse può risultare onerosa dal momento che è necessario effettuare **importanti interventi di sbancamento del terreno**, soprattutto quando i pendii presentano pendenze sostenute.

La presenza di una o più delle problematiche sopra descritte può rendere impraticabile il repowering. Cionondimeno, anche in questi casi, esistono delle soluzioni alternative che permettono agli operatori di estendere la vita utile dei propri impianti ed incrementare le performance delle turbine.



6. Soluzione alternativa: il revamping

Come già evidenziato in precedenza, vi sono diverse soluzioni tecnologiche che consentono di superare in tutto o in parte le criticità legate agli interventi di repowering o ricostruzione integrale e che comportano il miglioramento delle prestazioni e l'estensione della vita utile di impianto. Tra queste soluzioni, riportiamo di seguito quelle a nostro avviso più significative:

- Il **reblading**, ossia la sostituzione delle sole pale con altre a più alta efficienza, ma di medesime dimensioni;
- La sostituzione del sistema di controllo e gestione (PLC);
- L'installazione di anemometri in corrispondenza dello spinner.

6.1 Reblading

Qualora il sito in esame presenti delle problematiche che non consentono di procedere con un intervento di repowering, a causa della presenza di vincoli ostativi o per ragioni legate alla morfologia e all'accessibilità del sito, un'opportunità molto interessante e remunerativa anche nel breve periodo è rappresentata dalla possibilità di effettuare la sostituzione delle pale.

Le pale dopo 10-15 anni di esercizio cominciano mostrare un rilevante calo delle prestazioni causato dall'usura e dalla costante esposizione agli agenti atmosferici. La sostituzione delle vecchie pale con pale di nuova generazione consente, a fronte di un investimento non eccessivamente oneroso, non solo di riportare le pale alle performance di inizio vita e di estendere la vita utile dell'impianto, ma anche di aumentare la produzione annua di energia. Le nuove pale, infatti, sono progettate e prodotte con le più moderne tecniche di analisi fluidodinamica computazionale e i profili aerodinamici possono essere adattati alle condizioni ventose specifiche del sito. In aggiunta, i materiali utilizzati, più innovativi rispetto a quelli del passato, risultano più leggeri e performanti e riducono così gli attriti e i carichi sulla macchina.

Il **guadagno in termini di energia annua prodotta** generato dalla sostituzione delle pale è **stimato in un range variabile tra il 15 e 20%**. Questi risultati sono stati misurati effettuando dei confronti in sito tra una torre equipaggiata con vecchie pale e una con pale di nuova generazione.

6.2 Sostituzione della logica di controllo

I profili delle nuove pale, come detto, vengono realizzati in funzione delle specifiche condizioni di ventosità del sito. Per questa ragione, quando vengono sostituite, è necessario intervenire sulla sostituzione o aggiornamento del PLC (Programmable Logic Control) per correggere ed adattare il controllo dell'angolo di "pitch" al nuovo profilo aerodinamico ed estendere il range di funzionamento della macchina. I nuovi profili consentono all'aerogeneratore di funzionare in condizioni di bassa ventosità diminuendo quindi la velocità di "cut-in".

6.3 Installazione di anemometri sullo spinner

Un intervento che consente di incrementare di qualche punto percentuale le performance realizzando un investimento contenuto è quello di sostituire (o integrare) gli anemometri attualmente presenti sulla macchina, con degli anemometri montati sullo spinner.

A differenza degli anemometri comunemente installati sulla navicella, gli anemometri sullo spinner non vengono influenzati dalle turbolenze generate dal rotore e misurano quindi in maniera indisturbata e molto accurata la velocità del flusso d'aria che colpisce il rotore.

Poiché la velocità del vento viene misurata simultaneamente da 3 anemometri, oltre alla velocità orizzontale del vento è possibile misurare in maniera molto accurata la direzione del vento e quindi derivare direttamente il disallineamento dell'imbardata e l'inclinazione del flusso. È possibile in questo modo correggere eventuali disallineamenti dell'imbardata che possono avere un significativo impatto negativo sulla produzione di energia.

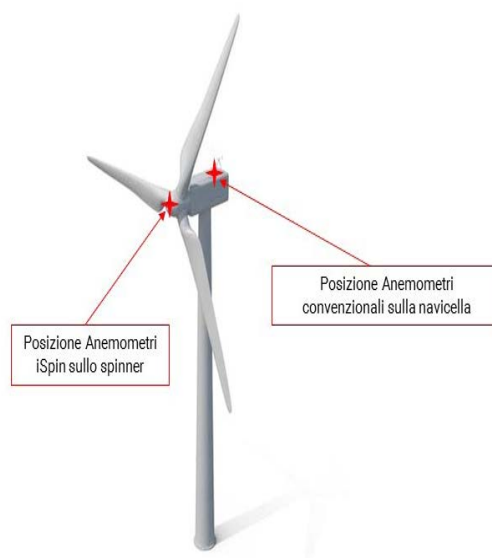


Figura 11: Posizione degli anemometri spinner



7. Vademecum sulla fattibilità di un progetto di repowering/revamping

Tutto ciò premesso, l'approccio del team Stantec per la valutazione della fattibilità tecnico-economica di un intervento di repowering, frutto di una consolidata esperienza nel campo, si articola in 6 passaggi chiave:

1. Analisi dei vincoli e del quadro normativo;
2. Sopralluogo;
3. Analisi della risorsa eolica, definizione del layout, stima della producibilità;
4. Valutazione preliminare della trasportabilità;
5. Stima del CAPEX, incentivi e Business Plan;
6. Valutazione delle tempistiche.

Lo studio di fattibilità per un intervento di repowering ha sempre come punto di inizio l'analisi approfondita dei vincoli presenti sull'area oggetto dell'intervento, sia dei vincoli ostativi, sia dei vincoli che comportano studi o indagini specialistiche aggiuntive. L'analisi viene condotta consultando i geo-portali e la cartografia presente a livello nazionale, regionale, provinciale e, dove presente, comunale.

Alcuni vincoli non consentono in assoluto la possibilità di rifacimenti e nuove installazioni, altri invece richiedono di integrare la documentazione progettuale con alcuni studi specialistici o, ad esempio, una Valutazione d'Incidenza. A conclusione di questa fase viene generata la mappa del sito in GIS, così da permettere una rapida ed intuitiva identificazione dei vincoli, oltre alla possibilità di esportare le zone risultate libere da vincoli in altri formati digitali utili per definire il layout dell'impianto e procedere con la stima della producibilità.

A valle dello studio del sito dal punto di vista dei vincoli, viene condotto un sopralluogo con lo scopo di valutare in prima istanza la morfologia del territorio, studiare la condizione delle opere civili presenti quali la viabilità interna al sito, le opere di regimentazione delle acque meteoriche e le strade di accesso all'impianto, e di identificare il punto di connessione più vicino (valutando l'utilizzabilità della sottostazione esistente). Il sopralluogo è anche fondamentale per analizzare gli spazi e le piazzole presenti in sito e valutare in maniera preliminare la possibilità di allestire il cantiere per il nuovo impianto.



Il terzo step dello studio è l'analisi della risorsa eolica al fine di condurre una valutazione preliminare del layout (anche in base ai vincoli identificati) e la stima della producibilità del nuovo impianto sulla base degli aerogeneratori commercialmente disponibili in un orizzonte temporale compatibile e coerente con l'iter autorizzativo.

Successivamente, viene condotto uno studio preliminare sulla trasportabilità dei nuovi aerogeneratori, dal porto più vicino fino all'impianto. Dalla cartografia e dalle immagini satellitari vengono studiate ed analizzate le principali ipotesi di tragitto, solitamente si individuano almeno due porti. La selezione delle strade più adatte al trasporto si basa su criteri quali: il minor numero di curve possibile, pochi attraversamenti di centri abitati e l'utilizzo di strade con una sede sufficientemente larga da permettere il passaggio dei componenti. In seguito, in concomitanza con il sopralluogo, le strade che sono risultate più adatte dall'analisi cartografica vengono percorse e studiate nel dettaglio, tenendo traccia di ogni criticità ed interferenza incontrata durante il tragitto.

Una volta delineato il quadro generale dell'impianto attualmente in esercizio ed identificati gli interventi principali necessari per effettuare il repowering, viene stimato in prima approssimazione il costo da sostenere per la realizzazione dell'intervento. Le voci di costo principali sono i costi legati allo smantellamento e dismissione del vecchio impianto eolico, i costi delle nuove macchine (inclusi trasporto e montaggio), i costi per lo sbancamento e la realizzazione delle nuove fondazioni ed i costi delle opere elettriche. Parallelamente si stimano gli introiti ricavabili dalla dismissione del vecchio impianto dovuti alla vendita dell'acciaio delle torri ed eventualmente del rame e dell'alluminio dei cavidotti.

Al fine di redigere il business plan, l'intervento viene analizzato all'interno del contesto delle procedure del GSE per valutarne il possibile regime di incentivazione. Una volta stabilite tutte le voci del flusso di cassa (incluso ovviamente i proventi dalla vendita dell'energia), vengono calcolati i principali parametri economici e finanziari (NPV, IRR, PBT, etc.) che caratterizzano la fattibilità economica dell'intervento.

Lo studio si conclude quindi con una valutazione delle tempistiche previste per eseguire tutti gli interventi necessari, dalle attività svolte in fase autorizzativa a quelle di smantellamento, fino all'installazione, commissioning e start-up. Il cronogramma del progetto viene infine schematizzato in un diagramma GANTT.

Conclusioni

Parte del parco eolico italiano sta giungendo in prossimità della fine vita utile, gli operatori si troveranno quindi di fronte ad un bivio: effettuare interventi di repowering, mantenendo la stessa potenza o aumentando la capacità installata, oppure intervenire con operazioni di revamping, mantenendo la maggior parte dei componenti installati ed effettuando degli upgrades parziali.

I principali vantaggi di un repowering sono legati all'utilizzo di aerogeneratori più efficienti e affidabili, con una potenza specifica significativamente superiore ed un conseguente uso ridotto del suolo.

Le maggiori problematiche invece sono legate alla presenza di nuovi vincoli ostativi, all'impatto visivo generato da macchine con dimensioni maggiori, alla logistica del trasporto e alla morfologia del territorio destinato ad ospitare le nuove macchine.

Laddove non è possibile procedere con un intervento di repowering è comunque interessante valutare la possibilità di effettuare alcune operazioni di revamping come, ad esempio, la sostituzione delle pale. Questa operazione consente di estendere la vita utile dell'impianto di circa 10 anni e di aumentare significativamente l'energia annua prodotta, a fronte di un investimento contenuto. Altre misure quali la sostituzione del PLC o degli anemometri consentono ulteriori aumenti di performance.

Ogni opportunità di repowering o revamping merita di essere dettagliatamente studiata ed analizzata mediante uno studio di fattibilità che ne copra i principali aspetti tecnici ed economici, con l'obiettivo di evidenziare in fase preliminare i vantaggi ottenibili e le criticità che potrebbero emergere in fase autorizzativa, realizzativa o operativa.

Autori

Marialucilla Iaquina, Technical Specialist, Stantec - **Davide Gradogna**, Energy Project Engineer, Stantec - **Nicolò Novati**, Project Engineer, Stantec - **Andrea Avanzi**, Energy Engineer, Stantec - **Chiara Camiciotti**, Senior Technical Specialist, Stantec - **Michele Mancini**, Energy&Power Operations Manager, Stantec

Fonti

Normative:

- Decreto Legislativo n.387 del 29/12/2003
- Decreto Legislativo n° 42 del 22 gennaio 2004
- Decreto Legislativo n 152 del 03/04/2006
- Decreto Legislativo n° 63 del 26 marzo 2008
- Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010
- Decreto Legislativo n.28 03/03/2011
- Dm Sviluppo economico 6 novembre 2014 Spalma incentivi volontario
- Decreto Ministeriale n.52 del 30/03/2015
- Decreto Legislativo n.104 16/06/2017
- Direttiva n° 92/43/CEE "Habitat"
- Direttiva n° 2009/147/CEE "Uccelli"
- Decreto Presidenziale del 10 ottobre 2017 (Regione Sicilia)
- Regio Decreto n.3267 del 30 dicembre 1923
- Piano di Assetto Idrogeologico

Report:

- Renewable Energy Report 2018, Energy&Strategy Group del Politecnico di Milano
- Renewable Energy Report 2017, Energy&Strategy Group del Politecnico di Milano

Siti web:

www.minambiente.it
<https://www.gazzettaufficiale.it/>
<https://www.autorita.energia.it>
www.enac.gov.it
www.anev.org
<http://atlanteeolico.rse-web.it/>
<https://www.elettricitafutura.it/>
<http://www.nextville.it>
<http://www.energystrategy.it>
www.vestas.com
www.siemensgamesa.com
<https://www.romowind.com/>
<https://www.etablades.com/>

Per noi il concetto di “comunità” indica un senso di appartenenza. Include tutte le persone che in qualche modo tocchiamo con il nostro lavoro, dai clienti con cui collaboriamo, ai cittadini che beneficiano dei nostri progetti, fino ai nostri dipendenti. Per questo il nostro motto è “Design with community in mind”.

Cerchiamo di capire al meglio le necessità delle comunità in cui operiamo e mettiamo al loro servizio la nostra esperienza. I servizi che offriamo ci definiscono solo in parte. Siamo ciò che rappresentiamo, ciò in cui crediamo e le motivazioni che ci spingono ad agire per il benessere delle comunità in cui operiamo. Per questo mettiamo le persone al primo posto. Siamo ingegneri, architetti e manager che guardano al futuro tenendo sempre in mente i nostri tre pilastri: comunità, creatività e collaborazione.

Stantec è oggi tra le prime 10 società di ingegneria, architettura e consulenza al mondo.

È quotata nelle borse di New York e Toronto ed opera con il simbolo STN. Visita il nostro sito stantec.com/it o cercaci sui social media.

Contatti

Stantec S.p.A.
Centro Direzionale Milano 2 - Segrate (Milano)
Tel. +39 02 9475 7240
Email: direzione.commerciale@stantec.com
Sito web: stantec.com/it



Design with community in mind

