

OSSERVAZIONI TECNICHE AL PROGETTO DI LEGGE

**“Individuazione delle aree idonee e disciplina dell’installazione degli
impianti alimentati a fonti rinnovabili nel territorio regionale”**

24 marzo 2026

Delibera di Giunta n. 345 del 09/03/2026 — GPG/2026/325

Campo	Riferimento
Atto oggetto di osservazione	Progetto di legge approvato dalla Giunta Regionale con Delibera n. 345 del 09/03/2026
Fase iter	Esame in Commissione assembleare competente, ante approvazione definitiva
Data osservazioni	Marzo 2026
Soggetti firmatari	Legambiente Circolo Valli Taro e Ceno — CER Appennino Ovest — [KOINÉ APS]
Estensori osservazioni	Daniele Ubaldi, statistico e demografo- Emanuele Mazzadi Architetto- Francesco Cavanna Ingegnere

Indice

I. Nota introduttiva	4
0.1. Critica epistemologica alla classificazione binaria delle aree idonee	5
0.1.1. L'idoneità come variabile continua: letteratura MCDA e AHP	5
0.1.2. L'eterogeneità tecnologica: una classificazione non può coprire tutte le FER	6
0.1.3. Proposta di emendamento: mappatura MCDA tecnologia-specifica	7
0.2. Lacune tecniche specifiche per gli impianti eolici	7
0.2.1. Assenza del requisito P90 per la verifica delle 2.300 ore equivalenti	7
0.3. Lacune trasversali a tutte le FER	11
0.3.1. Regime transitorio e certezza del diritto	11
0.4. Riepilogo degli emendamenti proposti	13
II. Bibliografia	15
0.5. Icing e sicurezza degli impianti eolici in quota	17
1. Disponibilità a contribuire al processo legislativo	21

Parte I.

Nota introduttiva

I sottoscritti esprimono apprezzamento per lo sforzo della Regione Emilia-Romagna di dotarsi di uno strumento legislativo organico in materia di energie rinnovabili, in attuazione degli obblighi nazionali e comunitari. Le presenti osservazioni non si oppongono agli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili fissati dalla LR, che condividiamo, né alla necessità di accelerare la transizione energetica. Le osservazioni mirano a rafforzare la qualità tecnica e la tenuta giuridica del testo, segnalando lacune metodologiche che, se non colmate, possono produrre autorizzazioni vulnerabili al sindacato giurisdizionale e classificazioni territoriali scientificamente infondate. Un sistema di valutazione rigoroso protegge sia le comunità locali da impianti mal progettati, sia i proponenti seri da concorrenza sleale da parte di proponenti con documentazione approssimativa.

0.1. Critica epistemologica alla classificazione binaria delle aree idonee

La classificazione del territorio in “aree idonee” e “aree non idonee” costituisce il nucleo strutturale del progetto di legge. Le presenti osservazioni evidenziano un vizio metodologico di fondo che ne inficia la solidità scientifica e, di conseguenza, la tenuta giuridica.

0.1.1. L’idoneità come variabile continua: letteratura MCDA e AHP

La classificazione “area idonea / area non idonea” presuppone che l’idoneità sia una proprietà binaria del territorio che l’ente amministrativo si limita a rilevare e codificare. Questa presupposizione è scientificamente infondata. L’idoneità di un sito per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili è una funzione multidimensionale continua che dipende simultaneamente da almeno sette dimensioni:

1. risorsa energetica disponibile (eolica, solare, idrica);
2. stabilità geotecnica e idrogeologica;
3. accessibilità infrastrutturale;
4. sensibilità ecologica;
5. valore paesaggistico;
6. impatto acustico e fisico;
7. coerenza con l’interesse pubblico locale.

Ciascuna di queste dimensioni è a sua volta una variabile continua con distribuzione spaziale complessa. La letteratura scientifica internazionale sulla land suitability analysis per le FER converge su un punto: l’analisi di idoneità produce mappe di idoneità graduata, non classificazioni binarie. I lavori fondativi di Malczewski (1999, GIS and Multicriteria Decision Analysis, Wiley), Baban & Parry (2001, Developing and applying

a GIS-assisted approach to locating wind farms in the UK, Renewable Energy), Aydin et al. (2010, A GIS-based environmental assessment of wind energy systems for spatial planning, Renewable Energy), e le più recenti rassegne di Sánchez-Lozano et al. (2014, Expert Systems with Applications; 2022, Renewable Energy) documentano unanimemente che il risultato corretto di un'analisi di idoneità è un raster continuo con valori da 0 a 1, non una carta con zone verde/rosso. Il metodo più robusto per la costruzione di questi indici è la Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA), e in particolare l'Analytic Hierarchy Process (AHP) sviluppato da Saaty (1977, A scaling method for priorities in hierarchical structures, Journal of Mathematical Psychology). AHP ha due proprietà che lo rendono particolarmente adatto al contesto normativo: produce pesi numerici documentati e verificabili attraverso confronti a coppie tra criteri, e incorpora un indice di consistenza logica — il Consistency Ratio — che permette di rilevare e correggere le incoerenze nella ponderazione. Un processo di classificazione condotto con AHP lascia una traccia metodologica completa, replicabile, contestabile e aggiornabile. Un processo condotto per aggregazione di categorie catastali preesistenti non lascia alcuna traccia metodologica verificabile. Il salto logico non dichiarato della LR: La LR compie un salto logico non dichiarato: trasforma una valutazione di grado in una classificazione categoriale. Questo salto avviene attraverso tre livelli di scelta discrezionale che il testo non esplicita: la scelta degli indicatori (perché queste categorie catastali e non altre?), la ponderazione (con quale peso ciascun criterio contribuisce alla classificazione finale?), la soglia di classificazione (dove si trova il confine tra idoneo e non idoneo?). L'assenza di esplicitazione di queste scelte non significa che non siano state fatte: significa che sono state fatte senza documentazione scientifica verificabile.

0.1.2. L'eterogeneità tecnologica: una classificazione non può coprire tutte le FER

Il secondo vizio metodologico, ancora più grave del primo, è l'eterogeneità delle tecnologie coperte dalla classificazione. La LR si applica a: fotovoltaico a terra, agrivoltaico, impianti flottanti, eolici, biogas e biometano, combustione diretta da biomasse vegetali, idroelettrico, accumulo elettrochimico, elettrolizzatori, geotermia. Queste tecnologie hanno profili di impatto territoriale radicalmente diversi su ogni dimensione rilevante. Sul piano fisico-costruttivo: un impianto geotermico richiede perforazioni profonde centinaia di metri con rischi sismici indotti; un agrivoltaico richiede fondazioni leggere reversibili; un biodigestore richiede viabilità per mezzi pesanti e gestione delle emissioni odorigene. Sul piano degli impatti ambientali: l'eolico ha impatto primario su avifauna, paesaggio e rumore; il fotovoltaico a terra su suolo agricolo; il biogas su emissioni odorigene e traffico; l'idroelettrico sull'ecosistema acquatico; la geotermia sul sottosuolo e sull'idrologia profonda. Sul piano della scala: un impianto geotermico domestico occupa una superficie minima; un parco eolico industriale occupa decine di km² di territorio visivo. La letteratura sulla land suitability analysis per le FER è inequivoca su questo punto. Yue et al. (2014, Applied Energy), Tegou et al. (2010, Renewable Energy), e la rassegna di Sánchez-Lozano et al. (2022) convergono: l'analisi di idoneità deve essere tecnologia-specifica, condotta separatamente per ogni fonte, con set di criteri e pesi di-

versi. Non esiste in letteratura un modello di suitability analysis che tratti fotovoltaico, eolico, idroelettrico e biogas con gli stessi criteri e gli stessi pesi, perché tale modello non avrebbe fondamento fisico. Contraddizione interna alla LR: La stessa LR riconosce implicitamente l'eterogeneità tecnologica trattando le diverse fonti in articoli separati — Art. 9 per il fotovoltaico, Art. 12 per l'eolico, Art. 13 per biogas e biomasse, Art. 14 per l'idroelettrico. Ma poi produce una classificazione di idoneità unica all'Art. 3. Esiste una contraddizione tra il Titolo II che differenzia e l'Art. 3 che unifica. Questa contraddizione interna è un difetto di tecnica legislativa che può generare contenziosi interpretativi nell'applicazione della norma. Una classificazione territoriale binaria che si applica indistintamente a tutte le FER non classifica nulla di reale. Classifica un'astrazione — “impianti a fonti rinnovabili in genere” — che non esiste in natura. Ogni tecnologia ha una relazione specifica con il territorio che è irriducibile alla categoria generale.

0.1.3. Proposta di emendamento: mappatura MCDA tecnologia-specifica

Si propone di integrare l'Art. 7 c. 3 della LR, che prevede la definizione del sistema di mappatura delle aree idonee entro 90 giorni dall'entrata in vigore, specificando la metodologia da adottare. La proposta è costruttiva: non riduce le aree idonee ma le rende scientificamente fondate, producendo una classificazione più resistente al contenzioso giurisdizionale e più utile per la pianificazione territoriale.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 7 c. 3: aggiunta dopo il primo periodo
Il sistema di mappatura è costruito con metodologia di analisi multicriteria (MCDA) tecnologia-specifica, con set di criteri e pesi distinti per ciascuna fonte rinnovabile disciplinata dalla presente legge. I criteri, i pesi e le soglie di classificazione adottati sono documentati in apposita relazione tecnica allegata alla deliberazione della Giunta regionale di cui al presente comma, disponibile al pubblico nel rispetto del principio di trasparenza. La mappa risultante rappresenta gradi di idoneità su scala continua; la classificazione in “aree idonee” ai sensi della presente legge corrisponde alle porzioni di territorio che superano una soglia di idoneità minima documentata per ciascuna tecnologia. Il sistema di mappatura è aggiornato con cadenza triennale o in presenza di modifiche sostanziali degli strumenti di pianificazione territoriale sovraordinati.

0.2. Lacune tecniche specifiche per gli impianti eolici

L'Art. 12 della LR fissa i criteri per l'installazione degli impianti eolici, introducendo tra l'altro il requisito di producibilità minima di 2.300 ore equivalenti e l'obbligo di misurazioni anemometriche. Queste disposizioni vanno nella direzione giusta ma presentano lacune tecniche che ne compromettono l'efficacia applicativa.

0.2.1. Assenza del requisito P90 per la verifica delle 2.300 ore equivalenti

L'Art. 12 c. 1 richiede “una producibilità annua pari a duemilatrecento ore equivalenti” come condizione di installazione nelle aree agricole. Il testo non specifica se questo valore

deve essere inteso come stima puntuale (valore atteso centrale) o come stima robusta (P90, ovvero il valore che viene superato con probabilità del 90%). La distinzione è fondamentale. La stima di producibilità di un impianto eolico è intrinsecamente incerta, con incertezze che in terreno orograficamente complesso — come i crinali appenninici — raggiungono il 25–35% sul valore annuo P90. Un impianto che dichiara 2.350 ore equivalenti come valore atteso con incertezza del 30% ha una probabilità superiore al 50% di non raggiungere le 2.300 ore nella vita operativa reale. Se la norma intende garantire una producibilità minima effettiva — che è l'unica interpretazione coerente con la sua ratio — il requisito deve essere espresso come P90. Questo è l'approccio standard nella due diligence bancaria per il finanziamento di impianti eolici (MEASNET, Procedure for Evaluation of Site-Specific Wind Conditions, v2 2016) e nelle linee guida IEA Wind per la valutazione della risorsa. Esprimere il requisito come valore atteso senza quantificazione dell'incertezza è incompatibile con la prassi tecnica internazionale consolidata.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 12 c. 1: modifica del periodo iniziale In applicazione dei principi stabiliti all'articolo 2 del decreto legislativo n. 190 del 2024, l'installazione degli impianti eolici nelle aree agricole del territorio regionale deve garantire una producibilità annua netta non inferiore a duemilatrecento ore equivalenti, dimostrata come P90 della distribuzione di probabilità stimata al netto di tutte le perdite operative documentate — incluse le perdite per effetto scia, le perdite per accrescimento di ghiaccio e le perdite per indisponibilità — con quantificazione dell'incertezza per combinazione in quadratura delle componenti. 2.2 Ambiguità del riferimento spaziale per le misure anemometriche L'Art. 12 c. 4 richiede misurazioni “localizzate al massimo entro 1 chilometro dal sito sede di impianto”. Per un impianto monopala la formulazione è chiara. Per un parco con 10, 15 o 22 aerogeneratori distribuiti su un crinale di 10–15 km, “sito sede di impianto” è un'espressione priva di riferimento geometrico preciso. Un proponente può legittimamente sostenere che basta posizionare un unico anemometro entro 1 km da qualsiasi punto del perimetro dell'impianto per soddisfare il requisito formale. Dal punto di vista fisico questa interpretazione è inaccettabile: il vento su un crinale appenninico è fortemente eterogeneo nello spazio, e una misura in un punto non è rappresentativa di siti che distano anche 10 km in ambiti orografici diversi. La letteratura tecnica — IEC 61400-12-1:2017, MEASNET — richiede che la strumentazione sia rappresentativa del sito specifico di ogni macchina.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 12 c. 4: sostituzione di “sito sede di impianto” ...torri anemometriche o telerilevamento con strumentazione tipo lidar localizzate al massimo entro 1 chilometro da ciascun aerogeneratore previsto, o da ciascun gruppo di aerogeneratori ricadente nello stesso ambito orografico omogeneo, inteso come area in cui la variazione del Ruggedness Index (RIX) tra le turbine del gruppo non supera il 5%, all’interno dello stesso ambito orografico, per una durata minima di un anno conformemente agli standard IEC 61400-12-1:2017 e alla procedura MEASNET per la valutazione delle condizioni di vento sito-specifiche.

2.3 Assenza di distanze minime tra aerogeneratori La LR non fissa alcun requisito sulle distanze minime tra aerogeneratori dello stesso impianto. Questa lacuna consente layout con turbine ravvicinate che producono effetti di scia gravi, con conseguenze simultanee su due dimensioni critiche. Sul piano della producibilità: una turbina posizionata nella scia di un’altra opera in un campo di vento impoverito e turbolento. La perdita di produzione per effetto scia (wake loss) è tipicamente del 10–20% per turbine a 5 diametri (5D) e può superare il 30–40% per turbine a 2D o meno. Se le 2.300 ore equivalenti vengono dichiarate come producibilità lorda in campo libero senza deduzione della wake loss, il requisito normativo viene formalmente soddisfatto ma sostanzialmente eluso. Sul piano della sicurezza strutturale: l’operazione in scia aumenta i carichi di fatica sulle pale e sulla struttura della turbina a valle (IEC 61400-1:2019, Classe T per la turbolenza da scia). Un layout con turbine a meno di 5D invalida le garanzie del costruttore sulle macchine e riduce la vita utile al di sotto dei 20 anni di progetto, con implicazioni dirette sull’adeguatezza della fideiussione per la dismissione. Lo standard operativo consolidato è 7D–10D nella direzione del vento dominante e 3D–5D nella direzione perpendicolare. Il minimo assoluto fisicamente accettabile è 5D. Per un rotore da $D = 160$ m, 5D corrisponde a 800 m. Turbine a 300 m l’una dall’altra con $D = 160$ m operano a 1,875D: fisicamente insostenibile.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 12: aggiunta di nuovo comma dopo il comma 1 1-bis. La distanza tra ogni coppia di aerogeneratori dello stesso impianto non può essere inferiore a cinque volte il diametro del rotore ($5D$) nella direzione del vento dominante identificata dalla campagna anemometrica di cui al comma 4, e a tre volte il diametro del rotore ($3D$) nella direzione perpendicolare al vento dominante. Il proponente deve allegare alla documentazione progettuale una tavola delle distanze inter-turbine espresse in multipli di D e la simulazione della perdita di produzione per effetto scia (wake loss) per ogni aerogeneratore, inclusa nel calcolo della producibilità netta di cui al comma 1. Layout non conformi ai limiti del presente comma sono irricevibili indipendentemente dalla wake loss dichiarata. 2.4 Assenza di riferimento all'icing per siti in quota La LR non contiene alcun riferimento al rischio di accrescimento di ghiaccio sulle pale (icing), nonostante si applichi a tutto il territorio regionale inclusi i crinali appenninici a quote superiori a 600–1.200 m slm, dove l'icing è un fenomeno documentato e frequente. L'icing ha due implicazioni distinte che la norma deve affrontare separatamente. Sul piano della producibilità: le ore di fermo macchina per icing non vengono conteggiate nella producibilità dichiarata se il proponente non è obbligato a quantificarle. Una stima che ignora l'icing può sovrastimare la producibilità del 10–20% per siti in quota, rendendo formalmente conformi impianti che non raggiungeranno mai le 2.300 ore equivalenti nella vita operativa reale. Sul piano della sicurezza pubblica: i frammenti di ghiaccio proiettati dalle pale in rotazione costituiscono un pericolo per strade, sentieri e abitazioni. La distanza massima di proiezione stimata con il modello IEA Wind Task 19 (Seifert et al., 2003) è pari a $(D + H) \times 1,5$, dove D è il diametro del rotore e H l'altezza al mozzo. Per $D = 160$ m e $H = 120$ m: distanza massima = 420 m. Su crinali appenninici percorsi da sentieri CAI e strade provinciali, questo valore deve essere verificato per ogni turbina.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 12: aggiunta di nuovo comma 1-ter. Per gli impianti eolici con uno o più aerogeneratori localizzati a quota uguale o superiore a 600 metri sul livello del mare, il proponente allega alla documentazione progettuale: a) la stima delle ore annue di fermo macchina per accrescimento di ghiaccio (icing), calcolata con il modello IEA Wind Task 19 e validata con dati delle stazioni meteorologiche dell'ARPAE nel raggio di 20 km, da includere nel calcolo della producibilità netta di cui al comma 1; b) la mappa delle distanze massime di proiezione dei frammenti di ghiaccio per ogni aerogeneratore, calcolata con il modello IEA Wind Task 19, con verifica dell'assenza di strade pubbliche, sentieri segnalati, abitazioni e aree frequentate entro tali distanze; c) per gli impianti con infrastrutture viarie o abitate entro le distanze di cui alla lettera b), le specifiche tecniche del sistema certificato di rilevamento del ghiaccio con fermo automatico.

0.3. Lacune trasversali a tutte le FER

0.3.1. Regime transitorio e certezza del diritto

L'Art. 19 c. 3 della LR dispone che le procedure “per le quali la verifica di completezza della documentazione presentata a corredo del progetto risulti compiuta alla data di entrata in vigore del decreto-legge n. 175 del 2025” continuino sotto la disciplina previgente. Questa disposizione è necessaria e corretta. Tuttavia, la norma non definisce un meccanismo per documentare e rendere pubblica l'applicazione del regime transitorio. Un proponente potrebbe invocare il regime transitorio anche in assenza di una verifica di completezza formalmente conclusa, o contestare la data di conclusione della verifica. Si propone di introdurre un obbligo di comunicazione pubblica da parte dell'amministrazione procedente sull'applicabilità del regime transitorio per ogni procedimento in corso.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 19 c. 3: aggiunta di periodo finale L'Amministrazione procedente pubblica entro 30 giorni dall'entrata in vigore della presente legge l'elenco dei procedimenti per i quali ritiene applicabile il regime transitorio di cui al presente comma, con indicazione della data di completamento della verifica della documentazione. L'elenco è pubblicato sul sito istituzionale e è aggiornato con cadenza mensile fino all'esaurimento dei procedimenti in regime transitorio. 3.2 Opere di connessione: ambito di applicazione non esplicitato La LR disciplina l'installazione degli impianti ma non esplicita se e in quale misura i requisiti si applicano alle opere di connessione alla rete elettrica: cavidotti, stazioni di trasformazione, linee AT. Queste opere attraversano spesso territori con caratteristiche idrogeologiche, ecologiche e paesaggistiche del tutto diverse dall'area di installazione, e possono avere impatti comparabili o superiori a quelli dell'impianto stesso. L'Art. 19 del DL 175/2025 fa riferimento al perimetro dell'impianto, ma la prassi autorizzativa italiana tende a valutare le opere di connessione separatamente e in modo spesso meno rigoroso. È opportuno che la LR chiarisca esplicitamente che le prescrizioni in materia di tutela paesaggistica, idrogeologica, ecologica e acustica si applicano all'intero sistema impianto-connessione, non solo all'area delle turbine o dei pannelli.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 1 c. 1: aggiunta di periodo finale Le disposizioni della presente legge si applicano all'intero sistema di produzione e connessione alla rete elettrica, comprensivo delle opere accessorie e delle infrastrutture di connessione fino al punto di immissione in rete, ivi inclusi i cavidotti interrati o aerei, le stazioni di trasformazione e le linee elettriche di collegamento. 3.3 Qualificazione del proponente e garanzie per la dismissione La LR prevede garanzie fideiussorie per il ripristino post-dismissione (Art. 8 c. 3, Art. 9 c. 7, Art. 15 c. 2) ma non disciplina la qualità del soggetto che le presta. Una fideiussione prestata da una Special Purpose Vehicle (SPV) costituita con capitale minimo, priva di patrimonio proprio e senza garanzie della società madre, non offre tutela reale alla collettività: la SPV può essere liquidata o svuotata di asset prima che la dismissione diventi attuale, rendendo la fideiussione di fatto inesigibile. Il costo reale della dismissione di un parco eolico industriale — demolizione completa delle fondazioni in calcestruzzo, rimozione dei cavidotti, ripristino morfologico, ricostituzione della copertura vegetale autoctona — è nell'ordine di 200.000–500.000 euro per aerogeneratore. Per un parco da 22 turbine il costo complessivo supera i 4–10 milioni di euro. Questo importo deve essere garantito da un soggetto con solidità patrimoniale adeguata, non da una SPV con 10.000 euro di capitale

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 5 c. 4: aggiunta di nuovo periodo Per gli impianti con potenza nominale superiore a 1 MW, la garanzia fideiussoria di cui al presente comma è prestata da un soggetto con patrimonio netto certificato non inferiore al triplo dell'importo garantito, ovvero, per le società di progetto (Special Purpose Vehicle) prive di tale requisito patrimoniale, accompagnata da garanzia autonoma a prima richiesta rilasciata dalla società madre o dai soci di controllo. Il costo di dismissione è stimato da professionista indipendente nominato dall'Amministrazione precedente, non dal proponente, e aggiornato ogni cinque anni per adeguamento all'inflazione e alle variazioni dei costi di bonifica.

4. Disposizioni positive da rafforzare Le presenti osservazioni non si limitano a segnalare lacune. Esistono nella LR disposizioni che vanno nella direzione giusta e che meritano di essere rafforzate per aumentarne l'efficacia. 4.1 Comunità Energetiche Rinnovabili: opportunità e limiti dell'Art. 9 c. 6 L'Art. 9 c. 6 consente l'installazione di impianti fotovoltaici a terra nelle restanti aree agricole "ove vengano installati impianti il cui POD sia intestato a una Comunità energetica rinnovabile ai sensi dell'articolo 31 del d.lgs. n. 199/2021". Questa disposizione è importante perché riconosce alle CER un accesso privilegiato alle aree agricole. Tuttavia, il requisito che la CER sia "già costituita prima dell'avvio della procedura abilitativa o autorizzativa" rischia di essere elusivo: è semplice costituire una CER formalmente prima di presentare l'istanza, senza che essa abbia un radicamento reale nel territorio. Si propone di aggiungere un requisito minimo di rappresentatività locale che distingua le CER genuine dai soggetti che la forma CER per accedere alle semplificazioni.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 9 c. 6: integrazione del secondo periodo La Comunità energetica rinnovabile deve essere già costituita prima dell'avvio della procedura abilitativa o autorizzativa e deve contare tra i propri soci almeno il 30% di soggetti residenti o con sede operativa nel Comune o nei Comuni territorialmente interessati dall'impianto, ovvero nei Comuni confinanti. La relazione di partecipazione della CER al progetto, con elenco anonimizzato dei soci e verifica del requisito di residenza, è allegata all'istanza. 4.2 Monitoraggio SAU: proposta di indicatori GIS standardizzati L'Art. 7 c. 2 prevede la definizione del sistema di monitoraggio della SAU entro 90 giorni, con cartografia e cadenza semestrale. Questa è una disposizione eccellente che deve però essere accompagnata da specifiche tecniche per essere implementabile in modo omogeneo tra tutti i Comuni. In assenza di specifiche tecniche, ogni Comune produrrà la propria cartografia SAU con metodologie diverse e dati non comparabili, rendendo impossibile il calcolo aggregato a scala regionale. Si propone di specificare che il sistema di monitoraggio SAU adotta la definizione di cui all'Art. 2 c. 1 lett. f) della presente legge, utilizza come base cartografica le ortofoto regionali aggiornate e le banche dati dei Piani Urbanistici Generali, e produce output in formato GIS standardizzato (shapefile o GeoPackage in proiezione ETRS89/UTM32N) compatibile con il Geoportale regionale.

EMENDAMENTO PROPOSTO — Art. 7 c. 2: aggiunta di periodo finale Il sistema di monitoraggio della SAU adotta standard tecnici uniformi definiti dalla struttura regionale competente in materia energetica e urbanistica, comprensivi di: formato GIS standardizzato (GeoPackage o shapefile in proiezione ETRS89/UTM32N); base cartografica di riferimento aggiornata con cadenza biennale; metodologia di calcolo della percentuale SAU interessata che includa gli impianti in corso di autorizzazione oltre a quelli realizzati. I dati sono pubblicati in formato aperto (open data) sul Geoportale regionale contestualmente alla verifica semestrale.

0.4. Riepilogo degli emendamenti proposti

La tabella seguente riepiloga in forma sinottica tutti gli emendamenti proposti nelle presenti osservazioni, con indicazione dell'articolo interessato, della natura dell'intervento e dell'obiettivo perseguito.

Articolo	Tipo di intervento	Obiettivo	Priorità
Art. 7 c. 3	Aggiunta periodo	Mappatura aree idonee con MCDA tecnologia-specifica e pesi documentati	Alta — vizio metodologico fondante
Art. 12 c. 1	Modifica testo	Requisito P90 per le 2.300 ore equivalenti nette di tutte le perdite	Alta — elusione del requisito senza questa modifica
Art. 12 c. 4	Modifica testo	Specificazione del riferimento spaziale per impianti pluripala	Alta — ambiguità sfruttabile da proponenti
Art. 12	Nuovo comma 1-bis	Distanze minime inter-turbine $\geq 5D$ direzione vento, $\geq 3D$ perpendicolare	Alta — lacuna con impatto su producibilità e sicurezza strutturale
Art. 12	Nuovo comma 1-ter	Obbligo analisi icing per siti ≥ 600 m slm (producibilità e sicurezza)	Alta — assenza totale del tema nella LR
Art. 19 c. 3	Aggiunta periodo	Obbligo di pubblicazione elenco procedimenti in regime transitorio	Media — certezza del diritto
Art. 1 c. 1	Aggiunta periodo	Estensione esplicita alle opere di connessione alla rete	Media — lacuna sistematica
Art. 5 c. 4	Aggiunta periodo	Solidità patrimoniale del proponente per fideiussione dismissione	Media — rischio per la collettività
Art. 9 c. 6	Integrazione testo	Requisito minimo 30% soci residenti per CER genuine	Media — prevenzione usi formali della forma CER
Art. 7 c. 2	Aggiunta periodo	Standard tecnici GIS per monitoraggio SAU in formato open data	Bassa — efficacia implementativa

Parte II.
Bibliografia

**Riferimenti bibliografici e normativi I
riferimenti sono organizzati per sezione
tematica, coerentemente con la struttura
delle osservazioni.**

Analisi multicriteria e land suitability analysis per le FER

- Malczewski, J. (1999). GIS and Multicriteria Decision Analysis. Wiley, New York. — Opera fondativa della metodologia MCDA applicata all'analisi spaziale. Capitolo 8: suitability analysis e weighted linear combination.
 - Baban, S.M.J., Parry, T. (2001). Developing and applying a GIS-assisted approach to locating wind farms in the UK. *Renewable Energy*, 24(1), 59–71. DOI: 10.1016/S0960-1481(00)00169-5. — Primo studio sistematico di land suitability analysis per l'eolico con GIS multicriteria.
 - Aydin, N.Y., Kentel, E., Duzgun, H.S. (2010). GIS-based environmental assessment of wind energy systems for spatial planning: A case study from western Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 364–373. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.023.
 - Sánchez-Lozano, J.M., Teruel-Solano, J., Soto-Elvira, P.L., García-Cascales, M.S. (2013). Geographical Information Systems (GIS) and Multi-Criteria Decision Making (MCDM) methods for the evaluation of solar farms locations: Case study in south-eastern Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 544–556. DOI: 10.1016/j.rser.2013.03.019.
 - Sánchez-Lozano, J.M., García-Cascales, M.S., Lamata, M.T. (2016). GIS-based onshore wind farm site selection using Fuzzy Multi-Criteria Decision Making methods. Evaluating the case of Southeastern Spain. *Applied Energy*, 171, 86–99. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.03.030.
 - Tegou, L.I., Polatidis, H., Haralambopoulos, D.A. (2010). Environmental management framework for wind farm siting: Methodology and case study. *Journal of Environmental Management*, 91(11), 2134–2147. DOI: 10.1016/j.jenvman.2010.05.010. — Dimostra la necessità di criteri tecnologia-specifici per fonti diverse.
 - Yue, C.D., Wang, S.S. (2006). GIS-based evaluation of multifarious local renewable energy sources: A case study of the Chigu area of southwestern Taiwan. *Energy Policy*, 34(6), 730–742. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.07.003.
 - Saaty, T.L. (1977). A scaling method for priorities in hierarchical structures. *Journal of Mathematical Psychology*, 15(3), 234–281. DOI: 10.1016/0022-2496(77)90033-5. — Articolo fondativo dell'Analytic Hierarchy Process (AHP).

- Saaty, T.L. (1980). The Analytic Hierarchy Process. McGraw-Hill, New York. — Trattazione completa della metodologia AHP con applicazioni decisionali.

Risorsa anemometrica, incertezza e modelli di micrositing

- IEC 61400-12-1:2017. Wind energy generation systems — Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. International Electrotechnical Commission, Geneva.

- IEC 61400-1:2019. Wind energy generation systems — Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission, Geneva. — Definisce le classi di turbolenza inclusa la Classe T per la turbolenza da scia.

- MEASNET (2016). Procedure for Evaluation of Site-Specific Wind Conditions, Version 2. MEASNET, Brussels. — Riferimento de facto per la due diligence bancaria, include il requisito di quantificazione dell'incertezza.

- Mortensen, N.G., Petersen, E.L. (1997). Influence of topographical input data on the accuracy of wind flow modelling in complex terrain. Proceedings of the 1997 European Wind Energy Conference, Dublin. — Introduce il Ruggedness Index (RIX) e i limiti di WAsP in terreno complesso.

- Langreder, W., Kaiser, K., Hohlen, H., Højstrup, J. (2004). Turbulence correction for power curves. Proceedings of the European Wind Energy Conference, London. — Documenta l'impatto della turbolenza sulla producibilità e i metodi di correzione.

- Barthelmie, R.J. et al. (2009). Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. Wind Energy, 12(5), 431–444. DOI: 10.1002/we.348. — Analisi degli effetti scia in impianti reali con quantificazione delle wake losses.

- Bastankhah, M., Porté-Agel, F. (2014). A new analytical model for wind-turbine wakes. Renewable Energy, 70, 116–123. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.002. — Modello gaussiano di riferimento per il calcolo degli effetti scia.

- IEA Wind Task 31 — Wakebench (2013–2018). Towards a Protocol for Wind Farm Flow Model Evaluation. International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme. — Framework per la validazione dei modelli di micrositing in terreno complesso.

0.5. Icing e sicurezza degli impianti eolici in quota

- Seifert, H., Westerhellweg, A., Röben, J. (2003). Risk analysis of ice throw from wind turbines. Proceedings BOREAS VI, Pyhä, Finland. — Fonte primaria del modello $D_{max} = (D + H) \times 1,5$ per la distanza di proiezione dei frammenti di ghiaccio.

- IEA Wind Task 19 (2021). Wind Energy in Cold Climates, 6th Edition. International Energy Agency Wind Technology Collaboration Programme. — Linee guida consolidate per la gestione degli impianti eolici in condizioni di ghiaccio.

- ISO 12494:2017. Atmospheric icing of structures. International Organization for Standardization, Geneva.

— Classificazione dell'accrescimento di ghiaccio e metodologia per il calcolo dei carichi su strutture esposte.

- Tammelin, B. et al. (2005). Wind turbines in icing environment: improvement of tools for siting, certification and operation. ACCICA project final report, Finnish Meteorological Institute. — Studio sistematico sulla stima delle perdite di producibilità per icing per siti europei in quota.

Impatto acustico, flicker e infrasuoni

- ETSU-R-97 (1997). The assessment and rating of noise from wind farms. Energy Technology Support Unit, UK Department of Trade and Industry. — Metodologia consolidata per la valutazione dell'impatto acustico degli impianti eolici, adottata come riferimento in molte VIA italiane.

- IEC 61400-11:2012 + AMD1:2018. Wind energy generation systems — Part 11: Acoustic noise measurement techniques. International Electrotechnical Commission, Geneva.

- ISO 9613-2:1996. Acoustics — Attenuation of sound during propagation outdoors — Part 2: General method of calculation. International Organization for Standardization, Geneva.

- DIN 45680:2013. Messung und Bewertung tieffrequenter Geräuschimmissionen in der Nachbarschaft (Measurement and assessment of low-frequency noise immissions in the neighbourhood). Deutsches Institut für Normung.

- Rasmussen, K.B. (2011). Wind turbine shadow flicker. Journal of the Acoustical Society of America, 130(4), 2434. — Studio fondativo sulla metodologia di calcolo del flicker e sui criteri di accettabilità (limiti tedeschi 30 ore/anno, 30 min/giorno).

- Pedersen, E., Wayne, K.P. (2004). Perception and annoyance due to wind turbine noise — A dose-response relationship. Journal of the Acoustical Society of America, 116(6), 3460–3470. DOI: 10.1121/1.1815091. — Studio fondamentale sulla relazione dose-risposta tra rumore eolico e disturbo percepito.

Biodiversità, avifauna e rotte migratorie

- ISPRA (2020). Linee guida per la valutazione dell'impatto degli impianti eolici sull'avifauna e sui chiroteri. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, Roma. — Riferimento metodologico nazionale obbligatorio per gli studi naturalistici nelle VIA di impianti eolici.

- EUROBATS (2019). Guidelines for consideration of bats in wind energy projects. EUROBATS Publication Series No. 8 (revised edition). UNEP/EUROBATS Secretariat, Bonn. — Standard internazionale per la valutazione dell'impatto sui chiroteri.

- SNH — Scottish Natural Heritage (2017). Visualisation standards for wind energy developments, Version 2.2. Scottish Natural Heritage, Perth. — Standard di riferimento europeo per le fotosimulazioni di impianti eolici.

- Commissione Europea (2019). *Managing Natura 2000 sites — Guida metodologica alla Valutazione di Incidenza*. Commissione Europea, DG Ambiente, Bruxelles.
- CGUE, C-127/02, Waddenzee (2004). Sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione Europea del 7 settembre 2004. — Principio del reasonable scientific doubt nella VIncA: il progetto può essere autorizzato solo in assenza di ragionevole dubbio scientifico sull'integrità del sito.
- CGUE, C-258/11, Sweetman (2013). Sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione Europea del 11 aprile 2013. — Conferma del principio di precauzione nella VIncA: il beneficio del dubbio non va al proponente ma alla conservazione del sito.
- Huso, M.M.P. (2011). An estimator for wildlife fatality in wind energy and other activities. *Methods in Ecology and Evolution*, 2(3), 252–259. DOI: 10.1111/j.2041-210X.2010.00061.x. — Metodo statistico standard per la stima della mortalità reale da carcasse ritrovate con correzione per predazione e efficienza di ricerca.

Geologia, idrogeologia e stabilità dei versanti

- EN 1997-1:2004 (Eurocodice 7). *Progettazione geotecnica — Parte 1: Regole generali*. CEN, Brussels. — Standard europeo vincolante per le indagini e le verifiche geotecniche delle fondazioni di aerogeneratori.
- EN 1998-5:2004 (Eurocodice 8 — Parte 5). *Progettazione delle strutture per la resistenza sismica — Fondazioni, strutture di contenimento e aspetti geotecnici*. CEN, Brussels.
- ISPRA (2018). *Linee guida per la valutazione del rischio da frana: metodologia e criteri applicativi*. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, Roma.
- Terzaghi, K. (1943). *Theoretical Soil Mechanics*. Wiley, New York. — Opera fondativa della meccanica dei suoli, base teorica per la valutazione del comportamento delle argille sotto carico.
- AASHO Road Test (1962). *The AASHO Road Test: Report 7 — Summary Report*. Highway Research Board, Special Report 61G, Washington D.C. — Fonte originale della legge della quarta potenza per il danno alle pavimentazioni stradali sotto carico ripetuto.
- AASHTO (2008). *Mechanistic-Empirical Pavement Design Guide: A Manual of Practice*. American Association of State Highway and Transportation Officials, Washington D.C. — Standard internazionale per il calcolo degli ESAL e la valutazione del danno alle pavimentazioni.

Riferimenti normativi principali

- D.Lgs. 25 novembre 2024, n. 190 — *Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili*.
- D.Lgs. 26 novembre 2025, n. 178 — *Disposizioni integrative e correttive al D.Lgs. 190/2024*.

- Decreto-Legge 21 novembre 2025, n. 175, convertito dalla Legge 15 gennaio 2026, n. 4 — Misure urgenti in materia di Piano Transizione 5.0 e produzione di energia da fonti rinnovabili.

- Delibera della Giunta Regionale Emilia-Romagna n. 345 del 09/03/2026 — Oggetto delle presenti osservazioni.

- D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 — Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

- D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 — Norme in materia ambientale.

- DPR 8 settembre 1997, n. 357 — Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE (Habitat).

- Legge 26 ottobre 1995, n. 447 — Legge quadro sull'inquinamento acustico.

- DPCM 14 novembre 1997 — Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.

- Decreto Direttoriale MASE 24 marzo 2022, n. 16 — Zone silenziose in aperta campagna.

- Decreto MASE 10 settembre 2010 — Linee Guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti FER (Allegato 3 non abrogato).

- IEA Wind Task 19 (2021). Wind Energy in Cold Climates. International Energy Agency. — già citato sopra.

Giurisprudenza richiamata

- Corte Costituzionale, sent. n. 364/2006; n. 119/2010 e successive — Limiti alla competenza regionale in materia di impianti energetici di rilevanza nazionale.

- Consiglio di Stato, sez. IV, sent. n. 3024/2019 — Obbligo di motivazione rafforzata del provvedimento autorizzativo in presenza di dissenso delle autonomie locali. [Da verificare con avvocato specializzato prima della trasmissione]

- CGUE, C-127/02, Waddenzee (2004) — già citata sopra.

- CGUE, C-258/11, Sweetman (2013) — già citata sopra.

- Corte Europea dei Diritti dell'Uomo, Hatton e altri c. Regno Unito, ricorso n. 36022/97, Grande Camera, 8 luglio 2003 — Principio di equità distributiva degli impatti ambientali e obbligo di ponderazione tra interesse economico e qualità della vita delle comunità locali.

1. Disponibilità a contribuire al processo legislativo

I sottoscritti sono disponibili a partecipare ad audizioni della Commissione assembleare competente per illustrare nel dettaglio le osservazioni tecniche contenute nel presente documento, e a fornire la documentazione scientifica di supporto agli argomenti sviluppati. Si segnala in particolare la disponibilità a presentare i dataset GIS e le analisi statistiche già prodotte in relazione ai procedimenti VIA/PAUR in corso nel territorio della Valtaro e della Valceno, che costituiscono la base empirica di alcune delle osservazioni formulate. Le presenti osservazioni sono trasmesse in formato aperto e possono essere liberamente utilizzate dalla Commissione assembleare e dalla Giunta regionale nell'ambito del processo di revisione del testo.

I firmatari [Legambiente Circolo Valli Taro e Ceno] [CER Appennino Ovest] [KOINÉ APS — Bardi (PR)]