

Modulo per la presentazione delle osservazioni per i piani/programmi/progetti sottoposti a procedimenti di valutazione ambientale di competenza statale

Presentazione di osservazioni relative alla procedura di:

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – art. 14 co. 3 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.
- Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) – art. 24 co. 3 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.
- Verifica di Assoggettabilità alla VIA – art. 19 co. 4 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

(Barrare la casella di interesse)

II/ La Sottoscritto/a CARLO BONOMI
(Nel caso di persona fisica, in forma singola o associata)

II/ La Sottoscritto/a _____

in qualità di legale rappresentante della Pubblica Amministrazione/Ente/Società/Associazione

(Nel caso di persona giuridica - società, ente, associazione, altro)

PRESENTA

ai sensi del D.Lgs. 152/2006, **le seguenti osservazioni al**

- Piano/Programma, sotto indicato
- Progetto, sotto indicato.

(Barrare la casella di interesse)

Impianto per la produzione di energia da fonte eolica denominato "Parco eolico Toscana", sito nel Comune di Toscana (VT) e relative opere di connessione nei Comuni di Toscana (VT) e Arlena di Castro (VT)

(inserire la denominazione completa del piano/programma (procedure di VAS) o del progetto (procedure di VIA, Verifica di Assoggettabilità a VIA)

OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- Aspetti di carattere generale (es. struttura e contenuti della documentazione, finalità, aspetti procedurali)
- Aspetti programmatici (coerenza tra piano/programma/progetto e gli atti di pianificazione/programmazione territoriale/settoriale)
- Aspetti progettuali (proposte progettuali o proposte di azioni del Piano/Programma in funzione delle probabili ricadute ambientali)
- Aspetti ambientali (relazioni/impatti tra il piano/programma/progetto e fattori/componenti ambientali)
- Altro (specificare) _____

ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI

(Barrare le caselle di interesse; è possibile selezionare più caselle):

- Atmosfera
- Ambiente idrico
- Suolo e sottosuolo
- Rumore, vibrazioni, radiazioni

- Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)
 - Salute pubblica
 - Beni culturali e paesaggio
 - Monitoraggio ambientale
 - Altro *(specificare)* _____
-

TESTO DELL' OSSERVAZIONE

A proposito dell'impianto in oggetto, abbiamo già inviato le nostre osservazioni un anno fa, ma con la società proponente non ci siamo evidentemente capiti, non si è compreso lo spirito di una logica umana basata su un'esperienza quotidiana diretta contrapposta ad una percezione virtuale di chi vive in altri luoghi e che attraverso un'azione comunicativa volta a convincere e a mitigare l'impatto di un'opera così mastodontica, tra le più importanti d'Italia, è mossa da altre logiche ed ha altri interessi che non collimano con gli interessi dei residenti.

Risulta difficile incastonare in questo territorio una così importante modifica paesaggistica che non ha impatto solo per le aree dei comuni interessati ma su un raggio molto più ampio che comprende i Comuni adiacenti dell'Alta Tuscia incidendo su un paesaggio che ha evidenti altre vocazioni e che quindi richieda un'attenzione migliore in fase di progetto. Risulta evidente che la società proponente, che è passata da quattro a otto Valutazioni d'Impatto Ambientali pubblicate sul sito di codesto Ministero, ha sempre meno possibilità di mettere sufficiente energia nel redigere un progetto industriale faraonico che segnerà in maniera irreversibile questo territorio.

Come cittadini non abbiamo la possibilità di controdedurre la notevole quantità di documenti in tempi così ristretti, le revisioni fanno riferimento a documenti già pubblicati ma molti di questi sono riportati con nomi differenti e pubblicati non in ordine temporale.

Non si capisce come nello specifico, se queste fanno riferimento al PPTR in vigore un anno fa o se si è considerato quello approvato con delibera regionale 5/2021 e pubblicato il 10 giugno 2021, dal momento che la maggior parte degli studi si sono svolti su un Piano Paesaggistico Territoriale Regionale che è stato annullato.

OSSERVAZIONE

Un progetto così impattante necessita di maggior cura per essere redatto, tuttora non risponde in maniera sufficiente a tutte le criticità, perché insistono refusi e semplificazioni, quindi chiediamo che il progetto "Impianto per la produzione di energia da fonte eolica denominato "Parco eolico Tuscania", sito nel Comune di Tuscania (VT) e relative opere di connessione nei Comuni di Tuscania (VT) e Arlena di Castro (VT)" venga ripresentato per fare in modo che le varie affermazioni della Società proponente siano supportate da studi migliori, aggiornati e validati da istituzioni immuni da conflitti d'interesse, possibilmente confortati da una maggiore conoscenza e presenza sul territorio durante le varie stagioni.

In fase di riproposizione ne sia data adeguata pubblicizzazione a mezzo stampa per dare la possibilità alla cittadinanza di partecipare in maniera adeguata e di poter valutare gli impatti per questa opera così importante.

L'articolo riportato sul taglio medio della prima pagina del Corriere della Sera del 6/11/2021 a firma di Gian Antonio Stella, descrive in modo generale e sintetico quello che è il parere generale della cittadinanza che si è informata del progetto, un parere negativo e che difficilmente trova giustificazioni per essere attuato, proprio perché si inserisce in un territorio troppo ricco di particolarità paesaggistiche e culturali.

Per esprimere meglio questo concetto, citerò alcuni stralci dell'articolo di giornale (che allego a questa

osservazione) per poi attualizzarlo con alcune puntualizzazioni relative al Parco Eolico Tuscania:

“Possiamo fidarci, nel Paese delle deroghe dove un italiano su sei vive, fa le vacanze o lavora in un edificio parzialmente o totalmente abusivo, delle 33 deroghe su 67 articoli della legge che sveltisce le pratiche per avviare l’offensiva sulle energie rinnovabili? Dobbiamo. Ce lo dice l’Europa, ce lo impongono i fatti. C’è modo e modo, però: guai a coprire di pannelli fotovoltaici i colli di Leopardi, guai a tirar su nella Tuscia etrusca pale eoliche 19 metri più alte della Torre Unicredit, il più svettante grattacielo italiano. La bellezza, per l’Italia, è un bene non trattabile!”

Possiamo fidarci della Società proponente? Le risposte alle osservazioni presentate un anno fa, sono state vaghe e quasi mai circostanziate se non riportando stralci di documenti già pubblicati, *“la proposta di progetto risulta perfettamente coerente con tutte le indicazioni programmatiche e pianificatorie di livello internazionale, europeo, nazionale e con il PER, che da esse deriva e attua a livello regionale, nonché compatibile con le normative specifiche vigenti.”* è il leitmotiv ripetuto nelle controdeduzioni, che equivale a dire *“fidati! Perché l’oste dice che il vino è buono”*.

Ma noi abbiamo intorno una notevole quantità di aerogeneratori già esistenti, e sappiamo, non attraverso studi ma nella realtà, cosa comporta vivere dentro o vicino ad un campo eolico, peraltro di dimensioni dimezzate rispetto a quelle del progetto in oggetto di queste osservazioni, in determinate condizioni di incidenza del vento produce rumori che non sempre sono quelli dichiarati dalla fabbrica degli aerogeneratori e comunque, a norma o no, il rumore è una presenza costante nella campagna quando c’è vento, sappiamo che questi elementi industriali cozzano con quello che un turista vorrebbe quando viene nei nostri agriturismi ed anche l’impatto visivo non è propriamente quello che ci si aspetta in una tra le zone più incontaminate d’Italia così ricche di bellezze archeologiche e naturalistiche.

E’ molto semplicistico dire *“non vi è alcun dato oggettivo con cui si possa dimostrare che negli ultimi 20 anni la presenza nelle regioni maggiormente interessate dalla realizzazione di impianti eolici o fotovoltaici (nella stessa provincia di Viterbo, in Puglia, in particolare in provincia di Foggia e nel Salento, in Campania o in generale nel sud Italia), abbia condizionato negativamente il turismo, lo sviluppo di altre attività o la percezione positiva dei paesaggi regionali.”*

(m_ante_MATTM__REGISTRO_UFFICIALE_I_0092280_11-11-2020_2_) specialmente se questo non è di fatto supportato da nessun dato specifico, e non basta assolutamente basarsi su le statistiche di ingresso dei turisti nelle varie regioni, perchè questi possono dipendere da molteplici ragioni che andrebbero indagate da uno studio ad hoc.

La società proponente afferma che *“non risultano in Italia problematiche relative al deprezzamento dei terreni e delle abitazioni che si trovino nel raggio di 2 km dalle centrali del 12% e delle proprietà in generale fino a 14 km di distanza dalle pale”*

(m_ante_MATTM__REGISTRO_UFFICIALE_I_0092280_11-11-2020_2_) sulla risposta alle osservazioni inviate, che a supporto riportavano uno studio della London School of Economy che dimostra il contrario.

Dunque come fidarsi? E perché? Noi nelle nostre osservazioni portiamo lo studio dell’autorevole università londinese, la società proponente porta percezioni generali non supportate da dati specifici.

Non vogliamo che l’Alta Tuscia diventi famosa per i grandi parchi eolici più alti d’Italia così come l’Olanda è famosa per i mulini a vento.

OSSERVAZIONE: Richiediamo l’integrazione alla Valutazione d’Impatto Ambientale di uno studio sociologico sulla percezione turistica di un parco eolico di queste dimensioni, richiediamo anche uno studio economico su problematiche relative al deprezzamento dei terreni, delle abitazioni e delle proprietà in generale fino ad almeno 15 km di distanza dagli aerogeneratori.

Il nostro territorio non ha bisogno di essere caratterizzato da questo tipo di impianti perché è già caratteristico di suo, avendo vaste aree di natura incontaminata e un basso impatto antropico, abbiamo i nostri percorsi turistici e la nostra green-economy sta crescendo sempre di più, ad

esempio l'adiacente comune di Canino ha già il 68% di produzione di energia rinnovabile (dati Regione Lazio), tra i più alti del Lazio, fa parte del Biodistretto del lago di Bolsena, e visto il proliferare di impianti di produzione FER nella provincia di Viterbo ci chiediamo se, per raggiungere gli obiettivi di contrasto all'emergenza climatica, è stata fatta una rilevazione di quanta sia la quantità di FER che già si produce e si produrrà con gli impianti già in essere e quelli approvati in procinto di essere costruiti, in un'ottica di pianificazione nazionale e regionale.

Dal Rapporto Statistico Fotovoltaico 2020 redatto dal GSE risulta che la provincia di Viterbo, solo col fotovoltaico, rifornisce il sistema nazionale con il 2,1% di potenza installata, se a questo si sommano la notevole quantità di aerogeneratori già installati, le dighe e le altre FER della Provincia, pensiamo di aver fatto bene la nostra parte nella lotta ai cambiamenti climatici.

Nei documenti SIA e nelle relazioni sul perché sia così necessario localizzare un impianto del genere in questa zona, in cui è riconosciuta un'alta criticità paesaggistica ed ambientale per un impianto di questo genere, l'unica motivazione ci pare essere è la vicinanza allo stallo di TERNA.

OSSERVAZIONE: Riteniamo che sia il caso di inserire questo progetto in una Valutazione Ambientale Strategica per essere inserito in una programmazione urbanistica che secondo noi è necessaria considerando l'importante proliferazione di impianti FER nella Provincia di Viterbo così da poter valutare se sia il caso che TERNA distribuisca altri stalli in altre province della Regione Lazio o in altre Regioni italiane, possibilmente in prossimità di aree già degradate da passate scelte industriali, così oltre a distribuire i carichi elettrici si potrà parimenti distribuire eventuali oneri in termini di impatti paesaggistici ed ambientali con altri territori. Chiediamo quindi, alla Commissione Preposta della valutazione di questo enorme progetto, che si approvi l'alternativa zero considerata nelle integrazioni della società proponente e che noi riteniamo l'unica percorribile e che riassumiamo qui per brevità così come è esposta nel documento STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE - QUADRO PROGETTUALE (GE_TSC01_PD_SIA02_REV01):

“L'alternativa zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del progetto e prevede, pertanto, di conservare le aree in esame come suoli prettamente agricoli.” e aggiungiamo che si tenga conto anche delle altre potenzialità di sviluppo, ad esempio incentivando la creazione di comunità dell'energia.

Sempre rimanendo in tema di fiducia e di reali propositi accennati all'inizio di questa osservazione, relativamente al Parere della Regione Lazio in data 08/10/2020 pubblicato nelle Osservazioni del Pubblico il 08/10/2020 (MATTM-2020-0079743) in cui:

[...] in considerazione della tipologia, entità e localizzazione dell'intervento, nonché delle relative interazioni con molteplici componenti ambientali legate sia alla fase di cantiere che di esercizio, si ritiene che l'analisi effettuata nello Studio di impatto ambientale, al di là della probabile interferenza non significativa sugli obiettivi di conservazione dei siti Natura 2000 più vicini, non consenta di escludere la possibilità di interferenze significative indirette sui valori ambientali tutelati dalla Rete Natura 2000, con particolare riferimento alle specie ornitiche.[...] al fine di verificare l'entità delle eventuali interferenze su popolazioni di specie caratteristiche dei siti Natura 2000 più vicini e, di conseguenza, se sia necessario richiedere uno specifico “Studio di incidenza”.[...]

Si ritiene necessario acquisire le suddette integrazioni e chiarimenti al fine di consentire l'espressione del parere di competenza.

Riteniamo assolutamente non soddisfacente che la risposta all'osservazione posta dalla Regione Lazio sia stata “ai sensi della normativa nazionale e regionale non è soggetto a Valutazione di Incidenza”(GE_TSC01_PD_SIA04_REV01), perché stiamo parlando di un progetto che è tra i più impattanti d'Italia e quindi richiederebbe un po' più di attenzione per l'Ambiente che si dice di voler proteggere, specialmente se uno degli aerogeneratori alto 250 mt. con un diametro di 170 mt. sarebbe posto a trecento metri da un S.I.C. facente parte di un'area natura 2000, la risposta ad un Ente dello Stato non dovrebbe essere: “tuttavia per completezza è stato predisposto un apposito

Studio Naturalistico (§ elaborati GE.TSC01.PD.SN.SIA01-05)” rimandando allo studio già pubblicato e contestato scientificamente in altre varie osservazioni e a cui le controdeduzioni sono state generiche, vaghe e senza sostegno scientifico perché ritenute al limite della non richiedibilità. Se la Società proponente avesse accolto l'osservazione della Regione Lazio e se avesse sentito la responsabilità di progettare un impianto di questo genere in un territorio così ricco di aree naturalistiche, avrebbe avuto tutto il tempo per fare uno studio migliore, anche se non dovuto.

OSSERVAZIONE: Richiediamo che sia redatto uno specifico studio d'incidenza anche se questo non sia proprio dovuto per legge, ma che per completezza sia adeguato in considerazione della tipologia, entità e localizzazione dell'intervento, nonché delle relative interazioni con molteplici componenti ambientali legate sia alla fase di cantiere che di esercizio.

Riferendosi ancora all'articolo allegato:

Certo, il Ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani ci ha messo più volte la mano sul fuoco. Spiegando che sì, «l'obiettivo di fondo va tenuto presente ed è installare circa 70 Gigawatt di capacità rinnovabile al 2030 per tenere fede agli accordi di Parigi sul clima» ma «c'è un primo ampio margine di superfici utilizzabili che riguarda i tetti delle aree urbane e le aree industriali» e «nelle zone degradate gli impianti di energia rinnovabile possono risultare un volano per avviare progetti sostenibili di recupero». Di più: «Criteri stringenti e prioritari devono riguardare la tutela delle aree sede di beni culturali e delle aree naturali protette» e «il paesaggio naturale» con una speciale «attenzione al consumo di suolo». Parole giuste. Doverose.

Il dossier dell'Ispra

Dice un dossier dell'Ispra di un paio di mesi fa, che «nel 2020 abbiamo perso 56,7 chilometri quadrati di suoli naturali a causa di nuovi cantieri, edifici, insediamenti commerciali, logistici, produttivi e infrastrutture e altre coperture artificiali, arrivando a un totale di oltre 21.000 chilometri quadrati, il 7,11% del territorio nazionale rispetto alla media Ue del 4,2%». Uno squilibrio enorme. Tanto più in un Paese come il nostro per il 35,2% montagnoso, per 41,6 collinare e solo per il 23,2 pianeggiante. Dove varie regioni si sono già divorate buona parte (il record negativo è della Liguria: il 22,8%) della superficie utile e ciò che resta, come scrive Salvatore Settis, «dovrebbe essere dedicato all'agricoltura».

Di più: dice quel report Ispra che oltre alla data del 2030 c'è anche quella del 2050 fissata dalla stessa Europa (cioè da tutti noi) per «azzerare il consumo di suolo netto». Obiettivo che «si scontra con la necessità di installare nuovi impianti fotovoltaici che permettano la transizione energetica verso fonti rinnovabili. Si stima che al 2030 saranno tra 200 e 400 i chilometri quadrati di aree agricole persi per installare pannelli fotovoltaici a cui se ne aggiungerebbero 365 destinati a nuovi impianti eolici». Tema: si possono conciliare due obiettivi opposti? Sì, dice l'Ispra: «Sfruttando i tetti degli edifici esistenti, gli ampi piazzali associati a parcheggi o ad aree produttive e commerciali, le aree dismesse o i siti contaminati si stima che potrebbero essere installati pannelli per una potenza totale più che doppia» rispetto ai gigawatt fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

Infatti se la preoccupazione è produrre energia da fonti rinnovabili, se ci fosse la logica di fare il bene della popolazione e una pianificazione resiliente che si adatta meglio alle esigenze specifiche dei territori, se ci fosse la logica umana anziché quella del profitto, perché non produrre energia diffusa nel territorio? sicuramente potrebbe essere non impattante come queste opere faraoniche, ma la società proponente ha altri obiettivi:

*“L'intento di wpd è di coinvolgere - nel processo che porterà alla **costruzione** dell'impianto- la comunità economica oltre che quella amministrativa e dei cittadini in modo che il parco eolico diventi una occasione di sviluppo e di crescita per il tessuto produttivo ed economico del luogo e che la crescita sia condivisa così da creare vantaggi per tutti coloro che saranno coinvolti dalla **costruzione** del parco eolico.”*

Si è già fatto esperienza con gli impianti eolici esistenti che la crescita economica è principalmente per le società proponenti e temporaneamente, in fase di costruzione, per poche realtà locali, in quanto i componenti per gli aerogeneratori non vengono da industrie del territorio e dopo la costruzione l'appalto verrà dato a una società di manutenzione e non prevede l'utilizzo di grandi risorse umane.

Siamo del parere, come dice l'articolo sullo studio dell'ISPRA, che una diffusione capillare delle FER sul territorio è assolutamente più efficiente, crea lavoro stabile, distribuisce l'economia portando ricchezza e limitando gli sprechi della distribuzione in rete. Questa è la green economy adeguata ai nostri territori.

Siamo dell'idea che sviluppo e crescita per i nostri tessuti produttivi ed economici, non ha bisogno di essere condivisa con chi ha reali vantaggi nella costruzione di un parco eolico di queste dimensioni, questi interessi non possono integrarsi perchè sono contrapposti, è proprio il consumismo e la crescita economica senza limiti che hanno portato a questa emergenza climatica, se ora grandi gruppi finanziari hanno capito i loro passati errori non dovrebbero perpetrare nel concentrare beni di tutti nelle mani di pochi, perchè questo ha contribuito a degradare l'ambiente che si vuole salvare.

“I valori impliciti nell’impianto (crescita di energie naturali e rinnovabili, lotta ai fattori climalteranti, salvaguardia del pianeta) non devono essere contrapposti ma integrati con i valori specifici del territorio (vivibilità, sviluppo, sicurezza etc.) espressi attraverso la voce dei suoi protagonisti istituzionali e civili”(documento NUOVA ENERGIA COME VALORE CONDIVISO. L'APPROCCIO WPD)

Siamo d'accordo con questa affermazione, ma è sul tipo d'impianti che non concordiamo, conosciamo l'emergenza climatica ormai da cinquanta anni, ora è una nuova normalità da affrontare con scelte lungimiranti, assolutamente non con impianti simili in territori come il nostro che potrebbero risultare obsoleti ancor prima di arrivare al fine vita.

OSSERVAZIONE: Il Ministero in linea con le parole del Ministro Roberto Cingolani, riportate nell'articolo allegato, non dovrebbe autorizzare un progetto di proporzioni così mastodontiche in un territorio così pregiato e che ha altre vocazioni, quindi per raggiungere gli obiettivi sul clima potrebbe trovare altre soluzioni per utilizzare le strutture già esistenti e solo dopo ricorrere a soluzioni emergenziali.

Proseguendo con l'articolo:

C'è modo e modo. E luogo e luogo

Ha senso? Dicono: ma i soprintendenti sono lenti... (...) assediati da orde di impresari, ingegneri, architetti, geometri e altri guastatori» di cui scriveva Indro Montanelli nel 1966. Gli stessi che, c'è da scommetterci, assediano (magari vantando il nobile intento di aiutare l'Italia con l'energia pulita) quanti si stanno occupando del progetto per tirar su accanto a Tuscania, area straricca di bellezza e archeologia, quelle sedici turbine di 250 metri di cui dicevamo, da anni denunciate da Italia Nostra. Una palizzata ciclopica. E vabbè, dirà qualcuno, da qualche parte bisognerà ben costruirli questi impianti indispensabili per il nostro futuro. Vero: da qualche parte. E lì torniamo: c'è modo e modo, c'è luogo e luogo. E se vogliamo dirla tutta c'è anche committente e committente. Perché non va bene che i progetti che incideranno sul nostro futuro paesaggistico, agricolo, culturale e anche turistico, siano presentati dalle aziende così, dove conviene: o così o così. Certe cose vanno decise insieme. E magari senza giochicchiare sull'articolo 9 della nostra Costituzione che qualcuno vorrebbe, guarda caso, «ritoccare»...

In Conclusione noi non ci fidiamo, la Società proponente ha già dimostrato che non tiene conto dei pareri della cittadinanza, che sia il Salento o la Campania, l'Alta Tuscia o la Sardegna l'obiettivo è il profitto derivante dall'esercizio dell'impianto, dimostra che le intenzioni di passare “dalla negazione alla “desiderabilità””(documento NUOVA ENERGIA COME VALORE CONDIVISO. L'APPROCCIO WPD) per far accettare il progetto è già naufragato rendendo vana ogni possibilità di partecipare effettivamente al processo decisionale in materia ambientale, non informando tempestivamente la popolazione che vuole partecipare al dibattito e che rischia di vedersi piombare sulla testa il progetto faraonico del gigantesco parco eolico, con tutti i disagi che già conosciamo per aerogeneratori alti meno della metà di quelli in progetto, trasporti speciali di componenti enormi che vagano per aree di campagna (anche se in fase progettuale si sprecano le assicurazioni) ed

anche il ripristino dei luoghi ante-operam già lo conosciamo.

Noi non ci fidiamo di chi scambia “una vegetazione di erbe infestanti terofitiche effimere, nitrofile e semi-nitrofile, ruderali diffuse in tutto il mondo” con quello che comunemente da noi si chiama fieno, che viene raccolto stipato e conservato, e che integra l'alimentazione invernale per la notevole quantità di cavalli, asini, mucche e pecore allevati dalle nostre parti allo stato semi-brado dai molti cittadini che li governano, famoso come un fieno scarsamente proteico ma ricco di sostanze minerali che dall'alta Tuscia è esportato, sebbene in piccole quantità, anche in altre regioni.

Che senso potrebbe avere fidarsi di chi afferma semplicisticamente nello STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE - SINTESI NON TECNICA (GE_TSC01_PD_SIA04_REV01) *“Si fa presente che l'impianto eolico è caratterizzata dalla totale reversibilità. Al termine della vita utile la dismissione dell'impianto potrà restituire il territorio allo stato ante - operam per cui gli eventuali impatti ambientali indotti si annullerebbero.”*

Come intendono restituire il territorio allo stato originale? Come annullare? C'è uno studio sulle metodologie applicate per questo? Sarebbe importante descriverlo in maniera più compiuta visto che alla natura ci sono voluti migliaia di anni per creare un territorio così.

Basta piantare un alberello per ogni aerogeneratore, come descritto nello stesso documento, per mitigare la CO2 prodotta per costruire l'impianto?

Noi già piantiamo ogni anno ulivi e altre varietà di alberi da frutta in grossa quantità, come da sempre hanno fatto i nostri padri, anche questa è lotta ai cambiamenti climatici.

Infine non ci ispira fiducia chi afferma *“saranno individuati i potenziali fattori causali di impatto descrivendo al contempo le misure mitigative e di prevenzione adottate.”* perchè nelle relazioni pubblicate, sia nella fase di costruzione dell'impianto e sia in fase di dismissione, per lo smaltimento dei materiali, si ricorrerà a discariche autorizzate e questa non è una pratica esattamente green, così a fine vita dell'impianto andranno in discarica autorizzata le 48 pale di resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e fibra di carbonio di 90 metri l'una, anche qualcuna in più se si rende necessaria la sostituzione di qualche pala durante la vita utile.

La società proponente è sufficientemente preoccupata di mitigare il rilascio di Biofenolo A, causato dalla corrosione delle pale sottoposte agli agenti atmosferici, che sottoforma di nanoparticelle entra nella catena alimentare causando patologie nervose e sterilità?

Questo non ci pare risultare dalle documentazioni depositate, questa problematica andrebbe ulteriormente verificata specie per impianti di queste dimensioni in area agricola di alto pregio e visto che il Comune di Canino vedrebbe gli aerogeneratori fino a 350mt. dal confine, ed il Comune basa principalmente la propria economia nell'agricoltura, si rischierebbe di creare un grosso danno.

Questo spinoso problema risulta dall'articolo di ricerca “Leading edge erosion of wind turbines: Effect of solid airborne particles and rain on operational wind farms” accettato dalla comunità scientifica il 19 maggio 2020 dall'Università di Edimburgo che alleghiamo.

OSSERVAZIONE: Si richiede la descrizione più dettagliata della procedura di smaltimento dei rotori, possibilmente con l'indicazione della discarica che ha la possibilità di accettare lo smaltimento di rifiuti di quelle dimensioni.

Si richiede infine una descrizione dettagliata di quali misure si intendono adottare per l'erosione delle turbine affinché non siano rilasciate nanoparticelle di Biofenolo A nell'ambiente circostante.

Sempre in tema di rischi per la salute pubblica (pag.5 del SIA.04, capitolo 2.1), e riguardo l'elaborato 0.2 (Relazione geologica e studio di compatibilità geomorfologica), nel quale si legge che *“Dal punto di vista sismico, la città di Tuscania (VT) ricade in un distretto geografico scarsamente sismico.”* Ci risulta invece che tutta la zona di Tuscania è soggetta ad un rischio sismico maggiore, cosa dimostrata anche dal distruttivo terremoto del 1971, e alla successiva pag. 10 dello stesso elaborato *“Le NTC08, D.M. 14/01/2008, e le successive NTC18, D.M. 17/01/18, definiscono 4 Zone Sismiche,*

alle quali corrispondono 4 valori di accelerazione orizzontali di ancoraggio dello spettro di risposta elastico (a_g/g), e ciascuna zona è individuata secondo valori di accelerazione di picco al suolo (a_g), con probabilità di superamento di superamento del 10% in 50 anni (periodo di ritorno di 475 anni); In particolare, l'area di Toscana è classificata sismica di terza categoria (O. P. C. M. 20/03/03, n. 3274 -T.U.D.M.17/01/18). I dati sismici relativi al Comune di Toscana sono quelli relativi alla Zona 3”

Zona	accelerazione orizzontali, con probabilità di superamento di pari a 10% in 50 anni (a_g/g)	accelerazione orizzontali, di ancoraggio dello spettro elastico (a_g/g)
1	> 0.25	0.35
2	0.15 – 0.25	0.25
3	0.05 – 0.15	0.15
4	< 0.15	0.05

L'intero progetto è basato sul dato errato di una classificazione sismica superata. Con Deliberazione della Giunta Regionale del Lazio n.387 del 22.05.2009 è stata aggiornata la Classificazione Sismica del territorio della Regione Lazio in cui risulta che il rischio sismico dell'area di Toscana è più alto di quanto inizialmente previsto, per cui la classificazione è stata variata da zona sismica 3 a zona sismica 2B, ovvero zona dove possono verificarsi forti terremoti.

La sottozona 2B prevede un valore di $a_g \leq 0,20g$, mentre in zona 3 l'accelerazione massima prevista è inferiore, pari a $a_g \leq 0,15g$. Pertanto la tabella sopra, riportata nello studio, non risulta corretta.

Zona sismica 2B	Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti. La sottozona 2B indica un valore di $a_g < 0,20g$.
------------------------	---

Questo è anche facilmente verificabile sul sito web della Protezione civile (<https://rischi.protezionecivile.gov.it/it/sismico/attivita/classificazione-sismica>) dove è possibile scaricare tutta la classificazione sismica per Comune aggiornata al 2021.

OSSERVAZIONE: Tutti i progetti delle opere civili ed impiantistiche che compongono il progetto del Parco Eolico Toscana e i relativi calcoli, misure ed estimi, non tengono conto del reale rischio sismico e quindi della possibile maggiore accelerazione al suolo in caso di evento. Anche il dovuto riferimento alle “opportune condizioni di sismicità previsto dalle NTC18, D.M. 17/01/18” non è più credibile nel momento in cui nel progetto si cita una classificazione sismica non reale. E in caso di modifiche progettuali anche gli impatti ambientali sarebbero tutti da rivalutare. Chiediamo che sia definitivamente archiviato questo rischioso progetto, è nostra opinione che la società proponente non ha alcuna credibilità nel gestire un impianto così importante in una zona così delicata.

In conclusione la società proponente si occupa del “business del momento” ma la nostra opinione è che non è assolutamente affidabile nella gestione di un progetto che ha queste dimensioni, pieno di errori, refusi e forzature che dimostrano uno scarso riguardo che potrebbe risultare fatale per il futuro dei nostri territori, obbligandoci ad una ipoteca, da cui poi, non si potrà più tornare indietro. In nome di una poco dimostrabile attenzione ad un territorio che non conosce, si arroga il diritto di imporre una rivoluzione futurista per raggiungere obiettivi che possiamo raggiungere in tanti altri modi, tenendo anche conto delle scoperte scientifiche e tecnologiche in continuo progresso. La società proponente è solo determinata nel nascondere “l'elefante nello sgabuzzino” confermando quella pratica del “O così o così” che illustra bene l'articolo allegato.

Il/La Sottoscritto/a dichiara di essere consapevole che, ai sensi dell'art. 24, comma 7 e dell'art.19 comma 13, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., le presenti osservazioni e gli eventuali allegati tecnici saranno pubblicati sul Portale delle valutazioni ambientali VAS-VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (www.va.minambiente.it).

Tutti i campi del presente modulo devono essere debitamente compilati. In assenza di completa compilazione del modulo l'Amministrazione si riserva la facoltà di verificare se i dati forniti risultano sufficienti al fine di dare seguito alle successive azioni di competenza.

ELENCO ALLEGATI

Allegato 1 - Dati personali del soggetto che presenta l'osservazione

Allegato 2 - Copia del documento di riconoscimento in corso

Allegato 3 – Articolo giornalistico Corriere della Sera del 6 ottobre 2021

Allegato 4 – Articolo scientifico “Leading edge erosion of wind turbines: Effect of solid airborne particles and rain on operational wind farms”

Luogo e data Copino, 9/11/2021
(inserire luogo e data)

Il/La dichiarante

Cara F.
(Firma)

CORRIERE DELLA SERA

RCS

Milano, Via Solferino 28 - Tel. 02 62821
Roma, Via Campania 59/C - Tel. 06 688281

FONDATAO NEL 1876

Servizio Clienti - Tel. 02 63797510
mail: servizioclienti@corriere.it

Corriere della Sera | Sabato 6 Novembre 2021

CRONACHE | 27

PAESAGGIO E TRANSIZIONE ECOLOGICA

Pale eoliche
Gli impianti in prossimità di case ed elettrodotti a Frigento, in provincia di Avellino (foto Italia Nostra)

di Gian Antonio Stella

SEGUE DALLA PRIMA

Certo, il ministro della Transizione ecologica Roberto Cingolani ci ha messo più volte la mano sul fuoco. Spiegando che sì, «l'obiettivo di fondo va tenuto presente ed è installare circa 70 Gigawatt di capacità



Da Nord a Sud. Sopra, impianti fotovoltaici in Val Sabbia (Brescia); sotto, il rendering di Italia Nostra contro il progetto di impianti eolici a Tuscania (Viterbo)



L'Italia e la sfida per conciliare nuove pale eoliche e antica bellezza

I piani per produrre energia pulita che mettono a rischio territori ricchi di storia e tesori

rinnovabile al 2030 per tenere fede agli accordi di Parigi sul clima» ma «c'è un primo ampio margine di superfici utilizzabili che riguarda i tetti delle aree urbane e le aree industriali» e «nelle zone degradate gli impianti di energia rinnovabile possono risultare un volano per avviare progetti sostenibili di recupero». Di più: «Criteri stringenti e prioritari devono riguardare la tutela delle aree sede di beni culturali e delle aree naturali protette» e «il paesaggio naturale» con una speciale «attenzione al consumo di suolo». Parole giuste. Davvero.

Dice un dossier dell'Ispra di un paio di mesi fa, che «nel 2020 abbiamo perso 56,7 chilometri quadrati di suoli naturali a causa di nuovi cantieri, edifici, insediamenti commerciali, logistici, produttivi e infrastrutture e altre coperture artificiali, arrivando a un totale di oltre 21.000 chilometri quadrati, il 7,11% del territorio nazionale rispetto alla media Ue del 4,2%». Uno squilibrio enorme. Tanto più in un Paese come il nostro per il 35,2% montagnoso, per 41,6 collinare e solo per il 23,2 pianeggiante. Dove varie regioni si sono già divorate buona parte (il record negativo è della Liguria: il 22,8%) della superficie utile e ciò che resta, come scrive Salvatore Settis, «dovrebbe essere dedicato all'agricoltura».

Di più: dice quel report Ispra che oltre alla data del 2030 c'è anche quella del 2050 fissata dalla stessa Europa (cioè da tutti noi) per «azzerrare il consumo di suolo netto». Obiettivo che «si scontra con la necessità di installare nuovi impianti fotovoltaici che permettano la transizione energetica verso fonti rinnovabili. Si stima che al 2030 saranno tra 200 e 400 i chilometri quadrati di aree agricole persi per installare pannelli fotovoltaici a cui se ne aggiungerebbero 365 destinati a nuovi impianti eolici».

Tema: si possono conciliare due obiettivi opposti? Sì, dice l'Ispra: «Sfruttando i tetti degli edifici esistenti, gli ampi piazzali associati a parcheggi o ad aree produttive e commerciali, le aree dismesse o i siti contaminati si stima che potrebbero essere installati

pannelli per una potenza totale più che doppia» rispetto ai gigawatt fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.

Esistono, del resto, esempi virtuosi. Come quello della bresciana Val Sabbia dove i comuni un tempo uniti dalla vecchia comunità montana si unirono ad altri ancora per costruire nel 2010 (voto unanime, di destra e sinistra) un

impianto fotovoltaico in una valletta isolata da risanare per la presenza di 13 capannoni coi tetti d'amianto d'un vecchio allevamento. Un decennio dopo, pagate le rate del mutuo fissate e pronti a cambiare i pannelli per raddoppiare o quasi la loro resa, i 25 comuni sono in utile per oltre un milione l'anno e ricavano dall'impianto l'energia per circa trecento uffici pubblici.

Ma per puntare ad affari sempre maggiori e in assenza di piani paesaggistici regionali aggiornati che individuino le aree sensibili, piani invocati sia dal ministero per la Transizione ecologica sia dagli ambientalisti, in un caos di pareri diversi di tutte le (tante) parti in causa, sono già stati costruiti impianti da fare accapponare la pelle a quanti amano il paesaggio e il patri-

monio culturale. Esempi? Le distese di pannelli fotovoltaici posati nel Salento, tra le proteste e le invettive degli ambientalisti indignati per l'abbattimento di troppi ulivi che erano la memoria del lavoro dei nonni e dei bisnonni o la spalmata di pannelli realizzata a Troia, nel Foggiano, estesi su una superficie, accusa *Altreconomia*, «pari a 200 campi di calcio». O ancora il pro-

getto del parco eolico di Ploaghe, nel nordovest della Sardegna, bocciato dal Tar dopo la relazione del soprintendente di Sassari e Nuoro Bruno Billeci. Uno di quelli, par di capire, accusati da Cingolani di scrivere rapporti «incomprensibili». Che lui vuole sbloccare portando le carte (con le deroghe, ovvio) in Consiglio dei ministri. Carte dov'è scritto però che quelle 27 pale eoliche progettate a due passi dalla stupenda basilica romanico-pisana di Sacarcgia sarebbero alte 180 metri: tre in meno del grattacielo delle Generali a Milano, quarto edificio più alto d'Italia. E avrebbero una base di 21 metri per lato: proprio quanto è lunga la basilica stessa o se volete il triplo della torre del Big Ben di Londra. Ha senso?

Dicono: ma i soprintendenti sono lenti... C'è da crederci:

Articolo di taglio medio che occupa la sezione centrale della prima pagina dedicata a notizie importanti e che rimanda la lettura a pag.27

Sulla bellezza dell'Italia non si tratta

di Gian Antonio Stella

Possiamo fidarci, nel Paese delle deroghe dove un italiano su sei vive, fa le vacanze o lavora in un edificio parzialmente o totalmente abusivo, delle 33 deroghe su 67 articoli della legge che sveltisce le pratiche per avviare l'offensiva sulle energie rinnovabili? Dobbiamo. Ce lo dice l'Europa, ce lo impongono i fatti. C'è modo e modo, però: guai a coprire di pannelli fotovoltaici i colli di Leopardi, guai a tirar su nella Tuscia etrusca pale eoliche 19 metri più alte della Torre Unicredit, il più svettante grattacielo italiano. La bellezza, per l'Italia, è un bene non trattabile.

continua a pagina 27

Le proteste
Dal Salento alla Tuscia fino alla Sardegna, proteste e denunce degli ambientalisti

quello di Sassari e di Nuoro, all'entrata in servizio, due anni e sei mesi fa, aveva 114 dipendenti per 165 comuni e un migliaio di chilometri di coste: ora ne ha 53. E dal 1° gennaio al 30 settembre è stato travolto da 9.043 pratiche. Isolato più di quei «pochi eroi sopraffatti dal lavoro e senza mezzi (...) assediati da orde di impresari, ingegneri, architetti, geometri e altri guastatori» di cui scriveva Indro Montanelli nel 1966. Gli stessi che, c'è da scommetterci, assediano (magari vantando il nobile intento di aiutare l'Italia con l'energia pulita) quanti si stanno occupando del progetto per tirar su accanto a Tuscania, area straricca di bellezza e archeologia, quelle sedici turbine di 250 metri di cui dicevamo, da anni denunciate da Italia Nostra. Una pallizzata ciclopica.

E vabbè, dirà qualcuno, da qualche parte bisognerà ben costruirli questi impianti indispensabili per il nostro futuro. Vero: da qualche parte. E lì torniamo: c'è modo e modo, c'è luogo e luogo. E se vogliamo dirla tutta c'è anche committente e committente. Perché non va bene che i progetti che incideranno sul nostro futuro paesaggistico, agricolo, culturale e anche turistico, siano presentati dalle aziende così, dove conviene: o così o così. Certe cose vanno decise insieme. E magari senza gicchiare sull'articolo 9 della nostra Costituzione che qualcuno vorrebbe, guarda caso, «ritoccare»...

© RIPRODUZIONE RISERVATA

**RESEARCH ARTICLE**

Leading edge erosion of wind turbines: Effect of solid airborne particles and rain on operational wind farms

Hamish Law | Vasileios Koutsos

School of Engineering, Institute for Materials and Processes, The University of Edinburgh, Edinburgh, UK

Correspondence

Hamish Law and Vasileios Koutsos, School of Engineering, Institute for Materials and Processes, The University of Edinburgh, Sanderson Building, King's Buildings, Edinburgh EH9 3FB, UK.
Email: hamish.law@outlook.com; vasileios.koutsos@ed.ac.uk

Peer Review

The peer review history for this article is available at <https://publons.com/publon/10.1002/we.2540>.

Abstract

Leading edge erosion (LEE) affects almost all wind turbines, reducing their annual energy production and lifetime profitability. This study presents results of an investigation into 18 operational wind farms to assess the validity of the current literature consensus surrounding LEE. Much of the historical research focuses on rain erosion, implying that this is the predominant causal factor. However, this study showed that the impact of excessive airborne particles from seawater aerosols or from adverse local environments such as nearby quarries greatly increases the levels of LEE. Current testing of leading edge protection coatings or tapes is based on a rain erosion resistivity test, which does little to prove its ability to withstand solid particle erosion and may drive coating design in the wrong direction. Furthermore, it was shown that there is little correlation between test results and actual field performance. A method of monitoring the expected level of erosion on an operational wind turbine due to rain erosion is also presented. Finally, the energy losses associated with LEE on an operational wind farm are examined, with the average annual energy production dropping by 1.8% due to medium levels of erosion, with the worst affected turbine experiencing losses of 4.9%.

KEYWORDS

aerodynamics, erosion, performance, wind turbines

1 | INTRODUCTION

Leading edge erosion (LEE) describes the phenomena of the erosion of a wind turbine blade's leading edge by rain, hail, UV, sand, dust, insects and other airborne particulates. This erosion has a deleterious effect on the blade's aerodynamic efficiency, reducing the turbine's annual energy production (AEP) and hence lifetime profitability. Almost all wind turbines will be affected by LEE due to the ubiquity of its causal factors. EDP Renewables inspected 201 rotor blades on a wind farm after 14 years of operation and discovered that 174 blades (87%) had visible signs of erosion, with 100 blades (50%) showing severe levels of LEE.¹ It is clear from the growing amount of research publications and industry articles that LEE is garnering an increasing amount of economic impetus due to four major trends: the rapid growth of installed wind turbine capacity; the increase in turbine power ratings; the extension of turbine service lives; and the decline of subsidies forcing a profitability maximisation effort. However, it is also evident from the available literature that the industry's approach to this issue is still very much in its infancy considering the associated financial impact.

This is an open access article under the terms of the Creative Commons Attribution License, which permits use, distribution and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

© 2020 The Authors. Wind Energy published by John Wiley & Sons Ltd

The application of leading edge protection (LEP), namely, coatings and tapes, is the proactive solution to minimising the effect of LEE. Coatings are typically applied after the blade has been manufactured whereas tapes are mainly used for field repair. This is because the application of a tape results in increased drag due to early flow transition at the backward step of the tape, which can result in an AEP loss of up to 2%.^{2,3} The current industry testing standard for these coatings and tapes is based on an accelerated rain erosion weathering technique, where the coating or tape is applied to a test subject on a whirling arm that rotates at approximately 140 m/s in an imposed artificial rainfall. This testing methodology was adopted from the aircraft industry,⁴ with a wind-specific standard yet to be developed. There are two main shortfalls of this being the sole testing method for LEP coatings and tapes. The first is that it relies on the assumption that rainfall is the predominant causal factor of LEE, as it fails to account for solid particle erosion. However, it has been shown that the erosion effect of hail is much more severe due to the greater particle mass,^{5,6} and this can also be extrapolated to the presence of any airborne solid particulates such as seawater aerosols or dust emitted from quarries. The second is that it is currently unknown whether the accelerated weathering technique (developed for high-velocity helicopter rotors) results in different physical fatigue mechanisms occurring, which would nullify test results being an accurate prediction of actual field performance. The overarching concern with an inappropriate testing methodology is that it may drive future LEP design in the wrong direction.

The monitoring of blade health is vital to maximising service life and minimising AEP losses due to LEE and other surface deficiencies. Typically, these blade inspections are carried out either by visual inspection from the ground using telescopic lenses or by ropes access teams manually scaling the blade. Drone inspections are becoming increasingly common as, although they are a similar cost per turbine inspection, they are much quicker and can help reduce turbine downtime. Blade condition monitoring systems are garnering attention due to their ability to flag damage without incurring high inspection costs and long periods of turbine downtime. The most popular method involves the installation of accelerometers in the blades to correlate Eigen frequency deviations to mass losses. Strain gauges are often used in conjunction. However, the technology is still unable to address all failure modes, particularly LEE, due to their associated error tolerances. This begs the question of whether a dynamic modelling approach could be developed to estimate the extent of LEE that has occurred and hence correlate this to an AEP loss to optimise repair logistics.

In an era of declining subsidies for wind energy, the ability to accurately estimate the impact of LEE on AEP over a turbine's lifetime is vital to enable developers to prove the commercial viability of a project. Historical research has focused on using computational fluid dynamics (CFD) and/or wind tunnel testing to estimate the associated losses. The majority of these studies indicate a general literature consensus of AEP losses of up to 5%.⁷⁻⁹ However, one study suggests that it could be as high as 25%.¹⁰ This variance substantiates the need for AEP loss analysis to be run on operational turbines so as to better quantify the financial impact of LEE.

There are four main objectives to this study. The first objective is to examine different operational wind turbine sites that are subject to a variety of environmental conditions to assess the validity of current LEE aetiology. The second objective is to investigate proof of concept of a novel method of monitoring the expected levels of LEE on a wind turbine blade using rainfall data. Such a system has the potential to greatly assist maintenance and elongation of wind turbine blade service life by optimising repair logistics and costs while also striving to minimise the energy losses associated with eroded blades. The third objective is to analyse the validity of current testing standards for leading edge protective coatings and tapes, by comparing test results with actual field results. The final objective is to quantify the AEP losses associated with LEE using operational turbine data. This serves to provide a greater understanding of the associated AEP losses and to ascertain the validity of the previous research papers mentioned above. It also provides the basis upon which estimates of the annual economic impact of LEE to the UK wind energy industry can be calculated.

2 | METHODOLOGY

This study was very fortunate in having access to Senvion's operational data for wind farms across the United Kingdom. The main data points used were the hourly average rotational velocity of the blades and the associated blade quality inspection reports after 2 years of operation. Average hourly rainfall rates were provided by the Met Office, collected from the nearest rain gauge to each wind farm.

2.1 | Sample size selection

The first objective of this study was to assess the validity of current LEE aetiology by examining different operational wind farms that were subject to different environmental conditions. Observations were collected from a sample size of 18 wind farms across the United Kingdom, consisting of four subsamples based on a particular erosive factor of interest. Seven wind farms were chosen where the average annual rainfall amounts varied from 626 to 1,185 mm. The average annual days of hail was less than 10 for all of these sites, and they were far from the sea or any other feature that would produce excessive airborne particles. These sites were used to examine the effect of varying levels of rainfall. Two sites were chosen in the North of Scotland where the average annual days of hail was 25 to examine the erosive effect of hail. The sites were far enough from the sea or any other feature that would produce excessive airborne particles. For examining the erosive effect of seawater aerosols, two

sites were chosen on the East coast of Scotland, less than 2 km from the sea. Finally, seven sites were chosen that had quarries within 5 km. This was to examine the erosive effect of excessive airborne particulates. They were far from the sea and levels of hail fall were constant.

All the turbine blades were inspected after approximately 2 years of operation by a ropes access team. These inspection reports allowed the severity of LEE experienced by each turbine blade to be graded. The grading system developed was relatively coarse as the inspection reports were not always concise and were often carried out by different third parties, resulting in a lack of consistency. This grading system is outlined in Table 1. Each blade was graded based on the worst erosion seen. For example, if a blade had both light and medium erosion, the blade would be graded as a 2. The average of the grades of the three blades was computed for each turbine and then this was averaged for all the turbines in the wind farm to give the final wind farm erosion grade.

2.2 | Dynamic modelling approach

The second objective of this study was to assess whether it was possible to predict the onset and severity of LEE using a dynamic modelling approach based on available operational data. The data available were hourly rainfall rates for each wind farm and average hourly blade tip speeds for the wind turbines. This allowed the following erosion severity indicators (ESIs) to be computed for each wind turbine.





A. ESI 1: Cumulative impact energy

The impact energy of a particle colliding with a rotating wind turbine blade can be calculated using the Kinetic energy equation:

$$KE = \frac{1}{2}MV^2, \quad (1)$$

where M is the mass of the particle and V is the impact velocity.

TABLE 1 Erosion grading system

Erosion grade = 0	Erosion grade = 1
No visible erosion, coating still in good condition	Small areas of erosion, visible signs of damaged coating
	
Erosion grade = 2	Erosion grade = 3
Larger areas of erosion, coating clearly eroded in long patches	Wider areas of erosion, coating completely eroded and laminate clearly exposed
	

The mass of the raindrop can be approximated using Best's approximation of the predominant raindrop diameter¹¹ and assuming a water density of 1,000 kg/m³:

$$D_p = 1.0011l^{0.232}, \quad (2)$$

where D_p is the predominant raindrop diameter and l is the rainfall rate in millimetre per hour.

The terminal velocity of the raindrop, V_t , can be calculated using Atlas's approximation¹²:

$$V_t = 9.65 - 10.3e^{-0.6D_p}. \quad (3)$$

Using vector analysis, the rain impact velocity on a rotating blade tip can be analysed as shown in Figure 1:

This shows that the tip speed is a reasonable approximation for the raindrop impact velocity at the blade tip. Accordingly, the impact energy of a raindrop colliding with a rotating wind turbine blade tip in a given rainfall rate can be calculated. Therefore, periods of high precipitation intensity and high blade tip speeds will result in greater impact energies as shown in Figure 2:

To approximate the cumulative impact energy that a unit area of the blade would be exposed to over a given time period, Springer¹³ gives the number of droplets impinging upon a unit area to be:

$$n = \frac{6V\cos\theta}{\pi V_t D_p^3} t, \quad (4)$$

where θ is the impact angle and t is the time in seconds.

Therefore, by combining Equations 1–4 and assuming an orthogonal impact angle, the cumulative impact energy per unit area per hour can be computed as a function of the blade tip speed and rainfall rate and then summed over the turbine's lifetime.

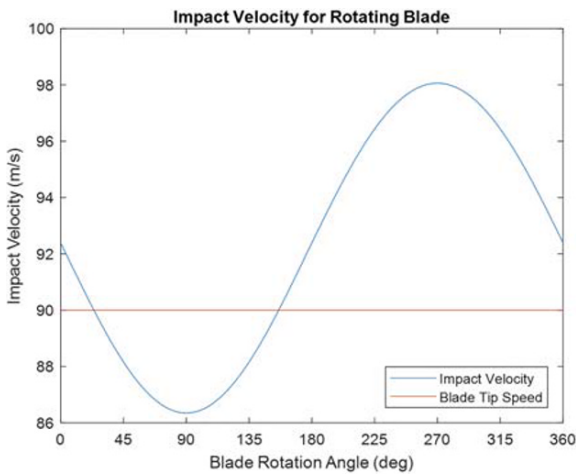


FIGURE 1 The variation in rain impact velocity for a rotating blade tip using vector analysis (where the angle of 0° corresponds to the blade pointing upwards), assuming a 2-mm raindrop entrained in 20-m/s wind and a tip speed at a max of 90 m/s [Colour figure can be viewed at wileyonlinelibrary.com]

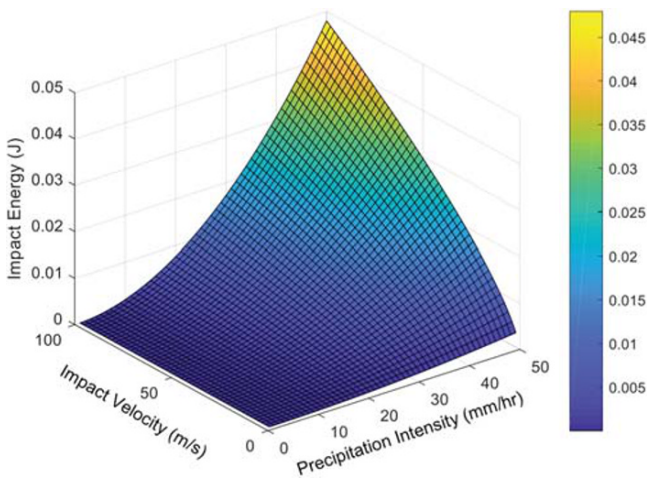


FIGURE 2 Raindrop impact energies as a function of impact velocity and rainfall rate [Colour figure can be viewed at wileyonlinelibrary.com]

ESI 2: Cumulative impact force

The impact force imparted through liquid droplet impingement is another indicator of the impact magnitude^{14,15}:

$$F = \frac{MV^2}{D_p}. \quad (5)$$

Combining this with Equation 4, the cumulative impact force per unit area per hour can be calculated and then summed over the turbine's lifetime.

ESI 3: Water-hammer pressure

The modified water-hammer pressure equation, proposed by Dear and Field,¹⁶ provides an accurate method of approximating the stresses induced during liquid droplet impingement⁵:

$$P = V \frac{\rho_l c_l \rho_c c_c}{\rho_l c_l + \rho_c c_c}, \quad (6)$$

where ρ_b , ρ_c , c_l and c_c are the densities and speed of sound of the liquid and coating, respectively.

Combining this with Equation 4, the stress induced per unit area per hour can be approximated and again summed for the blade's spinning lifetime.

ESI 4: Average rain erosion stress per unit area per hour

Springer¹³ provides a method of accounting for the average stress on the coating surface, σ_{avg} , due to stress wave patterns between the liquid droplet, coating and interface. This can be represented as:

$$\sigma_{avg} = P \frac{1 + \varphi_{sc}}{1 - \varphi_{sc} \varphi_{lc}} \left[1 - \varphi_{sc} \frac{1 + \varphi_{lc}}{1 + \varphi_{sc}} \frac{1 - e^{-\gamma}}{\gamma} \right], \quad (7)$$

where φ_{sc} and φ_{lc} represent the acoustic impedance ratios between the substrate and coating and liquid and coating, respectively, and γ is a parameter relating to the coating thickness.

Combining this with Equation 4, the average stress due to rain erosion per unit area per hour can be computed and summed over the blade spinning lifetime.

2.3 | Comparing test results with operational performance

There are two main stages to liquid droplet impingement on a ductile surface.^{17,18} The first is the compressible stage, where the water-hammer pressure is produced, which is responsible for most of the stress damage resulting from liquid droplet impact. The second is the incompressible stage, where the pressure approaches the static pressure and a laterally jetting mechanism occurs. The velocity of this lateral jet has been measured to be up to 10 times the original impact velocity of the water droplet.¹⁶ It is this mechanism that is responsible for the material removal. The overall erosion timeline due to liquid droplet impingement is depicted in Figure 3:

This shows that there is an initial period where no mass loss occurs called the incubation period. This incubation period consists of crater formation (governed by the compressible stage) until lateral jetting starts to abrade the crater walls (governed by the incompressible stage) at which point material loss commences and the erosion rate increases.^{19,20} Therefore, a dynamical modelling system for LEE must be able to approximate the stage at which the incubation period has been breached and hence the onset of erosion has commenced.

Springer developed a model to estimate the number of droplets that could occur before the end of the incubation period using a modification of the Miner fatigue rule.¹³ This considers not only the coating properties but also how the coating performed in a rain erosion test. These data were made available by the OEM and thus also acted to test the validity of the standard rain erosion testing methodology. The approach is summarised below:

1. An approximate value of the 'effective strength parameter', S_{ec} , is obtained by examining the length of the incubation period, t_{ic} , experienced in an accelerated rain erosion test:

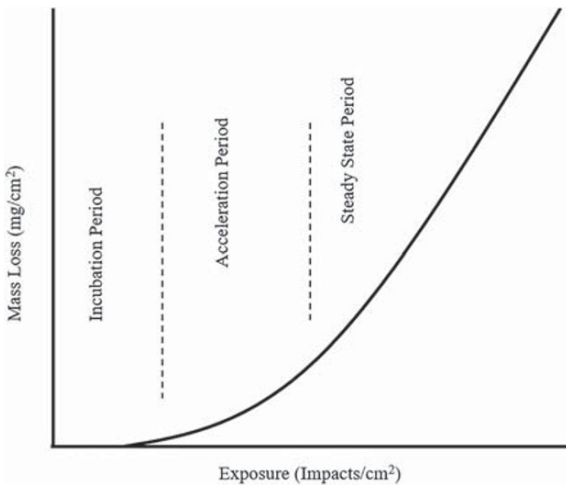


FIGURE 3 Erosion timeline for liquid droplet impingement

$$S_{ec} = \left(\frac{lt_{ic} V \sigma_{avg}^{5.7} \cos(\theta)}{0.0168 D_p V_t} \right)^{\frac{1}{5.7}} \quad (8)$$

For each hour of rainfall experienced by the turbine, calculate n , the number of impacts per unit area, given by Equation 4. Springer then gives a method of calculating the number of impacts before the end of the incubation period, n_{ic} , as:

$$n_{ic} = \frac{8.9}{d^2} \left(\frac{S_{ec}}{\sigma_{avg}} \right)^{5.7} \quad (9)$$

For each hour, a value of $\frac{n}{n_{ic}}$ can be obtained. From the Miner rule, failure occurs after different fatigue loadings when:

$$\frac{n_1}{n_{ic1}} + \frac{n_2}{n_{ic2}} + \frac{n_3}{n_{ic3}} \dots = 1. \quad (10)$$

Therefore, the onset of erosion can be approximated when the cumulative sum of $\frac{n}{n_{ic}}$ reaches 1.

2.4 | Assessing AEP losses due to LEE

The fourth and final objective of this project was to analyse the energy losses on commercial wind turbines due to LEE. Evidently it is not possible to simply compare the monthly or AEP of the turbine as this will vary with monthly and annual fluctuations in wind conditions. Therefore, the

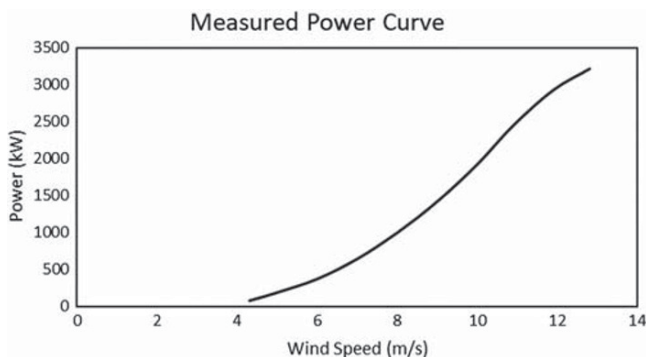


FIGURE 4 Example of a measured power curve, from 4–13 m/s

methodology used was power curve performance testing, as a degradation in the turbine's power curve is independent of wind conditions. Power curves were created by measuring the average power output produced by the turbine for each wind speed bin over an annual period. These reference wind speed bins were recorded from the site meteorological mast as the nacelle anemometry is affected by turbulence induced by the spinning blades and hence is incapable of providing an accurate reference wind speed for power curve creation. An example of a resulting power curve is shown in Figure 4. These were then multiplied against the expected annual wind distribution of the site (Figure 5), which was procured from the preliminary wind and site assessment report of the wind farm. This gave a theoretical AEP value that was independent of the interannual variability in wind conditions. This AEP value could then be compared with previous years to identify any decrease in the power performance of the turbine due to LEE.

3 | RESULTS AND DISCUSSION

3.1 | Rain erosion sample size

Figures 6 to 9 compare the erosion grade for the seven wind farms in the rain erosion risk population against the average ESI that was calculated for a turbine blade in that wind farm.

Figures 6–9 show that only one wind farm in the rain erosion risk population had visible signs of LEE and that the extent of this was very small. However, the potential of the dynamic modelling approach is validated in that the site with erosion possesses the highest levels of ESI's. The results correspond well with the rain erosion timeline theory as there is a clear incubation period where no erosion is experienced.

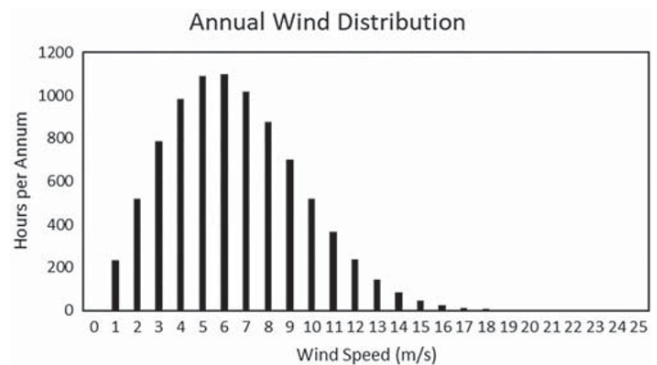


FIGURE 5 Expected annual wind distribution of studied site, from the preconstruction wind and site assessment report

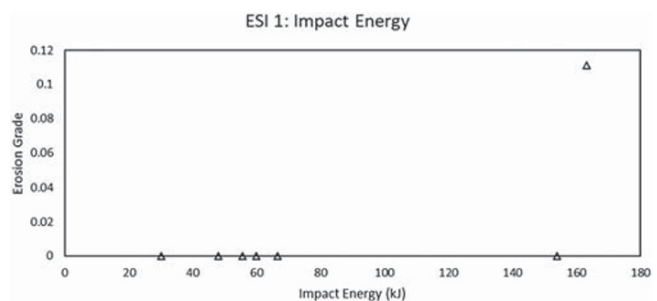


FIGURE 6 Erosion grade versus the average cumulative impact energies in the rain erosion risk areas

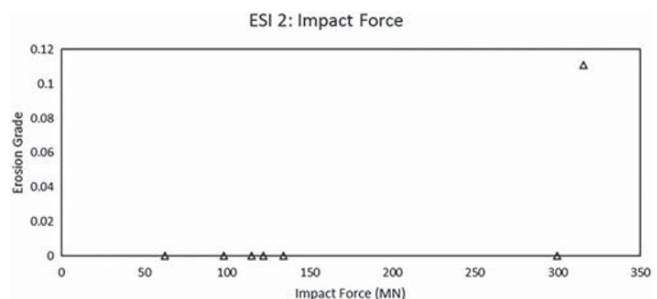


FIGURE 7 Erosion grade versus the average cumulative impact force in the rain erosion risk areas



FIGURE 8 Erosion grade versus the average cumulative water-hammer pressure in the rain erosion risk areas



FIGURE 9 Erosion grade versus the average cumulative average stress in the rain erosion risk areas

From Figure 6, it could be postulated that the onset of LEE and the end of the incubation period occur once the turbine has experienced cumulative impact energies greater than 160 kJ. This logic could similarly be applied to all the other ESI's. Evidently, this would likely be inaccurate as it is only based on one data point. Therefore, a greater sample size with testing periods longer than 2 years would need to be examined to verify with greater accuracy the point at which the incubation period ends and the onset of LEE begins. The cumulative ESI sum after this point could then give an indication of the erosion severity.

3.2 | Comparing test results with operational performance

Figure 10 looks at the performance of the Springer model in correlating test results to actual operational performance:

The result of the Springer approach for the one site with erosion was 0.0005 but according to the Miner rule, failure should theoretically occur when this value reaches 1. This may be due to the limitations of the Miner rule, particularly its linearity and inability to account for varying sequences of stress cycles.²¹ This limitation is acceptable for rain erosion testing, where the rainfall rate is constant throughout but becomes more detrimental in actual turbine analysis due to greater variability in stress cycles. However, Figure 10 also shows that there seems to be little correlation between test results and actual operational performance, most likely due to different physical mechanisms occurring when a sample is exposed to severe rainfall erosion continuously in an accelerated test in comparison with much lighter rainfall erosion in varying cycles in operational conditions.

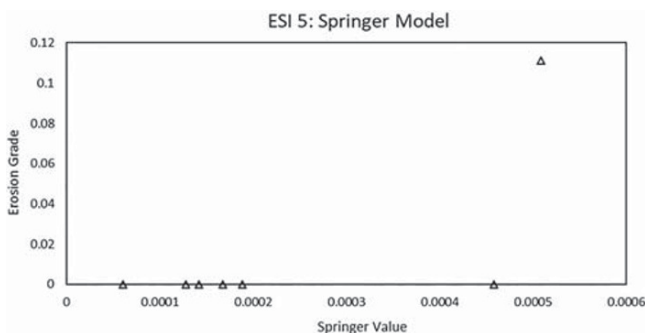


FIGURE 10 Erosion grade versus the average cumulative Springer result

3.3 | Hail, seawater aerosols and other airborne particles

Figures 11–14 compare the erosion grade for all the wind farms in the different risk populations against the average ESI for a turbine within that wind farm.

The erosion grade is clearly considerably higher for sites that are subject to the presence of excessive airborne particles from quarries or sea-salt aerosols. The ESI's only account for rain erosion and hence this higher erosion grade must be caused by additional exogenous factors, that is, sea-salt aerosols or dust emitted from quarries. Perhaps the most alarming result is the extent to which the presence of a quarry accentuates LEE. The erosion grade of the one wind farm that had LEE in the rain risk population was 0.17. Within a similar range of ESI's, the quarry sites have an erosion grade in the region of 1 and 2 due to the additional erosion effect imposed by excessive airborne particles. Although the ESI's are somewhat temporally correlated (higher ESI's may represent longer operational times), there is no clear correlation between the erosion grade of the quarry risk population and the ESI's. This is likely due to different quarries emitting different levels of airborne particulates based on their distance, level of activity, direction from the farm and type. Interestingly, there still seems to be an incubation period, with two quarry sites showing no signs of LEE at lower ESI's.

It is also evident that sea-salt aerosols accentuate LEE. Site 11 had an erosion grade of 1.67. The site was within 50 m of the sea and was therefore the most representative example of an offshore turbine within the sample size. The comparatively high erosion grade substantiates the consensus that offshore turbines will experience greater erosion levels than onshore turbines,^{22,23} particularly as this site was only affected by aerosols from the East. This is important from an economic perspective, with the average size of an installed offshore turbine in Europe in 2017

FIGURE 11 Erosion grade versus the average cumulative impact energies for wind farms in different risk population



FIGURE 12 Erosion grade versus the average cumulative impact force for wind farms in different risk population

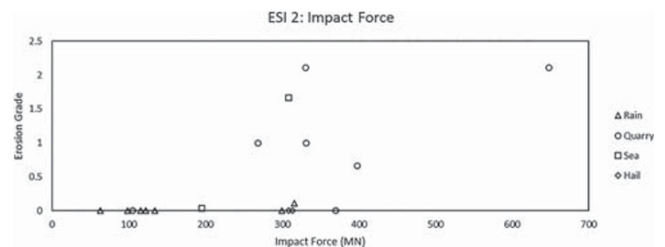


FIGURE 13 Erosion grade versus the average cumulative water-hammer pressure for wind farms in different risk population



FIGURE 14 Erosion grade versus the average cumulative average stress for wind farms in different risk population



TABLE 2 Parameters for estimating the economic impact of leading edge erosion (LEE) in the United Kingdom

Parameter	Value
Onshore capacity factor	30%
Offshore capacity factor	40%
Assumed energy price	£70 MW/h
AEP loss after 2 years	1%
AEP loss after 5 years	2%
AEP loss after 10 years	3%
AEP loss after 15 years	5%

being 5.9 MW.²⁴ An AEP loss of just 1% for this size of turbine with a capacity factor of 40% would result in an annual profitability loss of approximately £10 000.

Neither of the two farms within the hail sample size showed any sign of LEE, despite relatively high ESI levels. This is surprising in that these sites were supposed to receive approximately 15 extra days of hail a year. This means that either these sites actually received relatively similar amounts of hail precipitation or that the length of the incubation period may in fact be longer and that the site within the rain erosion sample size that showed LEE might be an anomaly. Further exploration of this would require conducting inspections after a period longer than 2 years and the installation of hail precipitation sensors.

3.4 | AEP loss analysis

The site that was analysed for AEP losses had an erosion grade of 2.11, which was the highest erosion level seen of all the sites in the sample size. The average AEP for all the wind turbines, calculated using the actual power curves and expected annual wind distribution, was 1.75% lower in the third year of operation in comparison with the first. Furthermore, the wind turbine with the worst erosion levels (Turbine 3) had an AEP loss of 4.93% between the first and the third year. The severity of these losses is reasonably aligned with the current literature consensus.

The LEE was repaired after 3 years and therefore, the fourth year of operation was analysed to assess whether there was a noticeable improvement in the power curve performance. Interestingly, the average AEP of the turbines decreased by an additional 1.29% after the repair. The repair coating that was applied had a recommended dry film thickness of 0.6 mm. It has been shown that a repair tape 0.2 mm thick has the potential to reduce AEP by up to 2% depending on the placement of the tape.³ Therefore, it may be reasonable to infer that the thick repair coating applied to these blades may have decreased the aerodynamic efficiency and AEP output. However, had the blade not been repaired, it is likely that losses would have been considerably worse considering the extent of LEE that was present. It is reasonable to assume that there may well be other minor mechanical degradations that lead to a decreased performance. Further testing across a great sample size is needed to produce more conclusive results. However, it does substantiate the current consensus that LEE can produce losses of 1–5%.

Finally, the economic impact of LEE was estimated on the understanding that losses would temporally degrade in the range of 1–5%. The GOV.UK Renewable Energy Planning Database was used to find the installed capacity and years of operation for every wind farm in the United Kingdom. Coupling this with the parameters shown in Table 2, the financial impact of LEE in 2019 was calculated to be £76.5 million.

4 | CONCLUSION

Analysis of the sites that were subjected to excessive airborne particles from quarries or sea-salt aerosols revealed vastly more severe levels of LEE. The extent to which an adverse environment can accelerate LEE has been grossly unreported in current literature to date. The dynamic modelling approach appeared to be capable of monitoring the onset and severity of rain LEE with the caveat that further testing be conducted beyond 2 years of operation. This study also revealed the inadequacy of current LEP coating testing standards. The Springer method of correlating rain erosion test results to actual field performance failed dramatically, most likely due to the incongruency between testing and field conditions. Furthermore, rain erosion testing does not account for erosion by solid airborne particles, which has been shown to greatly accelerate LEE. Therefore, it is imperative that a new testing standard is developed for LEP coatings that accounts for erosion by solid airborne particles and facilitates greater correlation between test results and field performance.

The quantification of energy losses associated with LEE revealed that an average AEP loss of 1.8% was found on a site with medium levels of LEE, with the worst affected turbine experiencing losses of 4.9%. Although these results were largely congruent with the literature consensus, further such analysis using LIDAR technologies or individual met masts must be conducted to establish greater knowledge of the associated AEP

losses with actual field turbines. This will be vital in enabling developers to compute more accurate financial forecasts of the lifetime performance of their site, particularly in an era of declining subsidies.

ACKNOWLEDGEMENTS

We thank Senvion UK Ltd. for access to their operational data for wind farms across the United Kingdom and the Met Office for providing average hourly rainfall rates from the nearest rain gauge to each wind farm.

ORCID

Vasileios Koutsos  <https://orcid.org/0000-0002-2203-8179>

REFERENCES

1. Sierra AH, Perez EG. Wind farm owner's view on rotor blades: from O&M to design requirements. Paper presented at: International Conference Wind Turbines Rotor Blade O&M; February 25-27, 2013 Bremen. <http://www.wiqpccom/media/1000250/27449pdf> Accessed February 4, 2018
2. Sareen A, Sapre C, Selig MS. Effects of leading-edge protection tape on wind turbine blade performance. *Wind Eng.* 2012;36(5):525-534.
3. Giguere P, Selig MS. Aerodynamic effects of leading-edge tape on aerofoils at low Reynolds numbers. *Wind Energy.* 1999;2(3):125-136.
4. ASTM International. ASTM G73-10: standard test method for liquid impingement erosion using rotating apparatus. <https://www.astm.org/Standards/G73.htm>. Published 2017. Accessed January 12, 2018
5. Keegan MH. *Wind Turbine Blade Leading Edge Erosion: An Investigation of Rain Droplet and Hailstone Impact Induced Mechanism*. Glasgow: University of Strathclyde; 2014.
6. MacDonald H, Infield D, Nash D, Stack M. Mapping hail meteorological observations for prediction of erosion in wind turbines. *Wind Energy.* 2016;19(4):777-784.
7. Maniaci DC, White BE, Wilcox B, Langel CM, van Dam CP, Paquette JA. Experimental measurement and CFD model development of thick wind turbine airfoils with leading edge erosion. *J Phys: Conf Series.* 2016;753:1-10.
8. Langel CM, Chow R, Hurley OF, Maniaci D, van Dam CP, Ehrmann RS, White EB. Analysis of the impact of leading edge surface degradation on wind turbine performance. Paper presented at: 33rd Wind Energy Symposium; January 5-9, 2015; Florida
9. Han W, Kim J, Kim B. Effects of contamination and erosion at the leading edge or blade tip airfoils on the annual energy production of wind turbines. *Renew Energy.* 2018;115:817-823.
10. Selig SM, Sareen A, Sapre CA. Effects of leading edge erosion on wind turbine blade performance. *Wind Energy.* 2014;17(10):1531-1542.
11. Best A. The size distribution of raindrops. *Q J Roy Meteorol Soc.* 1950;76(327):16-36.
12. Atlas D, Srivastava RC, Sekhon RS. Doppler radar characteristics of precipitation at vertical distance. *Rev Geophys Space Phys.* 1973;11(1):1-35.
13. Springer GS. *Erosion by Liquid Droplet Impact*. Washington D.C: Scripta Publishing Co.; 1976.
14. Imeson AC, Vis R, de Water E. The measurement of water-drop impact forces with a piezo electric transducer. *Catena.* 1981;8(1):83-96.
15. Nearing MA, Bradford JM, Holtz RD. Measurement of force vs time relations for waterdrop impacts. *Soil Sci Soc Am.* 1986;50(6):1532-1536.
16. Dear JP, Field JE. High-speed photography of surface geometry effects in liquid/solid impact. *J Appl Phys.* 1988;4(63):1015-1021.
17. Gohardani O. Impact of erosion testing aspects on current and future flight condition. *Prog Aeros Sci.* 2011;47(4):280-303.
18. Field J. ELSI conference: invited lecture: liquid impact: theory, experiment, application. *Wear.* 1999;233:1-12.
19. Adler WF. Rain erosion mechanisms for optical materials. *Opt Adverse Environ.* 1977;121:19-37.
20. Brunton JH, Hancox NL. The erosion of solids by the repeated impact of liquid drops. Philosophical transactions of the Royal Society of London. *Series a, Math Phys Sci.* 1966;260(1110):121-139.
21. Eskandari H, Kim HS. A theory for mathematical framework and fatigue damage function for the S-N. *Key Eng Mater.* 2017;627:117-120.
22. Zhang S, Dam-Johansen K, Norkjaer S, Barnard PL Jr, Kiil S. Erosion of wind turbine blade coatings: design and analysis of jet-based laboratory equipment for performance evaluation. *Prog Org Coat.* 2015;78:103-115.
23. Bech JI, Hasager CB, Bak C. Extending the life of wind turbine leading edges by reducing the tip speed during extreme precipitation events. *Wind Energy Sci.* 2017;3:729-748.
24. WindEurope. Offshore wind in Europe: key trends and statistics 2017. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>. Published February 2018. Accessed March 3, 2018

How to cite this article: Law H, Koutsos V. Leading edge erosion of wind turbines: Effect of solid airborne particles and rain on operational wind farms. *Wind Energy.* 2020;1-11. <https://doi.org/10.1002/we.2540>