

Problematiche legate alla caratterizzazione delle componenti emissiva e residua dei livelli di rumore misurati in prossimità di impianti eolici in esercizio ai fini della stima dell'impatto acustico

Gallo P. Arpa Toscana, Via Vittorio Veneto 27, 56127 Pisa (PI), p.gallo@arpat.toscana.it
Fredianelli L. Università di Pisa, Largo Pontecorvo 3, 56127 Pisa (PI), fredianelli@df.unipi.it
Licitra G. Arpa Toscana, Via A. Vallisneri 6, 55100 Lucca (LU), g.licitra@arpat.toscana.it
Palazzuoli D. Arpa Toscana, Via Porpora 22, 50144 Firenze (FI), d.palazzuoli@arpat.toscana.it
Marsico G. ISPRA, Via Vitaliano Brancati 48, 00144 Roma (RM), g.marsico@isprambiente.it

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni, la pressante richiesta di energia da fonti alternative è causa di una costante diffusione di parchi eolici anche in Italia e ciò significa, inevitabilmente, che gli aerogeneratori potranno essere installati sempre più vicini ad edifici abitati. L'impatto acustico prodotto da tali impianti può essere significativo presso ricettori anche molto distanti e studi recenti [Pedersen 2004] sulla percezione del rumore prodotto da varie tipologie di sorgenti hanno mostrato che quello causato da impianti eolici, a parità di intensità, risulta essere il più disturbante.

Il quadro si complica se si considera che il processo di valutazione dell'impatto acustico prodotto da turbine eoliche presenta degli aspetti peculiari e complessi che distinguono tale sorgente dalle altre fonti di rumore industriale o infrastrutturale. Ad esempio, le misurazioni devono essere effettuate in presenza di vento e ciò introduce contributi di rumore aggiuntivi (reali o fittizi) al livello complessivo di rumore valutato al ricettore legati a: rumore indotto da effetti di turbolenza del vento sulla superficie del microfono, rumore residuo proveniente da altre sorgenti vicine e lontane, rumore di fondo prodotto dall'interazione del vento con l'ambiente circostante (suolo, erba, vegetazione, alberi ed edifici). Questi contributi si vanno ad aggiungere alle emissioni di rumore provenienti dalla turbina eolica e sono difficilmente distinguibili strumentalmente.

Tutto ciò si lega alla mancanza di una normativa nazionale specifica relativa alla misura e alla valutazione dell'impatto acustico dei parchi eolici e il contesto dei limiti normativi attualmente vigenti risulta poco funzionale alla verifica di questa tipologia di impatto. Ad esempio, poiché entrambe le componenti emissiva e residua dei livelli di rumore misurati in prossimità di un impianto eolico sono fortemente dipendenti dalla velocità del vento (riferita al suolo per il residuo e in quota per l'emissione) risulta molto complesso separare i due contributi sulla base del risultato di misure strumentali nel caso in cui l'impianto sia già esistente ed in esercizio. Questa operazione è, tuttavia, necessaria per la verifica del rispetto dei limiti normativi (emissione e differenziale).

Nel seguito saranno analizzate le complessità sopra accennate al fine di elaborare una procedura specifica di stima delle componenti emissiva e residua dei livelli di rumore misurati in prossimità di impianti eolici. Conseguentemente sarà possibile determinare in modo appropriato l'impatto acustico prodotto da tali impianti. La procedura dovrà risultare non troppo complessa ed avere la necessaria base scientifica per poter essere utilizzata come procedura di verifica nell'ambito di procedimenti ufficiali condotti da tecnici privati o da enti pubblici.

IL RUMORE GENERATO DALLE TURBINE EOLICHE

Il rumore complessivo prodotto da un aerogeneratore è costituito da diverse componenti, alcune di origine meccanica (che possono essere trascurate) e altre di origine aerodinamica [Wagner 1996, Oerlemans 2007]. Queste ultime producono, complessivamente, un rumore a banda larga associato soprattutto ai vari fenomeni di interazione del vento con le pale e, in misura minore, con la torre. Queste componenti sono quelle predominanti alle medie e lunghe distanze e sono quelle percepite come molto disturbanti dalla popolazione. A livello delle pale si verificano un gran numero di complessi fenomeni fluidodinamici [Wagner 1996] ciascuno dei quali genera una tipologia di rumore con caratteristiche particolari. L'effetto complessivo a medie e lunghe distanze, però, è dominato esclusivamente dalla componente legata all'interazione del flusso d'aria in uscita con il profilo posteriore delle pale (*trailing-edge noise*). Questa componente ha uno spettro predominante a banda larga contenuto entro le frequenze medio basse ma ha anche la caratteristica di presentare una modulazione d'ampiezza a bassa frequenza (*swish-noise*) di circa 1÷2 Hz, a seconda della

velocità di rotazione delle pale, le cui cause sembrano essere legate alla direttività di emissione a cardioide tipica di questo rumore [Doolan 2012]. A causa di questa forte direzionalità, infatti, la maggior parte del suono viene irradiato in avanti al profilo anteriore della pala nella direzione di rotazione, e solo in minima parte è irradiata dietro, per cui un osservatore al suolo percepisce un'oscillazione dell'energia acustica conseguente alla rotazione della pala.

Le componenti con caratteristiche tonali risultano essere trascurabili rispetto alle componenti a banda larga così come la parte impulsiva. Quest'ultima componente, però, pur essendo di intensità non rilevante, nel caso di impianti multi-aerogeneratore può subire fenomeni di interferenza con creazione di aree di annullamento e di rinforzo che la possono rendere avvertibile in alcuni punti anche distanti dalla turbina. L'impulsività tipica di questa componente non è percepita acusticamente dai ricettori in modo diretto a causa del suo spettro, che è limitato alle frequenze molto basse (inferiori a 20 Hz); può essere invece percepita indirettamente in modo chiaro attraverso le vibrazioni degli edifici e degli infissi [Doolan 2012]. I fenomeni di rinforzo locale presso gli impianti multi-aerogeneratore possono interessare anche lo *swish-noise*, a causa dei fenomeni di propagazione e delle caratteristiche di direttività.

In generale, la rumorosità emessa nel suo complesso da un aerogeneratore aumenta monotonamente all'aumentare della velocità di rotazione delle pale (N misurata in rpm = giri per minuto) con una dipendenza che secondo alcuni studi è del tipo N^5 [Hagg 1992, Van den Berg 2004]. A sua volta la rotazione delle pale dipende dalla velocità del vento incidente. Deve essere sottolineato, però, che la dipendenza dell'emissione del rumore dalla velocità del vento all'hub è influenzata dai seguenti aspetti: 1) esiste una velocità di soglia (*cut-in*) al di sotto della quale l'aerogeneratore non viene messo in moto e quindi non emette praticamente alcun rumore (di solito $V_{cut-in} = 3\div5$ m/s); esiste una velocità di *cut-off* oltre la quale il rotore viene forzato a fermarsi per motivi di sicurezza (di solito $V_{cut-off} \approx 25$ m/s); spesso l'aerogeneratore viene forzato a fermarsi o a ruotare a regime ridotto anche in condizioni di vento sostenuto per motivi di manutenzione, produzione o altro; in tali condizioni la rumorosità emessa risulta notevolmente ridotta. Per questi motivi e per altri che vedremo nel seguito, è stato qui deciso di associare la componente emissiva di un parco eolico ad un parametro legato direttamente alla rotazione delle pale e non alla velocità del vento ad altezza dell'hub. Inoltre, sulla base delle analisi sopra riportate in merito alle caratteristiche tipiche del rumore emesso, si possono evidenziare i seguenti aspetti:

- il rumore emesso è di tipo stazionario ma presenta spesso una modulazione d'ampiezza (*swish noise*) con frequenza di modulazione di circa 1÷2 Hz, da tener presente nella determinazione del parametro di misura per non trascurare contenuti energetici importanti del segnale;
- i livelli di rumore al ricettore non presentano, tipicamente, componenti impulsive o tonali come definiti ai sensi della normativa vigente in Italia;
- è necessario considerare che, presso ricettori interessati dalle emissioni di più aerogeneratori, possono verificarsi effetti di sovrapposizione del rumore più facilmente riconducibili alla rotazione delle pale che non alla velocità del vento al mozzo.

Ulteriori deduzioni in questo senso possono essere ricavate considerando l'influenza delle condizioni meteo sui fenomeni di propagazione del rumore.

IL RUOLO DELLE CONDIZIONI METEO

I gradienti verticali della velocità del vento e della temperatura, così come la presenza del vento stesso, la sua direzione e le condizioni di stabilità atmosferica, condizionano notevolmente la propagazione del rumore soprattutto a distanze medio grandi e soprattutto se il dislivello tra sorgente e ricettore è molto marcato. Tutte queste condizioni, che variano nel tempo più o meno lentamente, si ritrovano negli scenari di propagazione legati ad un impianto eolico rendendone più complessa la determinazione dell'impatto acustico ai sensi di legge. In particolare, le difficoltà risiedono nel ritrovare, durante le misurazioni, le condizioni meteo che siano rappresentative di quelle tipicamente presenti nel luogo di misura o anche di quelle maggiormente gravose dal punto di vista acustico. Inoltre, la variabilità delle condizioni meteo rende complessa la determinazione delle componenti residua ed emissiva necessarie per la verifica dei limiti differenziali e di emissione. Difficoltà che accrescono in situazioni orografiche complesse perché, ad esempio, a causa delle irregolarità presenti nel terreno (rilievi, valli, rocce, vegetazione, edifici, ecc.) che ne determinano la rugosità, la velocità del vento varia in modo discontinuo con l'altezza da terra e più

la rugosità è accentuata più è forte la differenza tra velocità a terra e velocità in quota (*wind-shear*). Si ricordi, poi, che il vento è determinante nella propagazione delle onde sonore (soprattutto il profilo verticale di velocità) ma influenza anche la potenza sonora emessa dagli aerogeneratori (velocità all'hub) e i livelli di rumore residuo presenti presso i ricettori (velocità al suolo).

Gli effetti delle condizioni meteo sulla propagazione del rumore da turbine eoliche sono stati molto studiati e si trova un'ampia letteratura a riguardo e, senza scendere in dettaglio, è possibile sintetizzare alcuni aspetti importanti. Il profilo verticale della velocità del vento è solitamente descritto analiticamente mediante una legge di potenza oppure una legge logaritmica [van den Berg, 2004]. Come è noto, però, i gradienti verticali di velocità del vento e di temperatura modificano in modo significativo la velocità di propagazione del segnale sonoro nei vari strati dell'atmosfera e, quindi, influiscono sulla curvatura dei raggi acustici uscenti dalla sorgente. Pertanto, a seconda se si è in presenza di gradienti positivi o negativi (sottovento o sopravvento, inversione termica oppure no) il segnale acustico che giunge al ricettore può risultare più o meno intensificato. Maggiore è il gradiente, maggiore è l'effetto. I due effetti si possono sommare o compensare e comunque sono sempre molto frequenti.

Alcuni studi [Bowdler 2009, Van der Berg 2004] mostrano che il fenomeno del *wind-shear* è più marcato durante le ore notturne rispetto alle ore diurne, cioè proprio nelle ore in cui il disturbo è percepito maggiormente dai ricettori. Inoltre, è stato rilevato [Palmer 2009, Oerlemans 2007] che anche l'effetto di *swish-noise* può risultare più pronunciato la notte rispetto al giorno proprio a causa dei cambiamenti del profilo verticale della velocità del vento. In ultimo, si aggiunga che in corrispondenza di terreni complessi o terreni con folta vegetazione ad alto fusto, i profili verticali dei gradienti di vento e temperatura subiscono notevoli alterazioni fino alle altezze medie degli alberi. Tali alterazioni influiscono in modo determinante sulla propagazione e sul calcolo della velocità del vento ad una certa altezza partendo dalla misura ad una quota differente.

ACQUISIZIONE ED ANALISI DEI DATI STRUMENTALI.

Per la verifica dell'incidenza degli aspetti descritti nei paragrafi precedenti presso parchi eolici in siti ad orografia complessa, così come si riscontrano in molte località italiane, sono state condotte specifiche campagne di misura in continua (di vento e rumore) su due parchi eolici situati nelle colline toscane. La prima campagna è stata eseguita presso del Parco eolico “La Miniera” (sito “Scapiccioli”) nel Comune di Montecatini Val di Cecina (PI) ed ha avuto una durata di 64 giorni. La seconda campagna di misura, della durata di 19 giorni, è stata effettuata presso il Parco eolico di “Poggi alti” nel comune di Scansano (GR) con una situazione orografica differente e con la presenza di un numero maggiore di aerogeneratori. La configurazione della disposizione reciproca di ricettori ed aerogeneratori dei due siti è mostrata in Figura 1. I dati relativi alle condizioni di esercizio degli aerogeneratori (velocità di rotazione delle pale e dati meteo in quota) sono stati gentilmente forniti dai gestori degli impianti (WPP UNO AG spa per “La Miniera” ed EON Italia S.r.l. per Scansano). I dati meteo in quota (temperatura, velocità e direzione vento) sono ottenuti, in entrambi i casi, da centraline meteo posizionate ad altezza mozzo su ogni aerogeneratore.

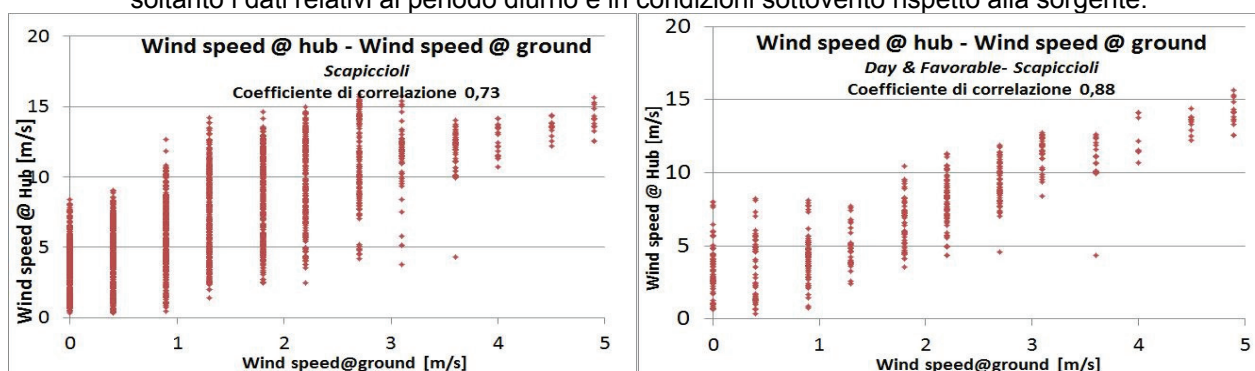
Figura 1 – Immagine satellitare con i ricettori e gli aerogeneratori più impattanti presso i due siti di misura.



Come si è visto, in aree collinari ad orografia complessa, le relazioni analitiche dei profili di *wind-shear* sopra riportate, e solitamente utilizzate in letteratura, non sono più affidabili. In altri

termini, non è possibile estrapolare in modo diretto un valore significativo di velocità del vento all'altezza del rotore partendo da misure di vento a terra (o viceversa) semplicemente applicando le equazioni esponenziale o logaritmica. In Figura 2, è mostrata la relazione fra velocità del vento misurata al ricettore (3 m dal suolo) e velocità del vento misurata ad altezza hub dell'aerogeneratore più vicino per il sito di "La Miniera – Scapiccioli" (altezza hub 67 m, dislivello 50 m e distanza 700 m); sono riportate le dispersioni ottenute considerando in a) tutti dati acquisiti (medie su 10 minuti) e in b) soltanto i dati relativi al periodo diurno e in condizioni di vento favorevoli alla propagazione (condizione con ricettore sottovento rispetto alla sorgente). È evidente una forte dispersione dei dati che dipende soprattutto da fattori casuali e complessi da analizzare, come la direzione del vento, la rugosità e i forti dislivelli del terreno. Pertanto, nelle successive analisi, è opportuno considerare indipendenti tra loro i dati di velocità del vento al suolo e in quota.

Figura 2 - Relazione fra velocità del vento al ricettore e ad altezza hub dell'aerogeneratore più vicino per il sito di "La Miniera – Scapiccioli". Le dispersioni sono ottenute considerando in a) tutti dati acquisiti e in b) soltanto i dati relativi al periodo diurno e in condizioni sottovento rispetto alla sorgente.



È stato misurato l'andamento temporale del L_{Aeq} con base temporale di 1 s a 2 m d'altezza in campo libero presso il ricettore. Dopo le necessarie operazioni di ripulitura da eventi sonori anomali, dai dati misurati è stato calcolato il $L_{Aeq,10m}$ per intervalli consecutivi di 10 minuti. Questo parametro è stato preferito al livello statistico $L_{90,10m}$, spesso utilizzato in letteratura, in quanto fornisce un valore che, dal punto di vista energetico (e anche protezionistico), è più pertinente rispetto a L_{90} che, invece, non tiene conto della variabilità dei livelli di rumore. Infatti, per gli effetti di swish-noise già visti, l'andamento dei livelli di rumore all'interno di un periodo di 10 minuti subisce notevoli fluttuazioni, come può essere visto dall'esempio riportato in Figura 3, in cui è stato selezionato un periodo in cui il rumore proveniente dalle turbine era prevalente. Il parametro $L_{90,10m}$, eliminando le variazioni di livello e attestandosi sui valori di fondo, risulta poco o per nulla idoneo a valutazioni finalizzate alla verifica dell'impatto acustico presso i ricettori in quanto esclude gran parte dell'energia sonora del segnale prodotto dagli aerogeneratori.

Oltre agli eventi sonori spuri, dal parametro $L_{Aeq,10m}$ sono stati eliminati i periodi di acquisizione con precipitazioni e quelli in cui la velocità del vento al suolo (mediata sui 10') è risultata > 5 m/s. I dati di misura per i quali la durata risultante dopo la ripulitura era $< 5'$ (50% dell'intervallo di misura) sono stati scartati in modo da non considerare dati parziali o poco rappresentativi.

L'eliminazione dei dati corrispondenti a velocità del vento al suolo > 5 m/s, oltre ad essere un requisito della norma attualmente in vigore in Italia, è confermata da diversi studi sull'argomento [Hessler, 2009] che hanno evidenziato come, anche con l'utilizzo di adeguate cuffie antivento da 90 mm (come quelle qui utilizzate), i livelli di rumore fittizi indotti dal vento sul microfono per velocità > 5 m/s possono essere prossimi a 40 dB(A) con una distribuzione in frequenza che è molto simile a quella del rumore prodotto dagli aerogeneratori. Questo effetto è evidenziato anche da un'analisi eseguita sui risultati della presente indagine. Dai grafici in Figura 4, che riportano le dispersioni dei risultati delle misure presso il sito di "La Miniera" con e senza i dati con velocità del vento al suolo > 5 m/s, è ben evidente (grafico a) che, nonostante la forte dispersione dei dati, si ha uno sdoppiamento alle alte velocità con livelli di rumore inverosimilmente elevati se ricondotti all'impianto eolico. Il ramo più alto scompare selezionando soltanto i dati con una velocità del vento a terra ≤ 5 m/s, come è mostrato nel grafico b.

Figura 3 – Andamento temporale del L_{Aeq} con base 1 s in un periodo di 10'; L_{Aeq} ed L_{90} sono calcolati sui 10'.

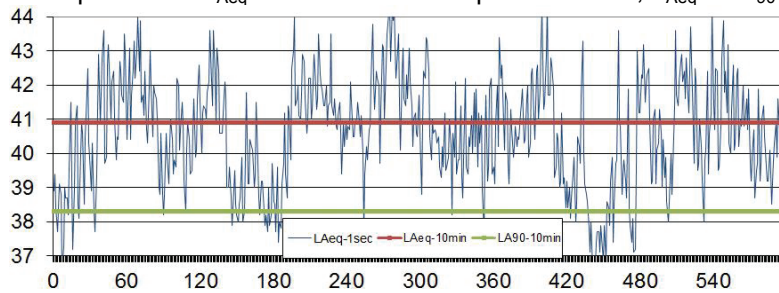
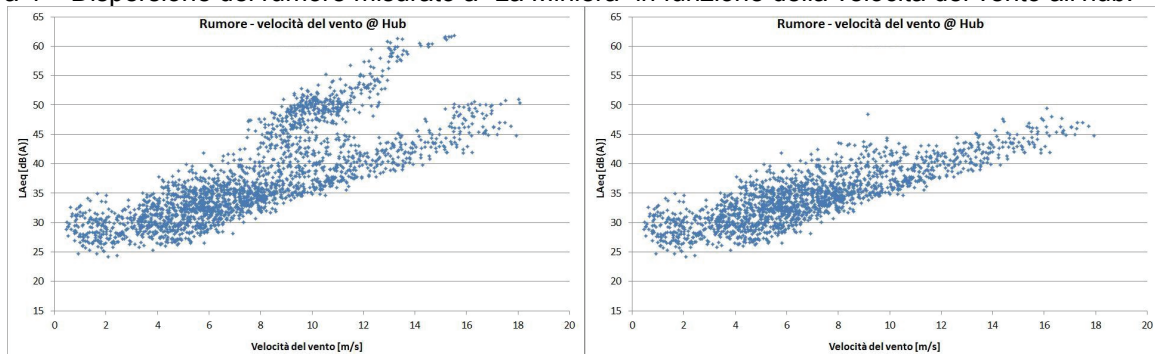


Figura 4 – Dispersione del rumore misurato a “La Miniera” in funzione della velocità del vento all'hub.



DESCRIZIONE DELLA COMPONENTE EMISSIVA.

Per la rappresentazione dei dati strumentali dei livelli di rumore è stato deciso di mantenere, per ogni intervallo di 10', entrambe le informazioni sulla velocità del vento in quota e del vento al suolo. Quest'ultimo parametro, però, presenta importanti criticità in parte già anticipate nei paragrafi precedenti. Alcuni studi [Bigot, 2011] hanno evidenziato che la velocità del vento misurata all'hub è un parametro che può essere fonte di notevoli incertezze nei calcoli di impatto acustico di un parco eolico. Ciò a causa della sua forte instabilità e della difficoltà di misurazioni attendibili. Si consideri, infatti, che la sua misura avviene, solitamente, mediante una sonda meteo situata sull'hub di ogni aerogeneratore a pochi metri di distanza dietro le pale e quindi all'interno del campo di turbolenza creato dalla loro rotazione. Questo aspetto, d'altronde, è anche evidenziato dalla stessa norma IEC 61400-11. A ciò si aggiunga quanto già riportato nei paragrafi precedenti in relazione alla presenza di soglie di cut-in e cut-off e alla necessità dei gestori di fermare o rallentare periodicamente i singoli aerogeneratori per varie esigenze di servizio ma anche, nel caso di ricettori influenzati da più aerogeneratori in orografia complessa, la variazione del campo di vento tra un aerogeneratore ed un altro e quindi la tendenza ad associare i dati di rumorosità misurati a dati di vento non reali. L'insieme di queste problematiche induce alla scelta di un parametro alternativo da relazionare all'emissione delle pale che riduca il carico di incertezza associato alla velocità del vento in quota.

Il parametro più adatto per esprimere una dipendenza funzionale dell'emissione di rumore degli aerogeneratori risulta essere la velocità di rotazione delle pale. Si consideri, infatti, che: il rumore degli aerogeneratori è fondamentalmente legato alla velocità di rotazione delle pale più che alla velocità del vento in quota; l'incertezza legata alla misura di questo parametro (fornito dai gestori) è ridotta; per velocità di rotazione zero (pale ferme) non si ha emissione di rumore significativa anche a velocità del vento elevate.

Nelle figure 5 e 6 sono mostrati i grafici di dispersione dei livelli di rumore ambientale misurati presso i siti d'indagine suddivisi tra periodo notturno e diurno sia in funzione della velocità del vento all'hub che in funzione della velocità di rotazione dell'aerogeneratore più vicino. Si sottolinea che i dati nei grafici sono livelli di rumore ambientale e quindi comprendono anche il rumore residuo generato dal vento al suolo.

Dai grafici si evince che, per valori di velocità del vento in quota inferiori alla soglia di cut-in (qui

un valore di circa 3-4 m/s), quando non ci dovrebbe essere emissione di rumore, vi è una forte dispersione dei dati che dovrebbero corrispondere a livelli di rumore prodotti essenzialmente da altri aerogeneratori vicini e dal vento a terra (difficilmente distinguibili). Per quanto riguarda gli andamenti in funzione della velocità di rotazione è necessario premettere che in entrambi i siti, una volta che il vento ha superato la soglia di cut-in, la rotazione delle pale si avvia partendo da circa 6 rpm. Corrispondentemente a ciò, i livelli di rumore nei grafici sono tutti concentrati per valori di velocità di rotazione delle pale > 6 rpm per cui ci sarà minore rischio di ambiguità nell'associare, dopo opportuni procedimenti, un valore di emissione ad un reale valore di velocità di rotazione.

Figura 5 – Grafici di dispersione dei livelli di rumore diurni e notturni misurati a Scansano in funzione della velocità del vento all'hub e della velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più vicino al ricettore.

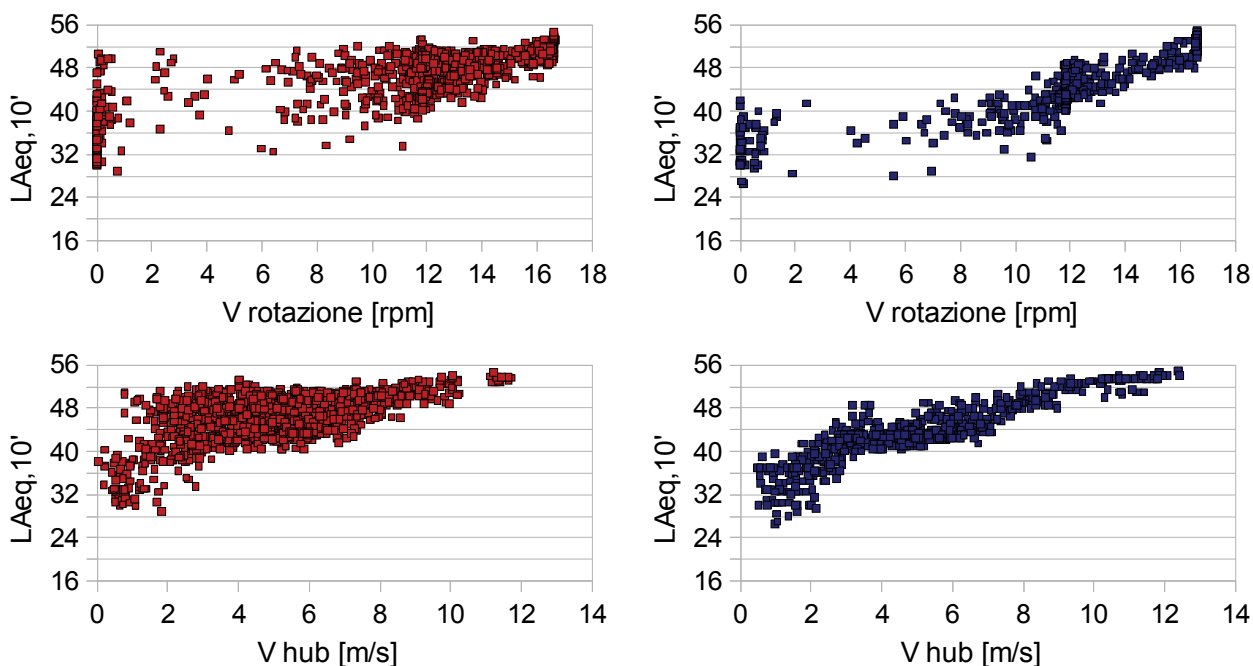
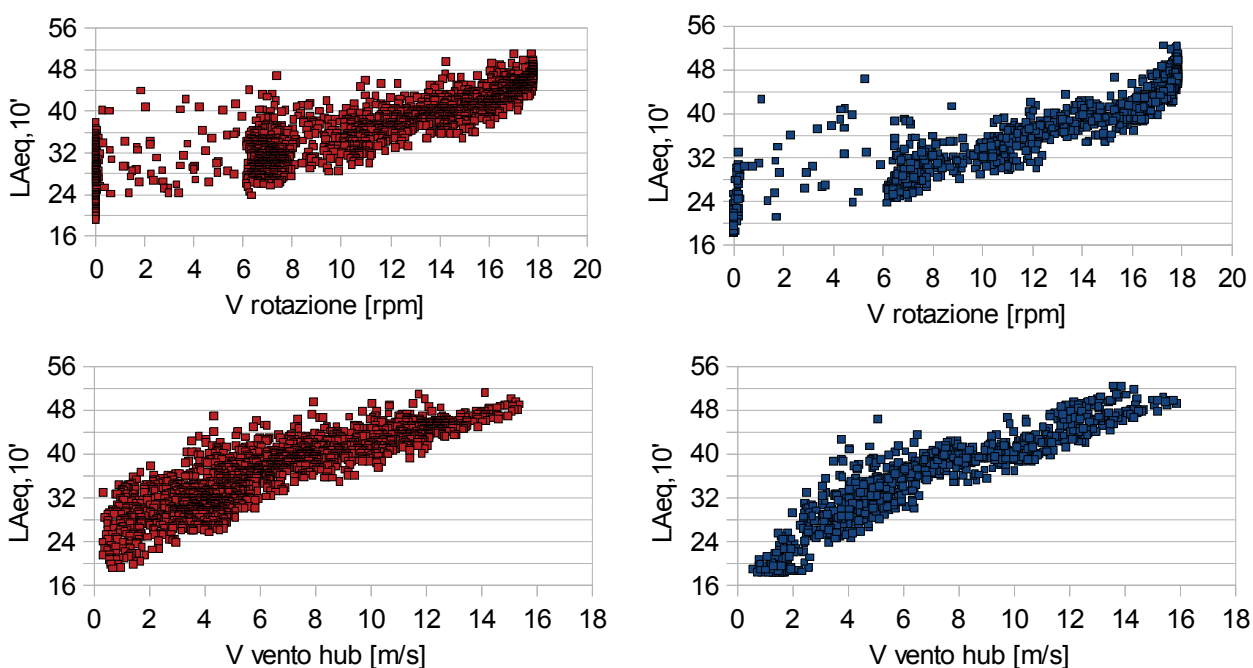


Figura 6 – Grafici di dispersione dei livelli di rumore diurni e notturni misurati a La Miniera-Scapiccioli in funzione della velocità del vento all'hub e della velocità di rotazione delle pale dell'aerogeneratore più vicino.



In un impianto eolico multi-aerogeneratore è molto probabile la presenza di periodi in cui le velocità di rotazione delle pale dei vari aerogeneratori sono differenti per intervento del gestore o perché risentono di fluttuazioni del vento. Questo spiega la presenza nei grafici di dati al di sotto di 6 rpm. I dati al di sotto di tale soglia sono influenzati dall'emissione degli altri aerogeneratori vicini e i punti corrispondenti a 0 rpm sono quelli dove è più grande la dispersione e dove ad un valore di rumore alto corrisponde un elevato valore di rumore residuo (elevato vento a terra) o un simultaneo valore alto di rotazione delle pale di un altro aerogeneratore vicino.

A questo punto è necessario mettere a punto un indicatore che tenga conto della velocità di rotazione di tutti gli aerogeneratori influenti sul sito di misura. La proposta è quella di associare a tutti gli aerogeneratori una velocità di rotazione virtuale che rappresenti la velocità di rotazione che, a parità di rumore misurato al ricettore, avrebbe l'aerogeneratore i-esimo se si trovasse nella stessa posizione dell'aerogeneratore più vicino. In altre parole, sarebbe come riposizionare virtualmente tutti gli aerogeneratori nella posizione dell'aerogeneratore più vicino. Per far questo è necessario tener conto della variazione dell'emissione sonora degli aerogeneratori in funzione della velocità di rotazione e dei vari fattori di attenuazione che intervengono nella propagazione del rumore dalla sorgente al ricettore (attenuazione geometrica, assorbimento dell'aria, effetto suolo, direzione del vento, gradiente termico).

A tale scopo, ricordando la dipendenza sopra citata dell'emissione sonora dalla quinta potenza della velocità di rotazione e ricorrendo alle note leggi di attenuazione, si introduce il parametro $N_{eq,i}$ = velocità di rotazione equivalente dell'aerogeneratore i-esimo (in rpm), ottenuto moltiplicando la velocità di rotazione per dei coefficienti che tengano conto della distanza, dell'assorbimento atmosferico e dell'effetto suolo (K_i) e degli effetti meteo (C_i). Il parametro a cui dovrebbero essere riferiti i valori di emissione al ricettore per l'intero impianto eolico sarà quindi la *velocità di rotazione equivalente totale*, $N_{eq,tot}$, che è data dall'espressione:

$$N_{eq,i} = N_i \left(\frac{d_i}{d_i} \right)^{\frac{2}{5}} K_i C_i \quad N_{eq,tot} = 5 \sqrt{\sum (N_{eq,i})^5}$$

I grafici in Figura 7 e 8 mostrano come la dispersione dei livelli di rumore ambientale in funzione del N_{eq} conservi l'andamento monotono crescente e, soprattutto, una limitata dispersione dei dati anche alle basse velocità di rotazione. Si nota una più uniforme distribuzione dei dati nell'intervallo per $N_{eq} > 6$ rpm, cioè quando vi è effettiva emissione di rumore.

L'utilizzo del parametro della velocità di rotazione delle pale si rivela utile anche per il calcolo dei livelli di rumore residuo in funzione della velocità del vento al suolo. Grazie alla lunga durata della campagna di acquisizione (almeno 2 settimane di misura) è possibile individuare i periodi in cui i singoli aerogeneratori o tutti insieme hanno velocità di rotazione nulla o talmente bassa da non comportare un aumento di rumorosità presso il ricettore. Questi periodi possono essere utilizzati per calcolare il livello di rumore residuo senza richiedere al gestore periodi di interruzione dell'impianto. Poiché i periodi di fermo impianto sono scarsamente dipendenti dal vento a terra, è possibile ricavare una banca dati iniziale dei livelli di rumore residuo minimi del sito di misura, raggruppando insieme i livelli di rumore misurati in corrispondenza di questi periodi.

Figura 7 - Dispersione dei livelli di rumore misurati nel sito di Scansano in funzione della velocità di rotazione equivalente totale suddivisi tra periodo diurno e notturno.

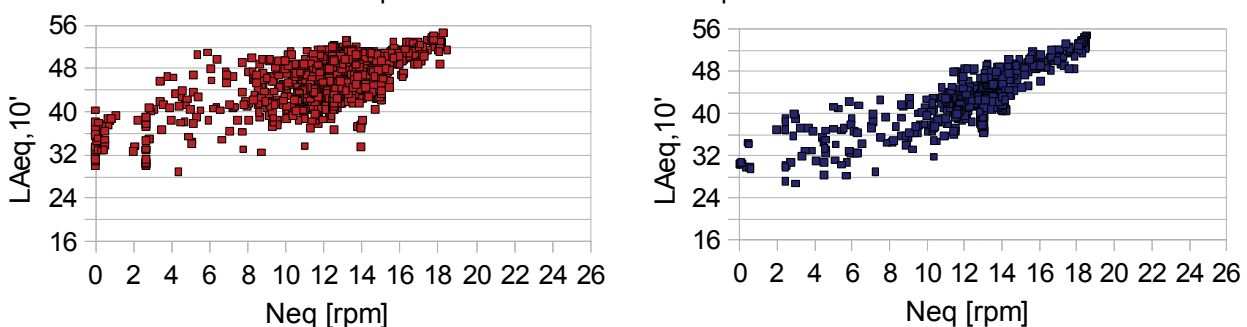
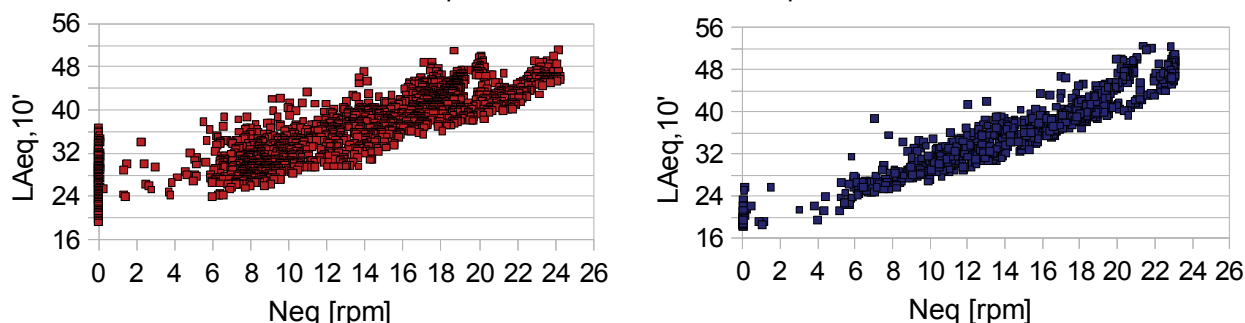


Figura 8 - Dispersione dei livelli di rumore misurati nel sito di La Miniera - Scapiccioli in funzione della velocità di rotazione equivalente totale suddivisi tra periodo diurno e notturno.



Considerando la parte restante dei dati, cioè quando gli aerogeneratori sono stati attivi, è possibile individuare quelli in cui la velocità del vento a terra è stata tale da produrre i livelli di rumore residuo prima valutati. Mediante opportune procedure iterative di sottrazione energetica dei livelli di rumore tra dati appartenenti a gruppi con velocità del vento a terra e velocità di rotazione opportune, è possibile ricostruire gli andamenti dei livelli di rumore residuo e di emissione in funzione, rispettivamente, della velocità del vento a terra e del Neq. Tale procedura è in corso di implementazione insieme alla metodologia per la stima del grado di incertezza dei risultati finali.

CONCLUSIONI

I risultati delle analisi dei dati di letteratura e delle misure eseguite, hanno portato ad individuare i parametri idonei alla valutazione dell'impatto acustico ai sensi di legge di un impianto eolico in esercizio. In particolare, si è visto che i livelli di rumore sono adeguatamente descritti dal parametro $L_{Aeq,10m}$ da acquisire su intervalli successivi con misurazioni a lungo termine di almeno 2 settimane. Per la verifica dei limiti di legge, devono essere determinate le componenti residua ed emissiva dei livelli di rumore, così come gli andamenti di tali livelli in funzione della velocità del vento a terra, nel caso della componente residua, e di un parametro legato alla rotazione delle pale nel caso della componente emissiva. Il parametro individuato è il Neq, velocità di rotazione equivalente, che è risultato essere idoneo a superare le problematiche legate alla presenza di più aerogeneratori e alla poca attendibilità della misura di vento in quota. Per estrarre gli andamenti dalla banca dati che si ottiene con le misure è necessaria una procedura specifica che consenta di isolare i due contributi ricercati con un grado di incertezza tale da consentire una verifica adeguata dei limiti di legge. Sono in corso studi ed analisi che, in parallelo all'implementazione della procedura consentano le opportune analisi delle incertezze associate, sia con procedure analitiche sia con procedure basate sul metodo Monte Carlo.

BIBLIOGRAFIA

- E. Pedersen, K.P. Waye "Perception and annoyance due to wind turbine noise, a dose-response relationship", *J. Acoust. Soc. Am.* 116 (6), December 2004.
- S. Wagner, et al., "Wind turbine noise", Springer Verlag, 1996.
- S. Oerlemans, et al., "Location and quantification of noise sources on a wind turbine", *Journal of sound and vibration* 299, 869-883, 2007.
- J. Doolan, et al. "Wind turbine noise mechanisms and some concepts for its control", *Acoustic Australia*, Vol.40, No.1, 2012.
- F. Hagg, "Definite Aero-Geluidonderzoek Twin", Stork Product Engineering B.V., SPE 92-025 1992.
- G.P. Van den Berg, "Effects of the wind profile at night on wind turbine sound", *Journal of Sound and Vibration*, No.277, 955-970, 2004.
- D. Bowdler, "Wind Shear and its Effect on Noise Assessment", WTN Aalborg, 2009.
- W. Palmer, "A New Explanation for Wind Turbine Whoosh", WTN Aalborg, 2009.
- S. Oerlemans, et al., "Prediction of wind turbine noise and comparison to experiment", WTN Lyon, 2007.
- D. Hessler, "Wind Tunnel Testing of Microphone Windscreen Performance Applied to Field Measurements of Wind Turbines", WTN Aalborg, 2009.
- A. Bigot, et al. "Long term measurements: a way to minimize uncertainties on acoustic impact control of wind farms", WTN Rome, 2011.