



2025-10-30

Mark- och miljödomstolen vid Östersunds Tingsrätt  
Box 708, 831 28 Östersund

Skickas via e-post till:  
[mmd.ostersund@dom.se](mailto:mmd.ostersund@dom.se)

Vision Jungfrukusten Ideell Förening  
Org. nummer: 802530-6005  
E-post: [info@visionjungfrukusten.se](mailto:info@visionjungfrukusten.se)  
H-sida: [www.visionjungfrukusten.se](http://www.visionjungfrukusten.se)

### **Kompletterande yttrande till Mark- och miljödomstolen i mål M 1686-23 Vindpark Utposten 2.**

Vision Jungfrukusten Ideell Förening ("VJ") lämnar härmed kompletterande synpunkter till Mark- och miljödomstolen ("MMD") angående aktbilaga 156-159 och 165-166 i mål M 1686-23 Vindpark Utposten 2 ("UP 2"). VJ vidhåller de tidigare angivna synpunkterna i aktbilaga 136, 137 och 138.

#### VJ vidhåller yrkandet att MMD avvisar eller avslår ansökan av följande anledningar:

1. Samråd med särskilt berörda av vindkraftpark UP 2 har inte genomförts på ett sätt som miljöbalken föreskriver.
2. Generell tillståndsgivning enligt boxmodell och delegering till en begränsad samrådsgrupp för placering av 32 vindkraftverk är inte tillåtligt. Tillståndsprövning ska göras utifrån en bestämd lokalisering av respektive 15-22 MW vindkraftverk på ett område av 36 kvadratkilometer.
3. Helhetsbedömning av lämplig lokalisering av den tilltänkta elproduktionen är bristfällig. Den sökande bagatelliserar lokaliseringsalternativ längre ut till havs. Den föreslagna kustnära lokalisering av UP 2 är olämplig med hänsyn till flera naturreservat, Natura 2000-områden, riksintresse för naturvård, kulturmiljövård och friluftsliv.
4. Analys av ekonomisk hållbarhet för UP 2 är bristfällig. Miljöbalkens krav på redovisning av ekonomisk hållbarhet uppfylls ej.
5. Framtida ägare till vindkraftparken UP 2 är mycket oklart.
6. Den sökandes förslag på säkerhet för återställning av naturen vid nedmontering av UP 2 är orimligt låg. Risken är att Gävle- och Söderhamns-kommun eller svenska staten måste betala miljardbelopp för att återställa naturen.
7. Möjlig oförutsedd skada är underskattad. Skador kan uppstå under hela livscykeln på 45 år för vindkraftparken utöver de föreslagna maximala 10 åren.
8. Analyser av buller, infraljud och visuell påverkan är bristfälliga. Vindkraftparkens påverkan kan vara mycket större än det som påstås i ansökan.
9. Den sökande har gjort bristfälliga analyser av den påverkan som vindkraftparken kommer att ha på människor, fiskar, sälar, fåglar och fladdermöss.
10. Bedömning av buller och infraljud från vindkraftparken är baserade på teoretiska uppskattningar och gissningar om vindkraftverk som ännu är på prototypstadiet.
11. De kumulativa effekterna av fler vindkraftparker är bristfälligt belysta.
12. Den sökande negligerar studier som visar att vindkraftparker sänker lokalboendes fastighetsvärden. Berörda fastighetsägare ska erhålla skälig ersättning.

## 1. Angående lokalisering enligt boxmodell och domstolens delegationsrätt

I aktbilaga 165 sid 3 och punkt 8 skriver UP 2: "Ansökan avser vidare fri placering av vindkraftverken inom projektområdet med de begränsningar som följer av tillståndsansökan, exempelvis att vinge inte får svepa utanför områdesgränsen."

I aktbilaga 166 sid 3 punkt 2 skriver UP 2:

"Vindkraftparkens och kabelsträckningens slutgiltiga utformning inklusive verkens placering, utformning och säkerhetsavstånd samt en utmärkningsplan ska, senast sex (6) månader innan anläggningsåtgärder påbörjas, samrådas med Sjöfartsverket, Transportstyrelsen, Trafikverket, Försvarsmakten, Kustbevakningen, Sjöräddningssällskapet och tillsynsmyndigheten (Länsstyrelsen)."

I aktbilaga 156 sid 33 punkt 170 skriver UP 2:

"Föreslagen villkorspunkt 2 ska inte ses som att prövningsmyndigheten överlämnar tillåtlighetsfrågan på delegation – den innefattar därför inte heller något moment av godkännande. Villkor 2 ska läsas i ljuset att nämnda myndigheter kommer att bli informerade om slutliga val och att det inom ramen för en sådan dialog finns möjlighet att samråda om det finns någon ytterligare hänsyn för Bolaget att beakta. Ett sådant förfarande ska inte förväxlas med att nämnda myndigheter genom föreslagen villkorspunkt 2 ges möjlighet att ge tillstånd till uppförandet. Projektets tillåtlighet med föreskrivande av villkor är en prövning som görs av mark- och miljödomstolen, och inte någon annan."

Det av UP 2 föreslagna upplägget med att först erhålla tillstånd av MMD enligt boxmodell och därefter lösa resterande tillståndsfrågor via samråd lyfter fram flera frågor:

- Varför skulle till exempel Havs och vattenmyndigheten, Naturvårdsverket, Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, Statens Maritima och Transporthistoriska Museer, Statens Geologiska undersökning och Statens Geologiska Institut inte få tillgång till undersökningsresultaten och få delta i samrådet?
- Varför skulle endast en begränsad samrådsgrupp få ensamma avgöra den slutgiltiga positionen för varje vindkraftverk baserad på de kompletterande bottenundersökningar av sediment, bottenflora, bottenfauna och fornlämningar?
- Vad händer vid oenighet i samrådet eller är samrådet tänkt mer som informationsmöte?
- Ska det vid oenighet göras en kompletterande MKB för slutgiltigt beslut av MMD?

VJ anser att tillståndsgivning enligt "Boxmodell" och delegering till en begränsad samrådsgrupp för placering av 32 vindkraftverk är inte tillåtligt.

Även Transportstyrelsen har i aktbilaga 122 uttryckt farhågor angående tillståndsgivning enligt boxmodell: "Samråd om slutliga positioner för vindkraftverk Transportstyrelsen finner att samrådsförfarandet enligt förslaget till villkor 2 är otydligt.

Kan myndigheterna i ett samrådsförfarande neka till placering av vindkraftverk eller kabelnedläggning i ett redan tillståndsgivet område?

Transportstyrelsen menar att upprätthållandet av till exempel säkerhetsavstånd mellan vindpark och farleder är en avgörande faktor för att minska riskerna för sjöfarten. Transportstyrelsen anser därför att säkerhetsavstånd och andra viktiga säkerhets- och tillgänglighetsaspekter ska regleras inom ramen för tillståndet. "

Vad VJ uppfattar fastslog MMD 2025-04-02 i mål M 967-23 för det kustnära vindkraftsprojektet Gretas Klackar 1 att tillståndsgivning enligt boxmodell och därefter delegering till en samrådsgrupp är inte tillåtligt.

I aktbilaga 305 sid 38 i mål M 967-23 skriver MMD:

*"att det inte är lämpligt att delegera eller skjuta upp frågan om placeringen av vindkraftverken, transformatorstationen och kablar till tillsynsmyndigheten eller Försvarsmakten."*

VJ har den uppfattningen att det finns en etablerad praxis i fråga om vindkraft på land som innebär att boxmodell inte tillämpas vid större etablering av en vindkraftpark. VJ anser att denna praxis även bör tillämpas vid etablering av stora kustnära vindkraftparker inom territorialvatten.

Samrådsmaterialet för Vindkraftpark Sorbus beskriver på ett bra sätt den praxis som gäller vid vindkraftparker på land. Vid samrådsmötet 7-8 maj 2025 av StoraEnso presenterades i dokumenten: *"När inventerings- och samrådsarbetet är slutfört och sammanställt tas en slutlig layout fram för vilken tillstånd söks. I tillståndsansökan framgår utformningen, samt vilka anpassningar och hänsynstaganden som ligger till grund för layouten"* I den aktuella vindkraftparken är det tänkt ansökas tillstånd för 30 st. 290 m höga vindkraftverk.

En kustnära etablering nära boenden, nära naturreservat, i anspråkstagande av ett stort antal stora havsbottenområden och med många konkurrerande riksintressen ställer krav på en individuell lokaliseringsprövning av samtliga 32 vindkraftturbiner, 2 transformatorstationer och elkablar inom vindkraftparken och exportkablar till landanslutning.

UP 2 skriver i aktbilaga 165 sidan 3 punkt 4 *"Bolaget är medvetet om att det rör sig om stora projektytor och att det därmed blir fråga om en omfattande prövning. Samtidigt blir det faktiska ianspråktagandet av ytor mycket litet sett i relation till projektytan, vilket också bör vägas in i den samlade bedömningen."* *"Slutsatser från genomförda studier av bottenfauna och bottenflora är att bottenarna är artfattiga och inte särskilt skyddsvärda."*

#### **Är ianspråktagandet av ytor mycket litet i förhållande till projektytan?**

Enligt aktbilaga 6(TB) kommer varje fundament ta i anspråk en havsbottenarea mellan 5 700 och 11 300 kvadratmeter beroende ifall det blir monopile, gravitations- eller fackverksfundament. Totalt anspråkstagen havsbottenarea blir mellan 182 400 och 361 600 kvadratmeter. Enligt aktbilaga 165 sid 15 punkt 61 kan mängden massor för 32 vindkraftverk som måste schaktas bort från havsbotten bli mellan 180 000 och 725 000 kubikmeter(m3). Diameter för varje anspråkstaget område kan vara upp till 120 m.

I anspråkstagen yta är stort men även den totala projektytan på 36 kvadratkilometer är stort.

Naturvårdsverket skrev redan 2006<sup>1</sup> sidan 6: *"Inom de närmaste åren kommer den marina vindkraften att byggas ut kraftigt kring de svenska kusterna. För första gången kommer parker med en omfattning av flera kvadratkilometer att byggas i våra vatten. Dessa parker kan komma att påverka de ekologiska samhällena på andra sätt än genom den redan kända reveffekten som de enskilda vindkraftverken utövar lokalt. Populationsstrukturen hos viktiga predatorer som fisk och mussel- och fiskätande fåglar kan påverkas och därigenom ge trofiska kaskader ner i det bentiska samhället på såväl hård- som mjukbotten. Hur parkerna påverkar de ekologiska samhällena beror i hög grad på de initiala förhållandena i de aktuella områdena."*

<sup>1</sup> Naturvårdsverket, rapport 5570, juni 2006, *Hur vindkraft påverkar livet på botten - en studie före etablering*, sid 6.

Den sökande för UP 2 skriver i aktbilaga 6 sidan 439 "Efter att ett tillstånd för etableringen har erhållits kommer detaljprojektering att planeras och genomföras."

*" Exempel på aktiviteter under detaljprojekteringen är enligt nedan.*

- *Seismologiska bottenpenetrerande undersökningar för att kartlägga geologi och geoteknik till underlag för fundamentsdesign.*
- *Provbörning vid ett urval av vindkraftverks position för att undersöka de geologiska bottenförhållandena till underlag för fundamentsdesign.*
- *Dykningsinventering eller video för att ytterligare undersökning av platsspecifika bottenförhållanden som kan påverka etableringen och dess utformning.*
- *Vindmätningar för att validera vindresursen i området. Dessa kan genomföras med mätmast och/eller så kallade "remote sensing" system som mäter vind med ljud- eller ljuspulser. Mätssystemen kan installeras på fundament som fästs på botten eller flytande med bottenförankring. För Vindpark Utposten 2 kan det bli aktuellt med upp till 2 mätmaster.*
- *Undersökningar för att kartlägga vattnets kemiska sammansättning samt hur denna kan komma att påverka vindkraftverken och fundament. Undersökningarna ligger till grund för att proaktivt förebygga erosion, rost och andra slitage i möjligaste mån. "*

I aktbilaga 5(MKB) sidan 164 beskrivs även följande aktiviteter av UP 2:

*"• Under detaljprojekteringen sker även förberedande upphandling av entreprenörer för genomförande av projektet. Detaljprojekteringen resulterar i en motiverad layout dagar koordinater för respektive vindkraftverk med fundamentsval presenteras för tillsynsmyndigheten. När denna är godkänd av tillsynsmyndigheten kan de olika upphandlingarna avslutas och kontrakt skrivas."*

VJ anser att det vore fel ifall MMD ger ett generellt tillstånd enligt boxmodell för UP 2 att få installera vindkraftverken inom området på cirka 36 kvadratkilometer.

VJ anser att Mark- och miljödomstolen ska ställa krav på vindkraftsprojekt UP 2 att:

Föreslå aktuell position för varje vindkraftverk

Föreslå aktuellt kabelstråk för interna kablar och exportkablar

Göra bottenundersökningar vid de aktuella områdena.

I aktbilaga 165 sid 5 punkterna 14-16 skriver UP 2:

*"Skulle seismologiska, bottenpenetrerande undersökningar och/eller dykinventeringar visa på förekomst av natur, kultur, eller andra värden som enligt tillståndets villkor inte är förenliga med etablering av vindkraftverk på platsen kommer nödvändiga åtgärder att vidtas, och i en förlängning kan det innebära att vindkraftverket omplaceras eller helt utgår."*

*"Om verk omplaceras eller utgår till följd av förekomst av vrak (jfr. föreslagen villkorspunkt 11) innebär detta att anläggningsarbetena kan genomföras utan att dessa skadas på ett otillåtligt vis."*

*"Om verk omplaceras eller utgår till följd av mot förmodan skyddsvärda naturvärden som riskerar att påverkas negativt (exempelvis för det fall förekomst av skyddsvärd musselbank skulle påträffas, se punkt 28 nedan) innebär detta att påverkan utgår alternativt minskar till att inrymmas i tillståndets villkor."*

En kustnära etablering nära boenden, nära naturreservat, i anspråkstagande av ett stort antal stora havsbottenområden och med många konkurrerande riksintressen ställer krav på en individuell lokaliseringssprövning av samtliga 32 vindkraftturbiner, 2 transformatorstationer och elkablar inom vindkraftparken och exportkablar till landanslutning.

Detta beskrivs på ett bra sätt i rättsfall MÖD 2017:27 sidan 7: "En grundläggande princip vid tillståndsprövning enligt miljöbalken och som tidigare fanns i både miljöskyddslagen (1969:387) och vattenlagen (1983:291) bygger på att det för varje anläggning sker en individuell prövning utifrån en bestämd lokalisering. En prövning där verksamheten huvudsakligen regleras genom generella villkor, och inte genom en individuell bedömning och prövning, stämmer inte överens med denna princip."

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det: "Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken."

I MÖD 2017:27 sidan 9 står det: "Mark- och miljööverdomstolen utesluter inte att tillstånd i vissa fall kan lämnas för en ansökan med relativt fri placering av verken. Detta förutsätter emellertid att det med stöd av ansökan och miljökonsekvensbeskrivningen går att bedöma alla de konsekvenser som verksamheten kan komma att ge upphov till vid olika alternativutformningar, såväl i fråga om ljud- och skuggnivåer som påverkan på mark och vatten samt den totala påverkan på skyddsvärda arter i området. Vid etablering i områden där det finns motstående intressen är detta särskilt viktigt."

### **Det är många motstående riksintressen när det gäller området vindpark UP 2**

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det skrivet "Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken."

### **Är delegation från domstol till begränsad samrådsgrupp av mindre betydelse?**

VJ anser med hänvisning till ovanstående resonemang att en delegation av ansvaret från domstol till begränsad samrådsgrupp för lokalisering av 32 vindkraftverk enligt boxmodell, på ett område av 36 kvadratkilometer, i anspråkstagen 32 stycken havsbottenområden på upp till 361 300 kvadratmeter, med många motstående riksintressen är inte av mindre betydelse. Det vill säga delegationen från MMD är inte tillåtlig enligt 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.

VJ anser att den MKB som den sökande gjort för vindpark UP 2 inte är tillräcklig för att tillåta en generell lokalisering enligt boxmodell av respektive vindkraftverk inom det aktuella området.

UP 2 skriver i aktbilaga 165 sidan 3 punkt 4:

*"Slutsatser från genomförda studier av bottenfauna och bottenflora är att bottnarna är artfattiga och inte särskilt skyddsvärda."*

I aktbilaga 14(Tyrens rapport) sidan 1 beskriver UP 2 omfattningen av bottenundersökningarna: "Fyra sedimentprover analyserades från projektområdet och två sedimentprover från kabelkorridorer".

VJ kan inte se i MKB hur den sökande har valt ut de beskrivna områdena för analys av havsbotten och för eventuella miljögifter.

SGU har på ett bra sätt beskrivit den målsättning som bottenundersökningarna borde ha i området<sup>2</sup>.

SGU har yttrat sig i aktbilaga 25 i mål M 927-23, bilaga 72 sid 2(diarienummer 33-761/2021):

*"Bolaget har för avsikt att ansöka om tillstånd enligt den s.k. box-modellen och den exakta placeringen av vindkraftverken samt dragningen av internkabelnätet kommer därför beslutas i ett relativt sent skede."*

*Bolagets tillståndsansökan bör i och med detta innehålla information om bottenförhållandena i en sådan detaljeringsgrad att det är möjligt att göra en bedömning av vilka anläggnings- och nedläggningsmetoder som är lämpligast inom hela området. Eventuella miljömässiga konsekvenser av anläggandet respektive nedläggningen samt eventuella förslag på åtgärder och försiktighetsmått behöver också redovisas i MKB."*

*SGU bedömer att eventuella konsekvenser av- samt åtgärder mot grumlig, ökad sedimentation och spridning av miljögifter i sediment behöver utredas i MKB. Åverkan på havsbotten, i form av grävning, borring, plöjning, spolning, sprängning eller liknande medför att sediment rörs upp och sprids, med risk*

<sup>2</sup> SGU rapport 2016:21, Kartläggning och riskklassning av fiberbankar i Norrland.

för följer i form av påverkan på flora och fauna. Risker föreligger framför allt i samband med upprörning av finkorniga sediment (silt och lera). Det är särskilt yngre finkorniga sediment, avsatta i industriell tid, som riskerar innehålla miljögifter.

SGU anser, med stöd av ovanstående resonemang, att bolaget behöver genomföra undersökningar som identifierar utbredning av:

1. Finkorniga sediment, oavsett ålder. I syfte att utreda eventuell grumling och ökad sedimentation.
2. Finkorniga sediment som kan vara avsatta i industriell tid. Om sådana sediment påträffas behöver de provas och analyseras med avseende på innehåll av miljögifter. I syfte att utreda eventuell spridning av miljögifter i sediment. ”

Länsstyrelsen har påpekat i yttrande aktbilaga 81 i mål M 1569-21 (Dnr 6885-2021), Skydd av hotade naturtyper: *Fundament eller kablar ska inte dras fram där botten består av följande hotade naturtyper: Stabila ansamlingar av lösdrivande tång (Fucus spp.) (AAH1Q2, AA.M1Q2, AA.J1Q2), dominerande samhällen av meiofauna (AB.H4U1), eller dominerande samhällen av bivalvia som exempelvis Östersjömussla (Limecola balthica) (Unionidae AA.H3L6).*”

Ovanstående synpunkter gäller vindpark Storgrundet men är säkert även relevanta för vindpark UP 2.

VJ har under punkt Q ”Elnät” i aktbilaga 136 redovisat synpunkter angående nedläggning av elkablar inom vindkraftparken och exportkablar till landanslutning.

Den sökande för UP 2 har redovisat endast principiayout för placering av de 32 vindkraftverken och för elkablar inom vindkraftparken och för exportkablar till landanslutning.

UP 2 ansöker om ett tillstånd enligt boxmodell och vill därefter fastslå slutlig placering av vindkraftverken efter ett samråd med endast vissa av samrådsmyndigheterna.

#### **VJ anser att:**

- Generell tillståndsgivning enligt boxmodell och delegering till en begränsad samrådsgrupp för placering av 32 vindkraftverk är inte tillåtet.
- Tillståndsprövning ska göras utifrån en bestämd lokalisering av respektive 15-22 MW vindkraftverk inom området på 36 kvadratkilometer.
- En delegering från MMD till en begränsad samrådsgrupp av uppgiften att godkänna lokalisering av respektive vindkraftverk, transformatorstation, nedläggning av elkablar inom vindkraftparken och exportkablar till landanslutningar kan inte anses av mindre betydelse.
- MKB ska innehålla förslag på slutlig placering av respektive vindkraftverk och transformatorstation. Att en analys ska redovisas för berörd havsbottenarea. Vid utvärdering av slutlig placering av de 32 vindkraftverken, transformatorstationer, interkablar och exportkablar får fler remissinstanser än den begränsade samrådsgruppen möjlighet att ge synpunkter.

## 2. Lokalisering av vindkraftpark UP 2

Den sökande har försökt motivera lokalisering av vindkraftpark UP 2, men vad säger miljölagen?

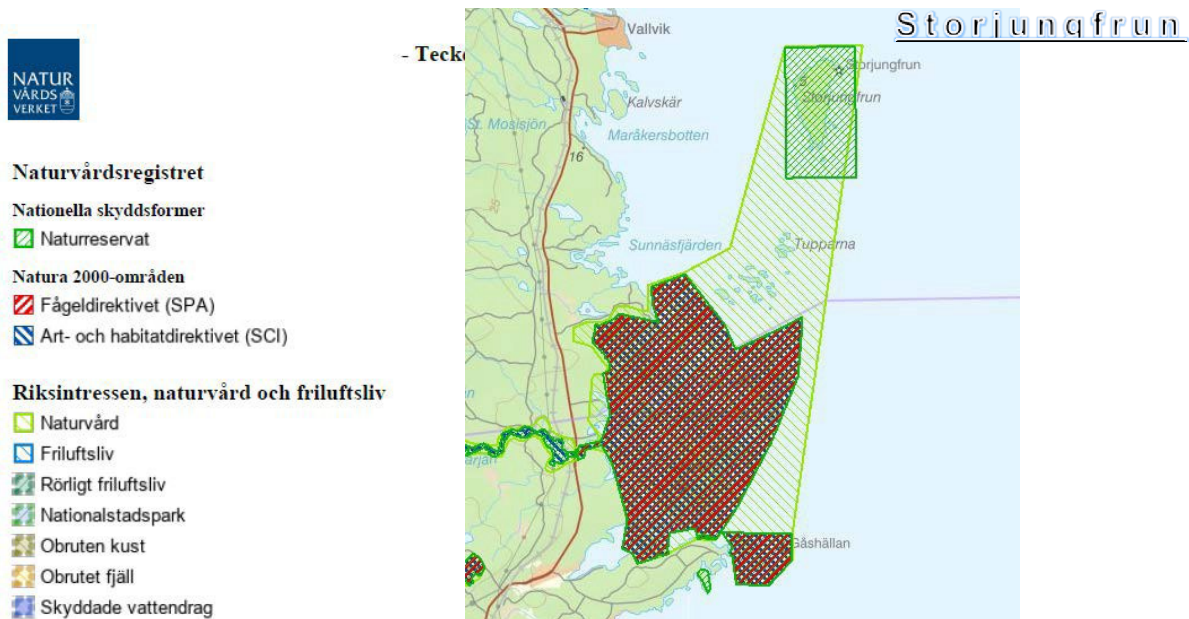
### Lokaliseringsregler enligt miljölagen

- 1) En havsbaserad vindkraftspark bör etableras där den ur miljösynpunkt ger minsta intrång och olägenhet. En ansökan om tillstånd som inte innehåller en MKB där alternativa platser redovisas ska inte accepteras av prövningsmyndigheten (6 kap. 1 och 7 § MB samt 19 kap. 5 § MB).
- 2) En verksamhet som tar mark- eller vattenområde i anspråk ska lokaliseras till en plats som är lämplig med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa och miljön (2 kap. 6 § MB).
- 3) Hushållningsbestämmelser med mark och vatten föreskriver att stora områden som är opåverkade eller nästintill opåverkade av exploatering eller andra ingrepp i miljön så långt som möjligt ska skyddas mot åtgärder som kan skada områdets karaktär. Områden som är särskilt känsliga från ekologisk synpunkt ska skyddas mot åtgärder som kan skada naturmiljön (3 kap. 1–3 § MB).

Naturvårdsverket (NVV) beskriver på ett bra sätt hur lokaliseringsreglerna ska tillämpas:

- **NVV skrev i aktbilaga 312 i mål M 3133-20 (UP 2):** "Det pågår för närvarande planering och prövning av ett flertal vindkraftsparker i det aktuella området. En tillståndsansökan för projektet Gretas Klacker 2, gavs in till mark- och miljödomstolen i slutet av 2020. Tillståndsansökan har också getts in för Storgrundet som projekteras på samma yta som den södra delen av ansökansområdet för Utposten 2. Naturvårdsverket anser därför att det behöver göras en helhetsbedömning av vindkraftsetableringarna i området för att klargöra var dessa är bäst lämpade".
- **NVV skrev i aktbilaga 129 i mål M 3133-20 (UP 2):** "En annan del av den tekniska utvecklingen är att vindkraftsverk kan byggas på allt större vattendjup, samt även flytande anläggningar, vilket bland annat gör det möjligt att bygga långt ut till havs där störningseffekter i flera avseenden generellt är betydligt mindre. Naturvårdsverket anser att dessa aspekter behöver beaktas vid bedömningen av vad som är bästa möjliga lokalisering"
- **NVV skrev i aktbilaga 129 M 3133-20 (UP 2):** "Axmar utgör det största sammanhängande skärgårdsområdet i södra Bottenhavskusten. Orördheten är ett av värdena som särskilt pekats ut som grund för riksintresse för naturvården enligt 3 kap 6 § miljöbalken. Områden med låg mänsklig påverkan är särskilt viktiga att värna idag eftersom de blir alltmer ovanliga i ett modernt samhälle. Naturvårdsverket anser att vindkraftsetableringen riskerar att medföra en påtaglig skada på riksintresset."

Några exempel på skyddsvärda områden som berörs av vindpark UP 2 är naturreservatet Storsjön, Axmars naturreservat, Lilljön, naturreservat Stenöarna, Natura 2000-området Axmar-Gåsholma. Detta beskrivs av en kartbild 2021-10-10 enligt <http://skyddadnatur.naturvardsverket>:



VJ anser att MMD ska avvisa eller avslå ansökan på grund av:

- Ansökan gör bristfällig helhetsbedömning och bagatelliserar lokaliseringalternativ längre ut från kust på tvetydiga grunder.
- Avsaknad av en helhetsbedömning i ansökan strider mot 6 kap. 1 och 7 § MB samt 19 kap. 5 § MB.
- Föreslagen lokalisering för UP 2 är olämplig med hänsyn till flera naturvårdsparker, friluftsliv, Natura 2000-områden, riksintresse för naturvård och kulturmiljövård.

### 3. Angående kunskapskrav och ägarförhållanden

Är samarbetspartnern Iberdrola fortfarande aktuell i vindkraftsprojektet UP 2?

Svea Vind skriver enligt Bolagsverket i årsredovisningen för 2024 daterad 2025-06-11: "Som ett led i den omstruktureringen omorganiserar bolaget och sju medarbetare slutar kvartal 1 2025. Bolagets finansiering sker genom planerade återkommande tillskott där förra året saknade inkommande medel. Omsättningen har därmed minskat till noll kronor år 2024 vilket medfört ett väsentligt försämrat resultat år 2024."

VJ anser att årsredovisningen för Svea Vind indikerar osäkerhet ifall det ekonomiska stödet som bolaget erhållit tidigare år fortfarande aktuellt.

Har samarbetet med Iberdrola upphört så att det ekonomiska stödet som bolaget erhållit tidigare år har upphört?



Samarbetet med Iberdrola är kunskapsmässigt mycket avgörande för att kunna genomföra UP 2.

Investeringskostnad för UP2 är bedömd vara 15-20 miljarder kr<sup>3</sup> och VJ anser att medverkan från Iberdrola är en förutsättning för genomförande av projektet.

#### VJ föreslår:

- att MMD begär av UP 2 ett klarläggande angående samarbetet med Iberdrola.
- Ifall samarbetet med Iberdrola inte är aktuellt längre ska ansökan korrigeras innan den slutgiltigt behandlas av MMD.

## 4. Angående ekonomiskt säkerhetsbelopp för framtida nedmonteringskostnader

UP 2 föreslår i aktbilaga 166 sid 3 punkt 10: "Bolaget ska ställa ekonomisk säkerhet för återställningsåtgärder om totalt 8,2 miljoner kronor per uppfört vindkraftverk."

UP 2 lovade i aktbilaga 8: "Syftet med den ekonomiska säkerheten är att säkerställa att samhället inte ska behöva bekosta en nedmontering av anläggningen."

### Hur stora är nedmonteringskostnaderna i andra liknande projekt som UP2?

Högst aktuellt projekt som är till ca 80 % färdigbyggs idag är projekt **Revolution Wind** och som är **samägt av Ørsted och Skyborn**.

Projektet ligger ca 22 km från land vid New Yorks kust och består av 65 st 11 MW Siemens vindkraftsturbiner och har installerad effekt på 704 MW.

Av bifogat brev i Bilaga 1 från Revolution Wind genom Ørsted till amerikanska Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) framgår: *"The estimated decommissioning cost is \$325 million for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee,"*

Av bifogat digitalt underskrivet brev i Bilaga 2 från BOEM till Revolution Wind framgår: *"In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of \$325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning"*

Av bifogad Bilaga 3 framgår att nedmonteringskostnader på totalt \$325 million ifrågasätts. Den verkliga kostnaden kan vara det dubbla, det vill säga \$650 million: *"According to Save LBI estimates, the latter decommissioning effort could cost twice as much as the \$325.4 million BOEM assigned to Revolution Wind."*

**Nedmonteringskostnader i vindkraftsprojektet Revolution Wind på totalt USD 325 miljoner motsvarar ca 3 080 Mkr dvs ca 48 Mkr per vindkraftverk. Det vill säga ca 6 gånger högre kostnad än vad UP 2 har uppskattat nedmonteringskostnaden till.**

**UP 2 redovisar nedmonteringskostnad motsvarande 8,2 Mkr per vindkraftverk för mycket mindre vindkraftverk. Siffran som UP 2 redovisar verkar vara orealistiskt låg.**

I materialet hänvisas till Iberdrola utan att bilägga några bevis att Iberdrola verkligen har bistått med data från andra aktuella projekt som Iberdrola är involverad i.

<sup>3</sup> Källor: Windeurope.org Offshore Wind Trends and Statistics 2020- Genomsnitt kostnad/GW = SEK 34 miljarder – grov uppskattning motsvarande ca 17 miljarder kronor för 0,5GW (obs: harmonisering av rapportering av anslutningskostnader saknas); 4 tillståndsgivna kustnära parker (Frankrike, ca 500MW st) Saint Brieuc, Fécamp, Ile d'Yeu/Noirmoutiers och Dieppe har investeringsbudgetar på ca 2-2,5 miljarder euros (ca SEK 20-25 miljarder kronor)

**Det är fortfarande mycket oklart:**

- hur UP 2 ska kunna göra nedmontering av vindkraftsparken för en kostnad som är endast en bråkdel av vad som rapporteras internationellt.
- hur löftet som UP 2 gett i aktbilaga 8: "Syftet med den ekonomiska säkerheten är att säkerställa att samhället inte ska behöva bekosta en nedmontering av anläggningen." ska uppfyllas.

**5. Angående ekonomisk säkerhet etappvis**

UP 2 skriver i aktbilaga 166 sid 3 punkt 10 förslaget: *Säkerheten ska byggas upp under en tjugoårsperiod och årligen under vindkraftsverkens livslängd indexuppräknas efter konsumentprisindex, där året för driftstart utgör bas. Den första avsättningen ska ske med en garanti om tio miljoner kronor och överlämnas till Länsstyrelsen Gävleborg i samband med att Vindpark Utposten 2 tas i drift."*

Förslaget riskerar att strida mot miljöbalken, exempelvis domen MÖD (2015-12-08 M 6960-14) och att underskatta miljörisker som finns redan från det att vindkraftsanläggningen börjar byggas.

Enligt MB 16 kap. 3 § skall ekonomisk säkerhet inte bara täcka framtida nedmonteringskostnader utan kostnader för eventuella miljökador som entreprenören inte vill ta på sig.

"Ekonomisk säkerhet skall ställas i sin helhet innan verken uppförs".

**VJ anser att:**

- Erfarenhet från andra vindkraftsprojekt visar att miljöincidenter kan inträffa redan i tidigt skede med potential för allvarliga konsekvenser för både miljön, lokalboende och verksamhetsutövaren.
- Försiktighetsprincipen bör råda eftersom miljöincidenter kan bli mycket kostsamma.
- **Ekonomisk säkerhet skall därför ställas i sin helhet innan tillståndet tas i anspråk i enlighet med exempelvis dom MÖD 2015-12-08 M 6960-14.**

**6. Angående buller och infraljud från vindkraftspark UP 2**

UP 2 skriver i aktbilaga 156 sid 36: *"Begränsningsvärde om 35 dB(A) för ljud och lågfrekvent inomhus kommer att innehållas med god marginal "*

**Vilka underlag har UP 2 redovisat i sin ansökan?**

Alla bullerberäkningar för UP 2 är baserade enligt aktbilaga 32 och 44 för Vestas 15 MW stora vindkraftsverk " *Information om ljudeffektnivå och frekvensspektrum i 1/3-oktavband har tagits från dokument 0105-2594\_00, V236-15 MW Third octave noise emission daterat 2021-04-14, erhållet av beställaren."*

*"Informationen är sekretessbelagd av Vestas och frekvensdata får därvid ej redovisas."*

*"Dessa ljuddata garanteras inte av Akustikkonsulten i Sverige AB. "*

Av underlaget i ansökan och aktbilaga 32 och 44 framgår inte ifall den bedömda ljudeffektsnivån av Vestas är teoretiskt bedömd, simuleringsresultat eller finns det några aktuella mätningar som visar på den aktuella bullernivån.

Aktuella mätningar borde verifierats med mätprotokoll av en opartisk part. Det är även oklart under vilka förutsättningar bullernivån gäller.

När informationen är hemligt så är det inte heller möjligt för en tredje part att bedöma ifall korrekt basdata använts.

## Vad säger svensk lagstiftning?

Enligt MB kap 2 hänsynsregler:

*"Alla som bedriver eller avser att bedriva en verksamhet eller vidta en åtgärd **skall skaffa sig den kunskap som behövs** med hänsyn till verksamhetens eller åtgärdens art och omfattning för att skydda människors hälsa och miljön mot skada eller olägenhet". (MB 2 kap. 2 §).*

*"Alla som bedriver eller avser att bedriva en verksamhet eller vidta en åtgärd skall utföra de skyddsåtgärder, iaktta de begränsningar och vidta de försiktighetsmått i övrigt som behövs för att förebygga, hindra eller motverka att **verksamheten eller åtgärden medför skada eller olägenhet för människors hälsa eller miljön**." (MB 2 kap. 3 §).*

## Underlaget för de slutsatser som UP 2 redovisar är mycket bristfälliga.

Professor Ken Mattson vid Uppsala universitet har gjort ett stort antal buller och infraljudmätningar vid olika vindkraftparker. Den bifogade rapporten<sup>4</sup> i bilaga 3 daterad 2025-08-25 "Bulleranalys Nora-Lindesberg" visar vikten av att data redovisas på ett korrekt sätt.

### VJ anser att:

- Underlaget för de slutsatser som UP 2 redovisar är mycket bristfälliga.
- MMD ska begära att UP 2 redovisar det underlag som har använts för beräkning av buller och infraljud från det föreslagna vindkraftverket UP 2.

## 7. Visuell påverkan

**Den visuella påverkan av vindpark UP 2 sammanfattas av den sökande enligt aktbilaga 5(MKB) sidan 320:** "Beroende på om vindkraftsparken syns eller inte samt vilket avstånd från vindkraftsparken som man befinner sig på varierar graden av påverkan från **försumbart till medel**".

**Den sökandes åsikt framgår tydligt av orden på sidan 321 i aktbilaga 5(MKB):** "Bolaget anser dock att en medelstor påverkan på vissa platser i landskapet är acceptabel då det är viktigt med mer ny förnybar energi".

KT/HT anser att det finns andra mer lämpliga lokaliseringar att producera förnybar energi än UP 2.

Tacksamt nog **redogör Vattenfall klart och tydligt**<sup>5</sup> för den visuella påverkan som en vindpark innebär:

"Vid vistelse till havs krävs ett avstånd på ca 65 km för att de 280 meter höga verken ska försvinna helt under horisonten på grund av jordens krökning. Vid klart väder innebär detta att de övre delarna av verken är skönjbara från större delen av den skånska sydkusten". (Kriegers Flak MKB Kap 9 sida 132; 2018).

<sup>4</sup> Professor Ken Mattsson Uppsala universitet "Bulleranalys Nora-Lindesberg" 25 augusti 2025

<sup>5</sup> <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/kriegers-flak/ansokan-om-andringstillstand>

Den sökande för UP 2 använder en "egen" kategorisering av **VISUELL PÅVERKAN** som skiljer sig markant från den kategorisering som används av Vattenfall, internationella företag som Engie, EDPR och Iberdrola.

| Park                                  | Närmaste avstånd & höjd | Kategorisering Visuell påverkan | Kommentar i jämförelse med Utposten 2                                      |
|---------------------------------------|-------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| UP 2                                  | 11-22 km, 350 m         | Försumbar/Låg/Medel             |                                                                            |
| Ile d'Yeu (Fr)                        | 15 km, 202 m            | HÖG (högsta nivå)               | Liknande (närmaste) avstånd som Utposten 2, 40% mindre verk                |
| Saint Briec (Fr) ( <b>Iberdrola</b> ) | 16 km, 207 m            | HÖG (högsta nivå)               | Liknande (närmaste) avstånd som Utposten 2, 40% mindre verk                |
| Kriegers Flak (Vattenfall)            | 30 km, 280 m            | MEDIUM                          | Dubbla (närmaste) avstånd, 20% mindre verk                                 |
| Vattenfall (metodologi)               | <25 km, 280 m           | HÖG (högsta nivå)               | Under Vattenfalls metodologi är visuell påverkan för Utposten 2 <b>HÖG</b> |

Iberdrolas vindkraftsprojekt i Saint-Brieuc bukten, Frankrike har ca 500 MW effekt och endast **207 meter** höga vindkraftverk. Avstånd från närmaste fastland är 16 km, 33 km till Saint Briec. Den 4 maj 2016 fastslog **Franska miljöverket** att en sådan etablering 16-33 km från Saint Briec kommer att ha en "**omfattande visuell påverkan både vid dag och natt**"<sup>12</sup>.

För mer information se Aktbilaga 125 BILAGA 2 (sektion 2.3 exempel 3).

Storgrundet AB definierat visuell synbarhet i sin ansökan M 1569-21:

- "För en betraktare inom 1-10 km kommer vindkraftsanläggningen att utgöra ett mycket påtagligt inslag som dominerar landskapet. Från den närliggande småskaliga miljön på ön Störjungfrun blir därför konsekvenserna stor. Även från andra känsliga områden inom närzonen blir konsekvensen stor."
- "För en betraktare på längre avstånd, 10-30 km, blir vindkraftverken inte lika dominerande. Även här kan de dock utgöra ett påtagligt inslag i skärgårdslandskapet, vilket medför en måttlig till stor konsekvens."

Storgrundets vindkraftverk är 290 meter höga i jämförelse med i projekt UP 2 som är 350 meter. Det är uppseendeväckande att UP 2 försöker definiera visuell synbarhet på ett helt annat sätt än Storgrundet AB, Vattenfall, SMHI med flera

UP 2 kommer ha en mycket påtaglig påverkan på de skyddsvärda områdena: naturreservatet Störjungfrun, Axmars naturreservat, Lilljungfrun, naturreservat Stenöörn, Natura 2000-området Axmar-Gåsholma.

Den sökandes förslag på lokalisering av UP 2 bör avslås av MMD p.g.a. visuell påverkan framgår tydligt i domarna såsom till exempel MÖD 2014-01-24; M 9650-12 och MÖD 2017-05-08; M5329-16.

<sup>12</sup> Källa: Avis délibéré de l'Autorité Environnementale sur le projet de parc éolien en mer au large de Saint-Brieuc et son raccordement: "Ce projet constitué d'éléments de dimensions monumentales avec mouvements mécaniques et signalements lumineux, modifiera profondément la perception de la baie de Saint-Brieuc de jour comme de nuit, d'autant plus qu'il s'agit d'objets animés et clignotant en rouge la nuit (ce que les photomontages ne traduisent pas), ce qui attire le regard (c'est une caractéristique de la vision latérale)".

[http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/160504\\_-\\_Parc\\_eolien\\_offshore\\_de\\_Saint-Brieuc\\_22\\_-\\_delibere\\_cle011d88.pdf](http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/160504_-_Parc_eolien_offshore_de_Saint-Brieuc_22_-_delibere_cle011d88.pdf) sida 27

**VJ anser att:**

- Den sökande för UP 2 försöker göra en egen definition av visuell påverkan som inte är i enlighet med svensk och internationell praxis. Någon anledning till detta ges inte.
- **Samarbetspartner Iberdrola har inte bidragit med kompetens och erfarenhet i frågan.**
- UP 2 kommer ha en mycket påtaglig påverkan på de skyddsvärda områdena: naturreservatet Storkungfrun, Axmars naturreservat Axmar, Lilljungfrun, naturreservatet Stenöarna, Natura 2000-området Axmar-Gåsholma.
- **MMD bör avvisa eller avslå ansökan p.g.a. en mycket påtaglig visuell påverkan på riksintresseområden för naturvård och kulturmiljövård och p.g.a. bristande analys av visuell påverkan.**

**8. BAT och försiktighetsprincipen*****Ägarna till UP 2 AB och GK 2 AB skriver sid 31 aktbilaga 124 M 3596-20(GK 2):***

*"Det är upp till verksamhetsutövaren att avgöra vilken typ av vindkraftverk som slutligen väljs och att visa att exempelvis föreskrivna begränsningsvärden i villkor innehålls genom att till tillsynsmyndigheten på förhand lämna in en ljudberäkning inför byggnation. Bolaget har föreslagit ett sådant villkor. Bolaget kommer således ge in ljudberäkningar utifrån valt verk till tillsynsmyndighet för godkännande och innan etablering".*

Att tillämpa föreslagen "prövotid" i samråd med Länsstyrelsen i Gävleborg är riskfyllt i ett 15-20 miljardersprojekt och fråntar alla andra intressenters möjlighet att bedöma den teknik som den sökande för UP 2 väljer.

***Dilemmat med icke-befintlig, icke-kommersialiserad teknik***

Ansökan föreslår en typ och storlek på vindkraftverk som inte är kommersialiserad. Ansökan indikerar preferens, dock inte definitivt val av fundament. Nedmonteringsåtgärder är likväl vaga.

Vid en viss punkt kolliderar förklarliga krav på flexibilitet och bruk av BAT med allmänhetens, experters och beslutfattarnas förmåga att ta ställning till projektet: förenklat är det svårt att "ta ställning till något som inte finns".

Det följer att varken MMD, experter eller allmänhet kan anses förstå idag konsekvenserna av ett senare val av turbiner eller fundament. För att komma runt problemet tvingas tillståndsprövningen styras av ett fåtal grundläggande parametrar som tex gräns på totalhöjd, max genomsnittlig bullergräns mm.

Dessa parametrar reducerar komplexiteten i projektet. Samtidigt finns det risk att de felaktigt speglar konsekvenserna för människor och miljö. Definition av bullergräns är ett sådant problem.

**VJ har följande fråga till MMD:**

Hur säkerställer MMD att ingen större avvikelse mot MKB:s slutsatser inträffar vid senare val av teknik (dvs efter att tillstånd redan har erhållits)?

**VJ anser att:**

- MMD bör avvisa eller avslå ansökan p.g.a. att vald teknik inte finns installerad och kunskap saknas på den miljöpåverkan dessa gör.

**9. Elnät****Höga naturvärden i området för vindkraftpark UP 2**

VJ vill påpeka att "Havsplanen" blev fastställd av Regeringen 2022-02-10. Av den framgår att Utposten 2 är klassat Efn (n = Höga naturvärden - Revmiljö, fisklek och däggdjursområde).

VJ vill även lyfta fram Naturvårdverkets synpunkter framförda i Aktbilaga 129 i mål M 3133-20(UP2): *"Det är Naturvårdsverkets bedömning att den påverkan Utposten 2 riskerar att få på riksintresseområden, skyddade områden, landskapsbilden och friluftslivet längs den aktuella kuststräckan gör lokaliseringen olämplig enligt 2 kap 6 § miljöbalken."*

*"Naturvårdsverket anser att vindkraftsetableringen riskerar att medföra en påtaglig skada på riksintresset"*

*"Naturvårdsverkets bedömning är att Utposten 2 kommer att påverka riksintressen och skyddade områden längs kusten som är av mycket stor betydelse både regionalt och nationellt. Närmast ligger riksintresse för naturvård omfattande naturreservatet och Natura 2000-området Axmar-Gåsholma (SE0630166) ca 8 km väster om Utposten 2. Området är södra Bottenhavskusten största sammanhängande skärgårdsområde omfattande ca 5500 hektar"*

**Övergripande synpunkter avseende de föreslagna kabeldragningarna.**

VJ anser att MKB behöver vara mycket mer omfattande än vad som presenterats när det gäller:

- anslutningsledningar mellan vindparksanläggningen och landanslutningar.
- internt mellan vindkraftsturbinerna.

Till exempel kabeldragningsstråken G och H kan komma att gå igenom ett område som enligt Helsingforskommissionen (*Helcom*) är *marine 6(10).protected area (MPA)*. Området inkluderar området Axmar vid Tupparna och Kalvhararna.

Ett begränsat antal sedimentundersökningar har gjorts. Av de områden som inte undersökts är bland annat område H, kabel via Fårskärsviken.

Fårskärsviken som har föreslagits som landanslutningspunkt för kabelkorridor H används idag för bad, båtliv och fiske. Den har även mycket rikt fågelliv.

Såsom VJ uppfattat föreslår både Storgrundet AB och den sökande för UP 2, i ett av förslagsalternativen, kabeldragning via område G och H.

**I aktbilaga 48 (Bilagor Samrådsredogörelse) kan läsas synpunkter från Skyborn Renewables angående UP 2 (nedan kallad UT2):**

*"Skyborn har nyttjanderätt, miljötillstånd och linjekoncession för dragning till den anslutningspunkt på land som UT2 refererar till som kabelkorridor "H". Därtill korsar UT2:s kabelkorridor "G" Skyborns tillståndsgivna dragning. Skyborn ser både formella och tekniska hinder för anläggande av anslutningskablar i närheten av eller på samma sträcka. Detta inkluderar bland annat säkerhetsavstånd mellan kablarna samt anläggning och underhåll av kabel över eller i närhet av befintlig kabel. Därtill uppstår platsbrist vid landtagning vilket också måste utredas."*

Vad VJ uppfattar från materialet till MMD har ovanstående oklarheter inte utretts ännu fullt ut. Det är även oklart vilka kumulativa effekter de konkurrerande kabeldragningarna kan ha för miljön.

I ansökan har förslag på tillkommande kabeldragning sedan föregående ansökan gjorts till Ljusneområdet i form av kabelkorridorer E, F, F1 och F2.

Dessa förslag till kabelkorridorer är mycket olämpliga med hänsyn till det mycket rika fiskbeståndet inom områdena och även hänsyn till den återkommande laxvandringen till Ljusnan.

Dessutom är kablar föreslagna att placeras där laxfiske sker idag med laxfällor.

Kablarna är föreslagna att placeras i farleden till fiskehamnen och går i land direkt in i kajen för fiskande fartyg.

I aktbilaga 5(MKB) saknas en mer grundlig analys av den påverkan som eventuella kablar kommer ha på fiskebeståndet. I materialet saknas även förslag på åtgärder som är tilltänkta för att minimera den påverkan som kommer att vara aktuell.

Även kabelkorridor J till GK 1 har tillkommit. Viktigt att den eventuella ansökan och MKB beskriver alternativet med kabelkorridor från GK 1 via J. Strömmängden kommer att påverka i allra högsta grad till exempel magnetfält runt kablarna.

### **Kartläggning och riskklassning av fiberbankar Norrsundet, Ljusne och Vallvik.**

VJ saknar en grundligare riskanalys i den redovisade MKB när det gäller fiberbankar där kablar installeras. Detta gäller framför allt kabelkorridorer som berör Norrsundet, Ljusne och Vallvik. Riskerna har beskrivits på ett bra sätt i SGU-rapport<sup>6</sup>: 2016:21 SGU-rapport: 2016:21 enligt nedan:

#### *"Norrsundet*

*Inom Norrsundets fabriksområde har det funnits två större skogsindustriverksamheter: ett sågverk och ett sulfatmassabruk. I samband med dessa har det också förekommit hantering av oljeprodukter och av PCB-innehållande transformatorer.*

*Fiberrika sediment: Vid Norrsundet har fiberrika sediment påträffats nordost om industriområdet. De fyller alla svackor i det blockrika moränområdet och har en mosaikartad utbredning med en sammanlagd yta på 520 000 m<sup>2</sup>.*

*Vid tillfällen med kraftig vågverkan är det troligt att sedimentet förflyttar sig från och mellan svackorna. Fibrer har påträffats i de allra översta och därmed yngsta centimetrarna av en recent gyttejlera provtagen cirka tre kilometer nordost om Norrsundet.*

*Föroreningsnivåerna i Norrsundet är över lag mycket höga, och jämfört med andra områden undersökta inom projektet är koncentrationerna förhöjda av ett flertal organiska ämnesgrupper, däribland PCDD/F, HCB, PAH11 och DDT, och metaller, däribland krom, kadmium och metylkvicksilver.*

#### *Ljusne och Vallvik*

*I området kring Ljusnefjärden har flera olika skogsindustrirelaterade verksamheter varit lokaliserade, däribland massafabriken Vallviks bruk med pågående verksamhet, boardfabriken Ljusne board, och sågverken i Ala (pågående) och Ljusne. Fjärden kan även påverkas av verksamheter uppströms i Ljusnans avrinningsområde, till exempel Marmaverken och Bergvik.*

<sup>6</sup> Kartläggning och riskklassning av fiberbankar i Norrland Johan Norrlin, Sarah Josefsson, Olof Larsson, Lijana Gottby SGU-rapport: 2016:21, Diarie-nr: 316-1666-2014 <http://resource.sgu.se/produkter/sgurapp/s1621-rapport.pdf>

*Fiberbankar: I östra delen av deltat utanför Ljusnans mynning finns en stor fiberbank. Öster om fyren Storstensharett finns en mindre fiberbank. Däremellan finns fiber i sediment.*

*Föroreningsnivåerna av organiska ämnen är i regel höga till mycket höga medan nivåerna av metaller är lägre. Jämfört med andra områden som undersökts är det främst PCDD/F, DDT och PCB7 som är förhöjda i Ljusnefjärden.”*

**VJ anser att den sökande har gjort en bristfällig MKB:**

- För kabeldragning internt mellan vindkraftsturbinerna
- mellan vindpark och landanslutningspunkter
- när det gäller analys av kumulativa effekter vid kabeldragning via område H (Fårskärsviken) och G.

Med vänlig hälsning

Vision Jungfrukusten Ideell Förening/genom

*Bengt Lilja*

Bengt Lilja-Ordförande

*Hannu Thomasfolk*

Hannu Thomasfolk-Styrelseledamot

Kontaktuppgifter:

Vision Jungfrukusten Ideell Förening

Organisationsnummer: 802530-6005

E-post: [info@visionjungfrukusten.se](mailto:info@visionjungfrukusten.se) Hemsida: [www.visionjungfrukusten.se](http://www.visionjungfrukusten.se)

## **Bilagor**

**Bilaga 1** Kopia av brev angående nedmonteringskostnader från Revolution Wind genom Ørsted till BOEM

**Bilaga 2** Kopia av brev angående nedmonteringskostnader från Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) till Revolution Wind

**Bilaga 3** Save LBI Calls for Accountability on Offshore Wind Decommissioning and Urges U.S. Dept. of Interior to Reverse Previously Approved Deferrals

**Bilaga 4** Professor Ken Mattsson Uppsala universitet "Bulleranalys Nora-Lindesberg" 25 augusti 2025



## **Bilaga 1**

Bifogat kopia av underskriven brev

**Till:** Karen J. Baker, Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)

**Från:** Peter Allen, Revolution Wind

**I brevet har Peter Allen bifogat ett memorandum där det nämns sid 2:**

*" The estimated decommissioning cost is \$325 million for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee,"*

Revolution Wind LLC  
c/o Orsted Wind Power North America LLC

[www.orsted.com](http://www.orsted.com)

November 1, 2023

**VIA EMAIL to:** [REDACTED] (ORIGINAL BY FEDEX)

Karen J. Baker  
Chief, Office of Renewable Energy Programs  
Bureau of Ocean Energy Management

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

**Subject: Revolution Wind, LLC Regulatory Departure Request Regarding  
Decommissioning Financial Assurance**

Dear Chief Baker:

Pursuant to Section 8(p) of the Outer Continental Shelf Lands Act ("OCSLA"), 43 U.S.C. § 1337(p), and the U.S. Bureau of Ocean Energy Management's ("BOEM") OCSLA implementing regulations at 30 C.F.R. § 585.103, Revolution Wind, LLC ("REV") requests a departure modifying BOEM's timing requirements for providing a decommissioning bond or other financial assurance. (For the avoidance of doubt, at this time REV is not seeking a regulatory departure pursuant to 30 C.F.R. § 585.904 from any of BOEM's substantive decommissioning requirements.)

30 C.F.R. § 585.516(a) states: "Before BOEM will ... [a]llow you to install facilities approved in your COP," "[y]ou must provide ... [a] decommissioning bond or other financial assurance, in an amount determined by BOEM based on anticipated decommissioning costs." The regulation further states that, with respect to decommissioning, "BOEM must approve the schedule for providing the appropriate financial assurance coverage." REV requests a regulatory departure that would allow it to defer providing the full amount of its decommissioning financial assurance until eighteen years after the date on which REV begins commercial operations as defined in 585 C.F.R. § 585.113.<sup>1</sup>

A departure from the regulatory requirement to provide decommissioning financial assurance prior to construction is appropriate because it is "necessary to ... [f]acilitate the appropriate activities on [REV's] lease," 30 C.F.R. § 585.103(a). Specifically, REV would be required to provide the full amount of its

---

<sup>1</sup> REV notes that the current Notice of Proposed Rulemaking issued in connection with BOEM's Renewable Energy Modernization Rule in Docket No. BOEM-2023-0005 (88 Fed. Reg. 5,968 (January 30, 2023)) contemplates a modification to the timing of the provision of financial assurance to support decommissioning. The proposed rule recognizes that the nature of renewable energy projects supports a funding schedule that ensures full funding by the time of decommissioning of the renewable energy generation facility. REV's proposal of funding set forth herein would ensure full funding well in advance of the time of decommissioning, while also requiring REV to fund such financial assurance two years prior to the expiration of the period in which it is entitled to receive payments under its power purchase agreements ("PPAs").

decommissioning financial assurance prior to installing facilities<sup>2</sup> on the OCS, and therefore prior to receiving any revenue under its PPAs. This would place an unnecessary and unreasonable financial burden on REV.

REV expects that it could operate its offshore wind project for approximately 35 years. While the certified design life of the turbines to be used at the offshore wind project is 25 years, REV's global experience (and that of its parent, Ørsted A/S ("Ørsted"), the global leader in offshore wind energy) in overseeing operations and maintenance has enabled REV to assess that a 35-year asset lifetime is compatible with a certified WTG lifetime of 25 years, through an increase in maintenance activities and operational adjustments. Moreover, Ørsted insures all its offshore wind projects during the construction and operations phases, thereby protecting against the possibility that the assets would need to be prematurely decommissioned.

In contrast to BOEM's experience with oil and gas operations, the wind resource is renewable (rather than finite), and REV's revenue stream from production is secured by the fixed prices that it is entitled to receive pursuant to its PPAs during the twenty-year period from its commercial operation date. Importantly, offshore wind projects are very capital intensive upfront, however, once constructed, operational costs are comparatively low, and it is profitable to continue operations of the offshore wind project for decades. Thus, even after the conclusion of the PPA period, the offshore wind project will still be able to generate revenue from the sale of its output in the wholesale energy markets.

Furthermore, approval of this regulatory departure request would satisfy the four requirements set forth at 30 C.F.R. § 585.103(b). Specifically:

1. The departure would be consistent with Section 8(p) of OCSLA, under which REV's Outer Continental Shelf lease was issued, because it would facilitate the production of offshore wind energy;
2. The departure would "protect the environment and the public health and safety to the same degree as if there was no approved departure from the regulations" because REV will nevertheless provide financial assurance many years before the eventual decommissioning of its project;
3. The departure would not impair the rights of third parties, because it would not change REV's obligation to undertake decommissioning activities at the end of its lease term; and
4. the request for a departure is documented in writing through submission of this letter.

---

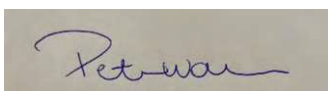
<sup>2</sup> REV notes that 30 C.F.R. § 585.516(a)(4) only refers to providing decommissioning financial assurance "[b]efore BOEM will ... [a]llow you to install facilities approved in your COP" (emphasis added). Regardless of whether this regulatory departure request is approved, REV is under no obligation to provide decommissioning financial assurance prior to undertaking construction-phase activities on the OCS other than installation of facilities, for example seabed-preparation activities.

On October 6, 2023 REV and the State of Rhode Island Coastal Resources Management Council executed the "Commercial Lease of Submerged Lands for Renewable Energy Development" under which the parties agreed to defer providing decommissioning financial assurance until eighteen years after the date on which REV begins commercial operations.

REV appreciates your consideration of this request for a regulatory departure that will further the continued development of the REV offshore wind project. Please do not hesitate to contact Bryan Stockton [REDACTED] if you have any questions or concerns.

Sincerely,

Revolution Wind, LLC,  
by its agent,  
Orsted Wind Power North America LLC



Peter Allen  
Region Americas CFO  
Authorized Person

cc: [REDACTED]  
[REDACTED]

# Memorandum

To: Program Manager  
Office of Renewable Energy Programs

From: Travis Tempel  
Program Analyst, Risk Management Policy Group

Subject: Evaluation of Revolution Wind, LLC Request for a Departure from 30 C.F.R. §585.516(a)(4)

Revolution Wind, LLC (Revolution or Lessee) has requested a departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), which requires decommissioning financial assurance prior to facility installation(s) on the lease. Revolution Wind, LLC requested permission to postpone providing decommissioning financial assurance until Year 15 after beginning commercial operations. This memo contains the Risk Management Policy Group (Risk Management) recommendation on this departure request.

## I. BACKGROUND

In support of its departure request, Revolution has identified several risk-reduction factors including insurance policies during construction and operation periods, several 20-year Power Purchase Agreements (PPA) with guaranteed electricity sales prices, and the lessee's commitment to provide full financial assurance 15 years after beginning commercial operations, several years ahead of the PPA expiration dates. Risk Management acknowledges the risk-reduction potential associated with these factors and requested the following information from Revolution: (1) the terms of its PPAs and (2) the estimated net project revenue and operational expenses for the length of the PPAs. The Lessee provided this information to Risk Management.

## II. ANALYSIS

BOEM's regulation, 30 C.F.R. § 585.103, authorizes BOEM to approve a departure from the regulations when such a departure is necessary to, among other things, "[f]acilitate the appropriate activities on a lease or grant under this part." Departures must be consistent with the Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), not impair third parties' rights, be in writing, and protect the environment and public to the same degree as if no departure had been granted. *See* § 585.103(b). The latter language is consistent with § 585.526(a), which allows a lessee to use a type of financial assurance other than a surety bond if it protects BOEM to the same extent as a surety bond. BOEM, therefore, must determine whether granting the departure will meet the standards set forth in § 585.103(a) and (b), and Risk Management was specifically asked to determine if granting the departure would meet the § 585.103(b)(2) requirement to protect the environment and the public to the same degree as if the departure had not been granted.

To make this determination, Risk Management first determined the potential level of risk to the government which could result from granting the departure. To do so, Risk Management

calculated the net present value (NPV) of Revolution's offshore project, using the estimated PPA revenue and estimated costs associated with electricity production. The NPV is a proxy for the overall value of a project at a given point in time. Risk Management believes that, if the current lessee defaults on its obligations, a project with a high enough NPV would likely be purchased by another entity or operated by the entity that provided the financing. This likelihood reduces the risk that decommissioning costs would be borne by the government, and consequently reduces the need for financial assurance.

Next, Risk Management compared the project's NPV to the estimated cost of decommissioning the project. The NPV-to-decommissioning ratio represents the estimated value of the project as a multiple of its decommissioning cost. An NPV-to-decommissioning ratio of one-to-one would mean the estimated value of the project is equal to the cost of its decommissioning. BOEM does not expect another entity to purchase a project with a ratio of one-to-one because the purchasing entity would not receive any return on its investment once it pays for the cost of decommissioning.

A ratio below three-to-one might be considered adequate to compensate a new entity for the cost of purchasing the lease and assuming liability for the existing decommissioning obligations. Based on its experience with offshore oil and gas leases, however, BOEM considers that a lease with a ratio below three-to-one is often too risky to find a new lessee that is willing to purchase the lease. BOEM believes that a ratio equal to, or exceeding, three-to-one is likely to provide enough value above the decommissioning cost that a new entity would purchase the lease if the current lessee defaulted.

The estimated decommissioning cost is \$325 million<sup>1</sup> for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee, Risk Management estimates the project should have an acceptable NPV-to-decommissioning cost ratio through Year 15 of the commercial operations period. Therefore, Risk Management concludes that relying on the project's financial strength for the first 15 years of its operations, based on an NPV-to-decommissioning cost ratio greater than 3:1, satisfies the regulatory requirements that the departure protect BOEM to the same extent as if the departure had not been granted or if a surety bond had been used.

Risk Management recommends that the departure period of no financial assurance begin on the date Revolution commences project construction because, absent the departure, that is when the regulations would require financial assurance. Risk Management also recommends, as a condition of granting the requested departure, an annual re-evaluation of the project's financial strength, especially as more site-specific and operational information becomes available. This re-evaluation will enable BOEM to better estimate the future capacity factor and operational expenses and help ensure the environment and the public continue to be sufficiently protected.

---

<sup>1</sup> This estimate could change depending on both BSEE and BOEM decisions before or after review of the final Facility Design Report and Facility Installation Report and the approach to the facility installation.

### **III. CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS**

Risk Management recommends approving Revolution's departure with the following conditions:

- Before operations begin, Revolution must annually provide BOEM with projections of its revenue and operational expenses for the remaining years of its PPA. Once the project is operational, Lessee must annually provide these projections based on actual operating conditions. Lessee will provide BOEM with this information annually until the decommissioning financial assurance is provided in full.
- Lessee must establish a decommissioning account pursuant to 30 C.F.R. § 585.529 within 15 years of commencing construction and fund the account on a schedule approved by BOEM.
- Notwithstanding the grant of the departure, based on BOEM's annual evaluation of Revolution's projected or actual revenue and operational expenses, BOEM reserves the right to demand that Lessee provide financial assurance at any time during the first 15 years of operations, or at any other time. Therefore, the granting of the departure is made conditional on a favorable annual evaluation of the financial information provided by Lessee. This departure recommendation is also based on current regulations and the evaluation may be updated to reflect any future regulatory or policy changes.





## -Briefing Document-

**SUBJECT** –VINEYARD WIND DEPARTURE REQUEST: FINANCIAL ASSURANCE    **DATE:** MAY 5, 2021

---

**PURPOSE:** This briefing document provides a synopsis of Vineyard Wind LLC’s (Vineyard Wind) request to the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) to postpone its financial assurance requirements until year 15 of operations, and, at BOEM’s request, Bureau of Safety and Environmental Enforcement’s (BSEE) input for BOEM’s consideration. While this is a BOEM decision, BSEE has significant concerns with granting a departure to current regulations that require financial assurance before installation of any facilities.

**ISSUE:** Vineyard Wind LLC (Commercial Lease OCS-A-0501) requests that BOEM grant a regulatory departure from the timing of when financial assurance needs to be in place. “...pursuant to 30 C.F.R. § 585.103, Vineyard Wind requests a departure from §585.516(a)(4) requiring that a decommissioning bond or other financial assurance be provided before Vineyard Wind is allowed to install facilities approved in the [construction and operations plan] COP....Vineyard Wind requests that it be allowed to provide the required financial assurance in year 15 of actual operations, which under the current schedule would be in 2039. At that time, Vineyard Wind would provide financial assurance in a form allowed by the regulations.”<sup>1</sup> Funding would correspond with the last five years of the Power Purchase Agreements (PPAs) Vineyard Wind will operate under. BSEE has concerns, based on experience with conventional energy, that if called upon to enforce decommissioning operations, proper funding may not be available putting the American public at financial risk.

**BACKGROUND:** BOEM is considering whether to approve a departure to the financial assurance regulations requested by Vineyard Wind. Vineyard Wind asserts, among other justifications, (1) requiring financial assurance for decommissioning costs prior to construction is burdensome for developers because they are not yet receiving project income, (2) the project will use proven wind turbine technology, and (3) unlike with conventional energy, offshore wind projects are developed with a PPA with guaranteed electricity sales prices that, coupled with the consistent energy supply of wind, ensures a project will have a predictable project life income.

BOEM’s Risk Management Policy Group (Risk Management) has prepared a memorandum recommending approval of Vineyard Wind’s departure with conditions, see Attachment 1. Risk Management believes that (b) (5)

---

<sup>1</sup> March 1, 2021 letter from Klaus Moeller, Project Director, Vineyard Wind, to James Bennett, Program Manager, Office of Renewable Energy Programs, BOEM.





## Bureau of Safety and Environmental Enforcement

Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore Resources

---

(b) (5)

**POSITION:** BSEE acknowledges the PPAs and their impact on project financials versus conventional energy, however BSEE does not support a BOEM departure to existing regulations which would allow for a delay in BOEM collection of appropriate financial assurance. The primary risk are as follows:

- Delaying receipt of financial assurance increases the risk to the federal taxpayer as identified by Government Accountability Office (GAO).
- The longer financial assurance is deferred, the greater the chance that the government will not collect.
- Decommissioning funds may need to be accessed prior to the expected end of project life due to unforeseen events.

It is BSEE's position that (b) (5)

On the conventional energy side, BSEE and BOEM are currently working to address decommissioning of wells, structures, and pipelines orphaned by several bankrupt companies for which there is an estimated shortfall of approximately \$60 million in collected financial assurance funds. BSEE strongly recommends (b) (5)

Further (b) (5)



## Bureau of Safety and Environmental Enforcement

Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore Resources

---

(b) (5)



It may also be worth noting that since 2015, both BOEM and BSEE have received criticism on oversight of financial assurance and decommissioning of conventional energy infrastructure by the GAO and DOI Office of Inspector General (OIG) (see Attachment 2). While both bureaus have made improvements to data collection, analysis, and some policies, there are still outstanding issues and lessons learned that could inform our approach to decommissioning renewable energy projects.

Both BSEE and BOEM strive to protect the federal government and ultimately the American public from incurring financial loss to the maximum extent practicable, throughout the lifecycle of OCS activities. Successful decommissioning is the ultimate demonstration of environmental stewardship by both the lessee and government.

PREPARED BY/CONTACT: 

## **Bilaga 2**

Bifogat kopia av digitalt underskriven brev

**Från:** Karen J. Baker, Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)

**Till:** Peter Allen, Revolution Wind

### **I brevet skriver BOEM:**

*"In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of \$325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning"*



# United States Department of the Interior

BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT  
WASHINGTON, DC 20240-0001

Mr. Peter Allen  
Revolution Wind, LLC  
56 Exchange Terrace, Suite 300  
Providence, Rhode Island 02903

Dear Mr. Allen:

I am writing on behalf of the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), Office of Renewable Energy Programs, regarding Revolution Wind, LLC's (Revolution Wind) regulatory departure request submitted on December 1, 2023, pursuant to 30 C.F.R. § 585.103. Revolution Wind requested a departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), which requires lessees to provide financial assurance for decommissioning costs before the installation of facilities on their lease. Specifically, Revolution Wind requests to defer providing the full amount of its decommissioning financial assurance until fifteen years after the date on which the Revolution Wind Farm and the Revolution Wind Export Cable Project (Project) begins commercial operations as defined in 30 C.F.R. § 585.113 on Lease OCS-A 0486. In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of \$325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning.

In support of this departure request, Revolution Wind states that providing the full amount of its decommissioning financial assurance prior to receiving any revenue under its power purchase agreements (PPAs) would be an unnecessary and unreasonable financial burden on the company. Revolution Wind identifies several risk-reduction factors associated with the Project, including:

- 1) A 35-year asset life (beyond the certified 25-year design life of the wind turbines to be used on the Project) is expected through an increase in maintenance activities and operational adjustments.
- 2) The Project has insurance during the construction and operations phases to protect against the possibility that assets would need to be prematurely decommissioned.
- 3) Its 20-year revenue stream is secured by fixed prices in several PPAs.

BOEM agrees that these risk-reduction factors, along with our review of the Project's projected revenue and costs, demonstrate that deferring the decommissioning financial assurance requirements until 15 years after Revolution Wind begins commercial operations on the lease does not expose the U.S. Government to undue risk.

Pursuant to 30 C.F.R. § 585.103(a), BOEM finds that this departure is necessary to facilitate appropriate activities on lease OCS-A 0486 because it would reduce Revolution Wind's upfront financial assurance burden. Additionally, pursuant to 30 C.F.R. § 585.103(b), this departure:

- 1) Is consistent with subsection 8(p) of the Outer Continental Shelf (OCS) Lands Act because it allows for the establishment of financial assurance in a way that protects the interests of the United States, but also allows for the expeditious development of renewable energy projects on the OCS;
- 2) Protects the environment, and public health and safety, to the same degree as if there were no approved departure by relying on the Project's financial strength; and
- 3) Does not impair third parties' rights because it only involves the timing of decommissioning financial assurance obligations required per 30 C.F.R. part 585.

BOEM, therefore, approves the departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), subject to the following conditions:

- Before operations begin, Revolution Wind must provide BOEM with projections of its revenue and operational expenses for the remaining years of its PPA. Once the project is operational, the Lessee must provide these projections based on actual operating conditions. The Lessee will provide BOEM with this information annually on January 31<sup>st</sup> until the decommissioning financial assurance is provided in full.
- The Lessee must establish and fully fund a decommissioning account pursuant to 30 C.F.R. § 585.529 within 15 years of commencing commercial operations as defined in 30 C.F.R. § 585.113. The Lessee must notify BOEM at least seven days before commencing commercial operations. Upon confirmation of the Lessee commencing commercial operations, BOEM will provide the Lessee with the date by which the full amount of decommissioning financial assurance is required.
- Notwithstanding the granting of this departure, based on BOEM's annual evaluation of Revolution Wind's projected or actual revenue and operational expenses, BOEM reserves the right to demand that the Lessee provide financial assurance at any time during the first 15 years of commercial operations, or at any other time. Therefore, the granting of the departure is made conditional on a favorable annual evaluation of the financial information provided by Lessee. This departure approval is also based on regulations in effect on the date of this letter. BOEM's evaluation of Revolution Wind's financial information may be updated to reflect any future regulatory or policy changes.

This regulatory departure will start on the date Revolution Wind begins installing facilities on the lease, given that the financial assurance would otherwise be due by then. Please note that this departure applies only to the financial assurance required for the Project on commercial lease OCS-A 0486.

If you have any questions regarding this matter, please contact Whitney Hauer at (571) 536-8698 or [Whitney.Hauer@boem.gov](mailto:Whitney.Hauer@boem.gov).

Sincerely,

Karen J. Baker  
Chief,  
Office of Renewable Energy Programs

## BILAGA 3



**FOR IMMEDIATE RELEASE**

**October 16, 2025**

Save Long Beach Island, Inc. (Save LBI)  
P.O. Box 2087  
Long Beach Township, NJ, 08008  
[www.SaveLBI.org](http://www.SaveLBI.org)

Contacts:

Bob Stern, Ph.D., President  
Email: [info@savelbi.org](mailto:info@savelbi.org)  
Phone: 917-952-5016

Thomas Stavola Jr. Esq.  
Email: [tstavolajr@stavolalaw.com](mailto:tstavolajr@stavolalaw.com)  
Phone: 732-539-7244

### **Save LBI Calls for Accountability on Offshore Wind Decommissioning and Urges U.S. Dept. of Interior to Reverse Previously Approved Deferrals**

LONG BEACH ISLAND, NJ, and October 16, 2025 — Save Long Beach Island, Inc. (Save LBI), a grass-roots organization dedicated to sound energy policies and preserving our shore and ocean environment, today urged the U.S. Department of Interior (DOI) to end the egregious practice of letting operators of offshore wind farms postpone providing financial assurance ~~payments~~ earmarked for the future decommissioning and removal of turbines and related infrastructure.

The organization, which is backed by more than 10,000 supporters, also urged the agency to take two specific actions: 1) Invalidate previous ~~payment~~ financial assurance deferrals granted to offshore wind projects, compelling developers to ~~make payments~~ provide that assurance soon after ~~construction~~ turbine operation begins, and 2) mandate that all future renewable energy approvals comply with strict regulations under the Code of Federal Requirements (CFR).

In a letter to DOI Secretary Doug Burgum, Save LBI said the practice of deferring financial responsibility “appears to be pervasive” and cited specific instances where the DOI’s Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) authorized the owners of Rhode Island’s Revolution Wind and Massachusetts’ Vineyard Wind projects to postpone payments for 15 years, giving the developers excessive leeway in establishing funding necessary to cover the substantial costs of decommissioning the planned 127 wind turbines off the coast of New England.

Citing one of many examples, the letter — signed by Save LBI attorney Thomas Stavola and Bob Stern, Ph.D scientist and president of the organization — says BOEM authorized a deferral for Revolution Wind

on the basis that *“providing the full amount of its decommissioning financial assurance prior to receiving any revenue under its power purchase agreements (PPAs) would be an unnecessary and unreasonable financial burden on the company.”* However, such revenues are received by the company well before the 15-year deferral given.

### **A Lack of Accountability**

BOEM’s approval of Revolution’s “departure request” ignores CFR requirements, which state, “Any departure approved under this section and its rationale must...be consistent with subsection 8(p) of the OCS Lands Act... [and] protect the environment and the public health and safety to the same degree as if there was no approved departure from this part...”

Calling the approvals “patently absurd,” Stavola said “BOEM abdicated its responsibility to the American people by relying heavily on the ‘financial strength’ of the project instead of upholding its duty to protect the environment, public health, and safety.”

BOEM’s action in the case of Revolution Wind undermines CFR criteria in a number of ways, including:

- Increasing risk to federal taxpayers, as delineated by the Government Accountability Office (GAO).
- Foreclosing the possibility of using funds set aside for turbine decommissioning to address unforeseen events — such as Vineyard Wind’s blade failure in the summer of 2024.
- Heightening the risk that an offshore wind developer will be incapable of meeting financial assurance obligations 15 years down the road, leaving taxpayers to foot the bill.
- Elevating the possibility of littering the ocean with abandoned offshore wind infrastructure, which could potentially occur after only 10 to 15 years of operation — well before the structure’s official life expectancy. Long-term risks include the potential for derelict turbines, foundations, cables, substations to become hazards for marine wildlife, while leakage of lubricants, hydraulic fluids, and other pollutants contaminates the marine environment.
- Precluding a key enforcement tool. Without financial assurance, the mechanism that would compel full-site restoration is removed. CFR decommissioning requirements for offshore wind projects include the removal of all facilities, projects, cables, pipelines, obstructions, and clearing the seafloor of all obstructions created by activities authorized under the lease. What’s more, if developers become financially insolvent, regulators lose leverage to enforce compliance.
- Creating navigational/safety hazards. Abandoned turbines would pose hazards to vessels, fisheries, and navigation, as well as military and commercial radars.
- Degrading the marine environment in perpetuity. Abandoned turbines will harm marine habitats and interfere with the migration of the critically endangered North Atlantic right whale.

“Beyond the many negatives created by not holding offshore wind developers accountable, there are other fundamental problems,” Stern noted. “It’s not clear what decommissioning means in the context of prior BOEM deferrals or whether the amount of financial assurance specified is up to the task.”

The Save LBI leader stressed the importance of explicitly defining what ‘decommissioning’ means and specifying the level of financial commitment required to fully remediate a site that is no longer active. “Decommissioning could range from merely removing turbine blades to removing the entire turbine tower along with the blades and a subsection of the foundation. We don’t know whether the amount of financial assurance includes onshore storage, processing, and ultimate disposal of materials.”



According to Save LBI estimates, the latter decommissioning effort could cost twice as much as the \$325.4 million BOEM assigned to Revolution Wind. The Burgum letter states: “We would suggest that this subject requires major surgery in your upcoming Outer-Continental Shelf rule revisions, and that you consider the following elements in such a revision: a) that turbine removal down to a section of the foundation be required in all cases, b) that a preliminary turbine removal plan and cost be included in the Construction and Operations Plan, c) that BOEM prescribe methods of calculating the cost of turbine removal, including onshore, processing and disposal, and, d) that financial assurance begin one year after commencement of operation and be provided for the full cost amount no later than 10 years after commencement of operation.

**About Save LBI**

Save LBI is a not-for-profit, non-partisan organization that has been active in ongoing litigation and other efforts to protect the coastal and marine environment from the senseless industrialization of our oceans. The organization is led by Beach Haven, N.J. resident Bob Stern, a Ph.D. scientist with experience in environmental planning and environmental law. He is a former manager of the U.S. Department of Energy office responsible for overseeing environmental protection related to energy projects and the Bureau of Air Quality Planning within the New Jersey Department of Environmental Protection (NJDEP). For more information on Save LBI and its efforts, please visit [SaveLBI.org](http://SaveLBI.org).

###



## Bulleranalys Nora-Lindesberg

Prof. Ken Mattsson

25 augusti 2025

På uppdrag av föreningen *Skona Nora* har vi utfört en mycket noggrann bullerspridnings analys av området kring den existerande vindparken *Munkhyttan* i kombination till de planerade vindparkerna *Munkhyttan 2*, *Siggebohyttan* och *Älgfallet*. Det är totalt  $3+3+12+11=29$  vindkraftverk. I beräkningarna har vi utgått från Vestas V162, 6.2 MW i samtliga vindparker, bortsett *Älgfallet* där vi i brist på information utgår från Vestas V172, 7.2 MW, som vi anser vara det mest troliga valet. Baserat på flera noggranna mätningar från ett antal vindparker (t.ex. Vindpark Målarberget och Vindpark Lervik) har vi kalibrerat ett mycket precist beräkningsprogram: **SoundSim360**, som kan hantera ljudspridning över stora komplexa områden och bullerkällor över alla frekvenser, inklusive infraljud (frekvenser under 20 Hz).

Hur ljud sprids över större områden beror i hög grad på den rådande atmosfären, topografin, markens beskaffenhet, ljudkällornas inbördes positioner och spektrala innehåll. Det är därför viktigt att förstå hur fysiken påverkar ljudutbredningen. Centrala begrepp är diffraktion, refraktion, geometrisk spridning, absorption, transmission, reflektion och interferens. Om inte allt detta ingår i beräkningsmodellen på ett korrekt och noggrant sätt kan ljudspridningen inte simuleras trovärdigt. Vår beräkningsmodell (SoundSim360) löser vågekvationen i 3D och läser in den aktuella tredimensionella atmosfären samt verklig topografi. All relevant fysik inkluderas korrekt och det finns inga *fria parametrar* att justera. Detta gör resultaten precisa, under antagandet att källstyrkorna är korrekt angivna. Under de senaste 20 åren har jag och min forskargrupp ägnat oss åt forskning och utveckling av mycket noggranna och tillförlitliga numeriska metoder anpassade för ljudutbredning (se t.ex. [28, 27, 29, 25, 26, 24, 30, 4, 23, 31, 40, 32, 34, 20, 3, 46, 45, 33, 38]). Denna kunskap har kondenserats i beräkningskoden SoundSim360, som uppnår mycket hög effektivitet genom en avancerad GPU-implementering.

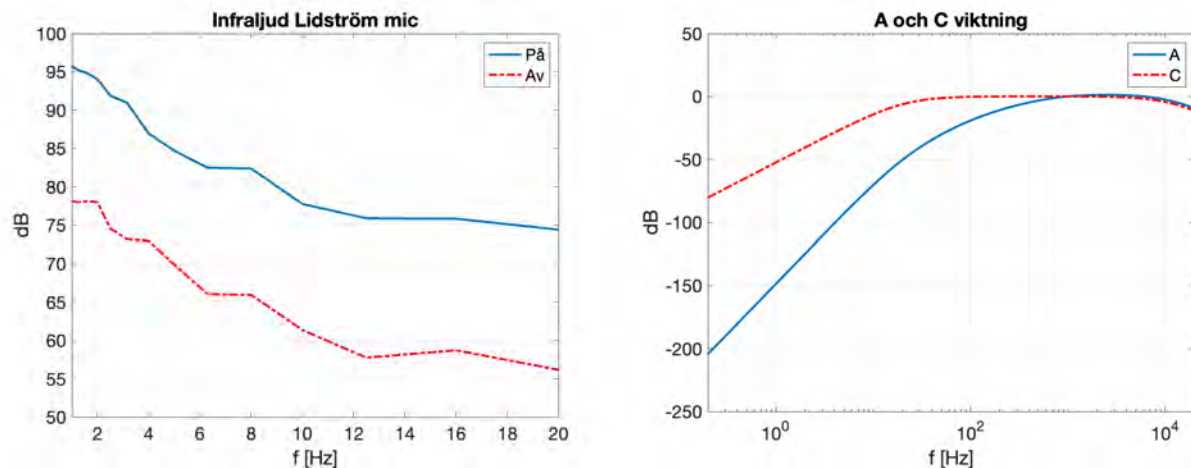
Den modell som i dag oftast används för att beräkna ljudspridning är Nord2000 [2], som implementeras i t.ex. SoundPlan och windPRO. Nord2000 är en strålgångsmodell, byggd på antagandet att ljudet är högfrekvent. Den är i grunden tvådimensionell och kan av naturliga skäl inte hantera lågfrekvent ljud korrekt, och den kan heller inte modellera interferens (samverkan mellan flera källor). Även diffraktion hanteras bristfälligt, vilket blir problematiskt i kuperad terräng eller i närheten av byggnader och bullerskydd. Vi har tidigare visat att Nord2000 inte är pålitlig i kuperad terräng [4]. För att kompensera modellens brister innehåller Nord2000 ett flertal *fria parametrar* som användaren kan justera, vilket gör att resultaten i hög grad beror på vem som kör programmet-något vi kan illustrera med flera tydliga exempel. Enligt flera studier, bl.a. av Conny Larsson [17], underskattar programmet ofta ljudnivåerna med 5-7 dBA vid avstånd kring 1 km jämfört med mätningar. Ibland används en mer förenklad modell *ISO 9613-2* [12], som ger resultat jämförbara med Nord2000 men betraktas som ännu mer osäker. Cloudberry har genomfört en bullerberäkning i windPRO med modell *ISO 9613-2* (vilket framgår av beräkningsresultatet); resultatet visas i Figur 6.

Flera studier har visat att atmosfäriska förhållanden och markegenskaper orsakar betydande variationer i bullernivåer-upp till 20 dBA-på 1 km avstånd från en vindpark [17, 37, 16]. Långtidsmätningar av Conny Larsson (2014) [17, 37] bekräftade att variationerna är störst under kvällar och nätter, särskilt vid snötäckt mark. Ett särskilt störande, "svischande" amplitudmodulerat (AM) buller uppstår huvudsakligen under kvällar, nätter och morgnar. Under en årslång mätkampanj observerades AM-buller 19% av tiden på 1 km avstånd. Förekomsten påverkas starkt av förhållandena längs utbredningsvägen, och interferens mellan turbiner kan förekomma. AM-buller kan spridas över 10 km [36] och är betydligt mer störande än kontinuerligt ljud på samma dBA-nivå. Det är vanligen starkast under vinterkvällar vid inversionsförhållanden.

Nord2000 togs ursprungligen fram för trafikbuller på kortare avstånd i platt terräng (några hundra meter). Trafikbuller skiljer sig avsevärt från vindkraftsbuller. Vindkraftsbuller är till sin natur i huvudsak lågfrekvent, med de högsta nivåerna under 5 Hz. De absolut högsta nivåerna ligger under 1 Hz, och nivåerna förväntas öka med större verk [35, 44]. Att försöka beskriva infraljud med A-vägning (dBA) är, enligt mig och många andra experter, inte ändamålsenligt. Vissa förespråkar C-vägning, vilket är en förbättring men tar fortfarande mycket liten hänsyn till just infraljudet. I Figur 1 visar vi effekten av A- och C-vägning, dvs. hur mycket man ska dra av i varje tersband. Vid vindpark Målarberget genomförde vi den 23 oktober 2024 en mätning av infraljud när verken var i drift och strax därefter när alla verk stoppades p.g.a. negativa elpriser; se Figur 1.

Dessa mätningar visar att vindkraftverken är orsaken till de höga infraljudsnivåerna kring vindparken, då bakgrundsnivån ligger cirka 18 dB under nivån med verken i drift. Vi har observerat samma resultat (ca 18

dB högre infraljud med verken i drift) vid vindpark Lervik den 21 maj 2024. Summerar man alla tersband i infraljudsområdet (från mätningen i Figur 1) när verken snurrar fås 102.7 dB, vilket motsvarar 25.6 dBA och 73.9 dBC. När verken är avstängda blir motsvarande värden 85.9 dB, 7.7 dBA och 56.8 dBC. Detta är de effektiva infraljudsnivåerna i dB, dBA och dBC (under 20 Hz). Vi betonar att frekvenser under 1 Hz inte ingår eftersom de inte kan mätas tillräckligt noggrant med nuvarande utrustning; vi förväntar oss att nivåerna är som högst kring 0.2-0.4 Hz. Flera mätningar visar också på högre nivåer (cirka 5 dB) av infraljud inomhus [13, 5, 6, 8]. De värden vi redovisar här är från utomhusmätningar.



Figur 1: Noggrann mätning av infraljud med och utan verk påslagna (vänster). A- och C-viktning (höger).

## Vibrationer

Det finns en växande oro kring de seismiska vibrationer som genereras av vindkraftverk. Till skillnad från akustiska vågor, som sprids i luften, fortplantar sig seismiska vågor genom marken och kan färdas flera kilometer, beroende på de lokala geologiska förhållandena. Dessa lågfrekventa markvibrationer kan även interagera med luftburna akustiska vågor, vilket potentiellt kan ge upphov till kombinerade störningseffekter som ännu inte är fullt utredda. Empiriska data om seismiska vågor från vindkraftverk är fortfarande begränsade. Minst en vetenskaplig studie har dock analyserat fenomenet och fokuserat på lågfrekventa vibrationer och deras utbredning [11]. Resultaten från den studien kan sammanfattas enligt följande:

(i) De flesta seismiska vågorna som genereras av vindkraftverk sprider sig som Rayleigh-vågor; (ii) De mikro-seismiska vågor som alstras påverkar seismologiska mätstationer på avstånd upp till cirka 15 km från en vindpark; (iii) Störst påverkan observeras i frekvensområdet 5-10 Hz och (iv) Drift av en vindpark under starka vindförhållanden kan generera mikro-seismiska vågor som är tillräckligt starka för att orsaka störningar för närboende. För att fullt ut förstå effekten av dessa seismiska vibrationer krävs ytterligare forskning. I synnerhet är inomhusmätningar av lågfrekventa vibrationer viktiga, eftersom dessa kan kopplas in i människokroppen som kroppslätt ljud och därigenom manifesteras sig som upplevt infraljud. En korrekt simulering av de verkliga effekterna av seismiska vågor från vindparker skulle kräva avancerade numeriska metoder, exempelvis liknande SoundSim360, i kombination med högupplösta seismiska mätningar utförda under kontrollerade och välkarakteriserade förhållanden. En sådan omfattande studie har, såvitt jag vet, ännu inte genomförts men representerar en viktig riktning för framtida forskning. Min nuvarande rapport är dock begränsad till att behandla luftburna akustiska vågor och inkluderar därför inte markburna seismiska vibrationer eller deras potentiella kopplingseffekter.

## Infraljudets påverkan på människor

Det finns ett antal studier som ofta lyfts fram som "bevis" för att infraljud från vindkraftverk inte orsakar negativ påverkan på människor, däribland de senaste rapporterna [22, 21]. Efter noggrann genomgång av dessa och ett stort antal tidigare publikationer (t.ex. [7]) kan jag konstatera att ingen av dessa studier undersökt de doser vi regelmässigt mäter upp i närheten av vindkraftverk. Dessutom har ingen av dessa studier involverat neurofysiologer, vilket är en avgörande brist givet att infraljudets huvudsakliga påverkan sannolikt sker via nervsystemet. Det finns däremot studier som tydligt kopplar infraljudsexponering (vid nivåer 80-90 dB) till förändrad hjärnaktivitet [50, 10]. Specialister inom otoneurologi, såsom Håkan Enbom och professor Alec N. Salt [41, 42, 43], har visat starka indikationer på att ohörbart infraljud kan trigga migrän hos upp till 30 % av

befolkningen - vilket motsvarar den andel som är kända för att ha ett högkänsligt nervsystem [18, 39]. Påverkan är därmed högst individuell, men potentiellt allvarlig för en betydande minoritet.

Både jag själv och en kollega i forskarteamet har upplevt tydliga symtom (sömnstörningar i upp till en vecka samt migrän dagen efter) i direkt anslutning till våra mätningar vid vindkraftverk. Under dessa mätningar har vi dokumenterat infraljudsnivåer på minst 95 dB vid 1 Hz, motsvarande cirka 103 dB totalt (1-20 Hz), vid exponeringstider över 4 timmar (se Figur 1). Liknande symtom har tidigare rapporterats av andra forskare [5], även vid lägre doser än de vi uppmätt. Redan 1985 kunde Danielsson och Landström [9] visa fysiologiska effekter av infraljud vid 95 dB, bl.a. höjning av diastoliskt blodtryck samt sänkning av systoliskt blodtryck och puls. Djurförsök och fältstudier stärker bilden. Nya resultat visar att många djurarter, särskilt hjortdjur och fåglar, flyttar sig mer än 5 km från vindkraftverk [47]. Även boende i närheten vittnar om en tydlig minskning av vilda djur i områdena runt vindparker.

Ett fenomen som sällan lyfts fram i diskussionen om vindkraftens ljudpåverkan är att turbinerna alstrar ett kraftigt pulserande (impulsivt) infraljud [15, 13, 14]. Detta pulserande infraljud har sin grund i bladpassage-frekvensen (BPF), dvs. den rytmiska tidpunkten då rotorbladen passerar tornet. I ett ljudspektrum framträder detta som tydliga spikar vid BPF och dess multiplar (övertoner). För moderna turbiner med rotorblad på 75-85 meter ligger BPF typiskt mellan 0.2-0.6 Hz, medan äldre turbiner ofta har en BPF kring 1 Hz. Detta pulserande infraljud skiljer sig markant från naturligt infraljud - exempelvis från vind som strömmar över trädtoppar eller från havsvågor - som är mer kontinuerligt och inte visar samma distinkta spektrala mönster. Det är väl etablerat inom akustikforskningen att pulserande ljud upplevs som mer störande än kontinuerligt ljud vid samma ljudnivå [49]. Denna aspekt är därför av central betydelse vid bedömning av vindkraftsljudets påverkan. Att enbart fokusera på ljudnivån (dB) riskerar att bli missvisande - ljudets form (kontinuerligt eller pulserande) är avgörande för störningsgraden och därmed hälsopåverkan.

Våra egna mätningar under perioden 26 oktober 2023 - 16 december 2024 visar nivåer mellan 92-115 dB vid 1 Hz på avstånd 500-1000 m från närmaste verk. Som jämförelse exponerades försökspersoner i den finska studien [21] endast för 73 dB vid 1 Hz (motsvarande totalt 89 dB infraljud) under 10 minuter, och i den australiensiska studien [22] för 87 dB infraljud under tre dygn. Dessa studier är därför inte jämförbara med de faktiska exponeringsnivåer vi dokumenterat kring befintliga vindkraftparker. I dessa studier har man dessutom enbart använt kontinuerligt infraljud.

**Vi föreslår att infraljudets hälsoeffekter omgående undersöks genom en kontrollerad exponeringsstudie på ett representativt statistiskt urval av befolkningen (ca 1000 personer). Deltagarna bör exponeras för minst 95 dB vid valda frekvenser i infraljudsområdet under några timmar, helst med pulserande signaler för att efterlikna verkliga förhållanden. Urvalet bör inkludera personer med dokumenterad migränkänslighet. Studien bör utformas i nära samarbete med experter inom otoneurologi. Innan en sådan studie genomförs är vår starka rekommendation att pausa utbyggnaden av vindkraftparker, eftersom de nuvarande kunskapsluckorna utgör en betydande risk för folkhälsan.**

## Mätningar av infraljud

Noggrann mätning av infraljud ner till 1 Hz kräver instrument som är kalibrerade för låga frekvenser. En tillförlitlig kalibrering vid 1 Hz kan genomföras hos NORSAR mot deras Hyperion-system vid mätstationen i Elverum, som är certifierad inom CTBTO-nätverket för infraljud. Vi har använt fyra Lidström-infraljudsmikrofoner [19], vilka kalibrerats hos NORSAR. Dessa mikrofoner utvecklades i början av 1980-talet i Sverige för helikopterdetektion. De är extremt känsliga men samtidigt robusta nog att fungera under tuffa väderförhållanden. Lidström-mikrofonerna har tidigare använts av FOI och KTH (prof. Thomas Lindblad), och används i dag av forskargruppen vid Institutet för rymdfysik (IRF) i Kiruna under ledning av Johan Kero [48], som också ställt tre mikrofoner till vårt förfogande.

Under våra mätningar har vi även testat Nor140 och Nor145, som är populära inom akustikkonsultbranschen. Enligt specifikation ska Nor145 kunna mäta ner till 0.4 Hz, men i praktiken är instrumentet inte kalibrerat för så låga frekvenser. Våra tester visar att den underskattar nivån med cirka 20 dB under 3 Hz. Slutsatsen är att instrument som inte är kalibrerade för 1 Hz inte kan användas för tillförlitliga mätningar av infraljud från vindkraftverk. För sådana mätningar krävs professionell kalibrerad utrustning, exempelvis från Hyperion eller Chaparall, som kan mäta korrekt i intervallet 0,01-200 Hz. Vi har nyligen inhandlat två Hyperion-mikrofoner för att mäta nivåer under 1 Hz med hög precision. Det är också viktigt att mäta inomhus, eftersom infraljudsnivån där ofta visar sig vara högre än utomhusnivån.

De mätningar som vi genomfört och använt för att kalibrera vår beräkningskod, och för att samtidigt inversmodellera fram källstyrkan hos vindkraftverken i infraljuds området skedde under 21 maj 2024 och 10 september 2024 vid vindpark Lervik, och under 26 oktober 2023, 23 oktober 2024 och 16 december 2024 vid vindpark Målarberget. Vi mätte vid båda parker vid flera (3-4) mätpunkter och vid olika tidpunkter på dygnet för att samla in bra statistik. Vid varje mätning läste vi in aktuella atmosfärsdata som vi använde vid

inversmodelleringen. Här är det också viktigt att vi får data (t.ex. vilka verk som står still) från driftansvarig under mätperioden. Vid Lervik och Målarberget har det aldrig varit ett problem. Vi har skickat in en vetenskaplig artikel som i mer detalj beskriver mätningarna, mätdata och kalibreringen. Denna artikel förväntas bli accepterad inom ett par månader. Mätdata kan delas vid efterfrågan. Verken vid Målarberget är av modell Vestas V150-4.3 MW. Vid Lervik är verken större, på 6.6 MW (modell SG170-6,6). Med hjälp av noggranna mätningar och inversmodellering i SoundSim360 kan vi beräkna källstyrkan vid 1 Hz till 154, 158 och 177 dB för de tre mätningarna kring Målarberget. Vid Lervik fick vi fram källstyrkan 159 och 168 dB för de två mätningarna som genomfördes. Det är alltså en stor variation på källstyrkan, som till stor del är korrelerat till den rådande atmosfären. Ett medelvärde från de fem olika mättagarna ger 163 dB källstyrka vid 1 Hz, och är det vi räknar med i Figurerna 2 och 3. De planerade verken vid *Munkhyttan 2* och *Siggebohyttan* är av typen VESTAS V162-6.2 med navhöjden 129 meter och styrkan 6.2 MW (listade med källstyrkan 104.8 dBA). De planerade verken vid *Älgfallet* är av typen VESTAS V172-7.2 med en förväntad navhöjd på 199 meter och styrkan 7.2 MW (listade med källstyrkan 107.8 dBA). Dessa verk är alltså betydligt större än de som vi mätt på vid Målarberget som har navhöjden 125 meter och storleken 4.2 MW.

## Beräkningar av infraljud vid Nora-Lindesberg

I beräkningarna har vi använt en representativ atmosfär från 31 mars 2023 (nerladdad väderdata från TH-REDDs Data Server), och genomfört beräkningar för dagen (klockan 16.00) och för natten (klockan 04.00). Marktypen är satt som vanlig mark (Impedansklass E) enligt [2]. Atmosfärdämpningen är hämtad från [1]. Vi lägger på 8 m/s medvind åt alla håll enligt praxis. Vi använde källstyrkan (ljudeffekten) 163 dB för att beräkna spridningen av infraljudet (i detta fall 1 Hz) kring Nora-Lindesberg. Resultatet för dag beräkningen återfinns i Figur 2 och natt beräkningen i Figur 3. Placeringen av verken är tagen från bullerberäkningen som Cloudberry redovisat i Figur 6, genomförd med windPRO. Vi uppskattar att infraljudsnivån vid 1 Hz kommer pendla mellan de framräknade värdena  $\pm 15$  dB, beroende på väder- och markförhållandena. Denna osäkerhet ligger i själva källstyrkan för vindkraftverken som också är ytterst väderberoende. **Vi listar infraljudsnivån (vid 1 Hz) för de närboende i Tabell 1. Nivån ligger högt över 95 dB (vid 1 Hz) för samtliga närboende. Detta är höga nivåer och jag bedömer det högst olämpligt (hälsovadligt) att placera denna vindkraftpark så nära Nora och Lindesberg med tanke på den forskning som finns, som tydligt påvisar en påverkan på blodtryck och hjärnan vid infraljudsnivåer kring 80-95 dB [9, 50, 10]. Viktigt att notera är att 95 dB infraljud kring 1 Hz motsvarar en total infraljudsnivå (1-20 Hz) på ca 103 dB.**

*När vi presenterar dB-kartorna i figurerna 2 och 3 presenterar vi domäner med vissa dB-nivåer, inklusive osäkerhet. Den röda domänen är till exempel ett område där infraljuds nivån är  $95 \text{ dB} \pm 1,5 \text{ dB}$  (därav inom intervallet 93.5-96.5 dB). Detta beror på osäkerheter i modellparametrarna, såsom markdämpning, atmosfärisk dämpning och interferensmönster. Jag anser att allt inom det röda området är 95 dB, och allt innanför den inre kanten av det röda området är högre än 95 dB. Allt utanför den yttre kanten av det röda området är mindre än 95 dB. För att uppnå ett mer konservativt mått bör man ligga på 1.5 dB till någon specifik punkt på kartorna. Samma sak gäller för bullerkartorna i dBA. Den största osäkerheten är dock själva källstyrkan, som kan variera med  $\pm 15 \text{ dB}$ .*

| Känslig punkt | Koordinater (Sweref 99 TM) | dB vid 1 Hz (Dag) | dB vid 1 Hz (Natt) | Osäkerhet (dB) |
|---------------|----------------------------|-------------------|--------------------|----------------|
| A             | 507557,6607649             | 103.37            | 104.95             | $\pm 1.5$      |
| B             | 507588,6607842             | 103.27            | 104.87             | $\pm 1.5$      |
| C             | 506287,6608401             | 109.04            | 109.87             | $\pm 1.5$      |
| D             | 505996,6604026             | 103.37            | 104.60             | $\pm 1.5$      |
| E             | 503194,6606016             | 102.31            | 103.18             | $\pm 1.5$      |
| F             | 505409,6604105             | 102.81            | 104.29             | $\pm 1.5$      |
| G             | 506962,6600533             | 101.20            | 103.31             | $\pm 1.5$      |
| H             | 508295,6600617             | 100.16            | 101.93             | $\pm 1.5$      |
| I             | 509426,6601432             | 101.03            | 102.91             | $\pm 1.5$      |
| J             | 509843,6602007             | 99.41             | 100.85             | $\pm 1.5$      |
| K             | 509747,6602831             | 100.98            | 102.68             | $\pm 1.5$      |
| M             | 509356,6604561             | 101.28            | 102.49             | $\pm 1.5$      |

Tabell 1: Infraljudsnivåer (dB) vid 1 Hz för två olika atmosfärer: dag och natt, medvind 8 m/s (vid 10 m höjd) vid de känsliga punkterna (identiska med punkterna listade i ljudemissions beräkningen från Cloudberry återgiven i Figur 6) beräknade med SoundSim360. Källstyrkan är satt till 163 dB. Beräkningarna har en osäkerhet av  $\pm 1.5$  dB, som beror på atmosfärförhållanden och markdämpning. Ljudemissions kartorna är listade i Figur 2 (dag) och Figur 3 (natt). Den potentiellt skadliga nivån 95 dB (vid 1 Hz) överskrids vid samtliga punkter.

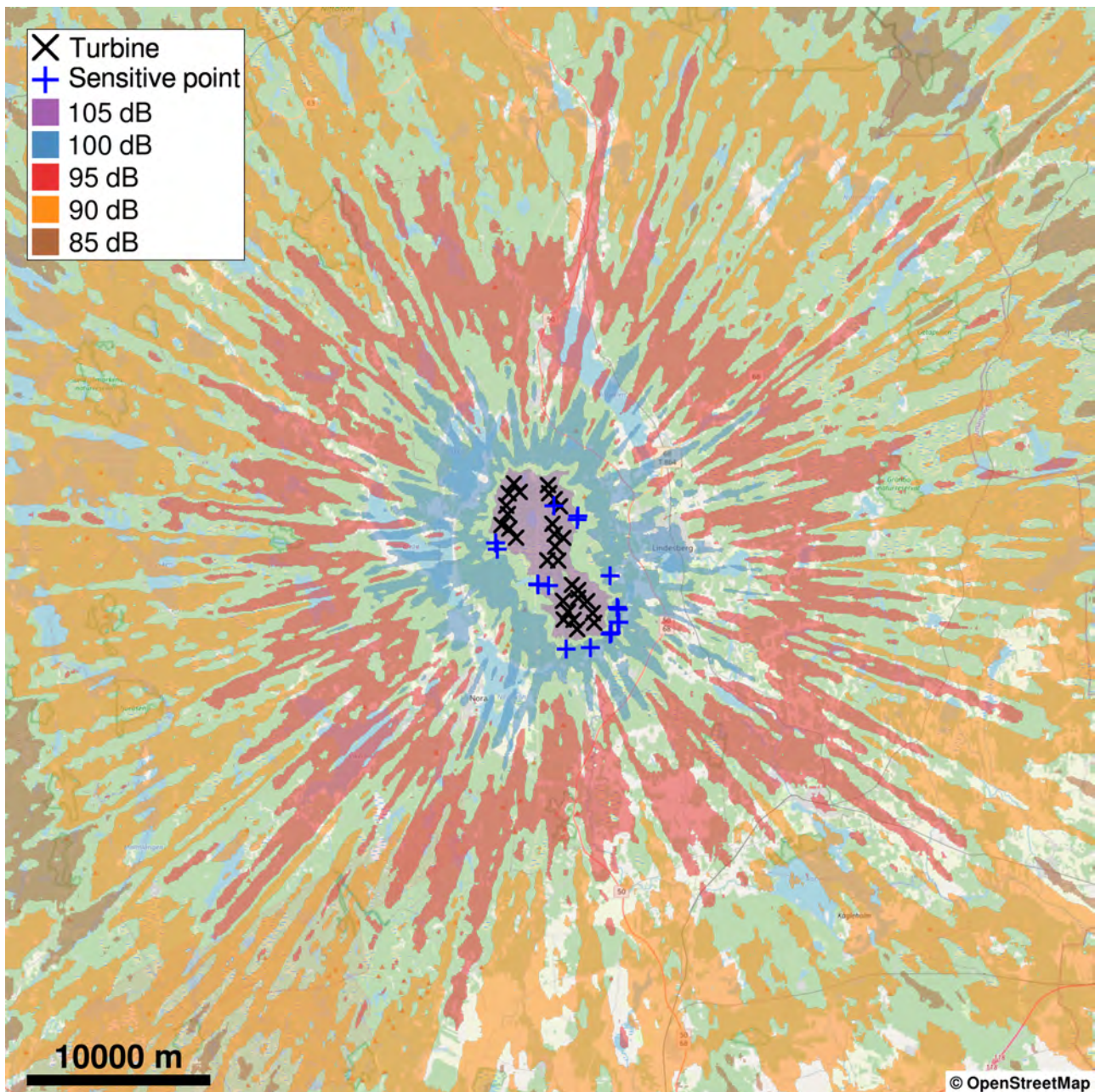
## Beräkningar av dBA nivåer vid Nora-Lindesberg

Vi beräknade även bullerspridningen kring Nora-Lindesberg i dBA. Vi utgår från placering enligt bullerberäkningen som Cloudberry utförde med windPRO. De planerade verken vid *Munkhyttan 2* och *Siggebohyttan* är av typen VESTAS V162-6.2 med navhöjden 129 meter (6.2 MW, listade med källstyrkan 104.8 dBA). De planerade verken vid *Älgfallet* förväntas vara av typen VESTAS V172-7.2 med en förväntad navhöjd på 199 meter (7.2 MW, listade med källstyrkan 107.8 dBA). Vi använder istället SoundSim360 för att beräkna bullerspridningen. I beräkningarna har vi använt en representativ atmosfär från 31 mars 2023 (nerladdad väderdata från THREDDS Data Server), och genomfört beräkningar för dagen (klockan 16.00) och för natten (klockan 04.00). Marktypen är satt som vanlig mark (Impedansklass E) enligt [2]. Atmosfärdämpningen är hämtad från [1]. Vi lägger på medvind 8 m/s åt alla håll enligt praxis. Resultatet för dag beräkningen återfinns i Figur 4 och natt beräkningen i Figur 5. Motsvarande resultat med windPRO finns återgivet i Figur 6. Enligt våra beräkningar bryter man här mot kravet på 40 dBA för alla listade bostäder kring vindkraftparkerna, vilket redovisas i Tabell 2. Beräkningarna med SoundSim360 ger ljudnivån vid en representativ dag. Det kan bli både högre och lägre värden, beroende på vädret för dagen. **Ljudnivån på natten är oftast högre än på dagen. Osäkerheten i bullerspridningen uppskattar vi till  $\pm 1.5$  dBA. Dock finns en större osäkerhet kring ljudeffekten, som kan variera med mer än 20 dBA. I synnerhet på kvällen kan det uppkomma amplitudmodulerat (AM) buller [17], som är ett extremt störande hörbart (swishande) buller som kan spridas mer än 10 km.** Vid uppkomsten av AM buller blir ljudnivån i dBA signifikant högre (det kan öka mer än 15 dBA jämfört med nivån i de redovisade bullerkartorna).

| Känslig punkt | Koordinater (Sweref 99 TM) | dBA (Dag) | dBA (Natt) | Osäkerhet (dBA) |
|---------------|----------------------------|-----------|------------|-----------------|
| A             | 507557,6607649             | 41.07     | 43.20      | $\pm 1.5$       |
| B             | 507588,6607842             | 40.98     | 42.93      | $\pm 1.5$       |
| C             | 506287,6608401             | 49.22     | 49.88      | $\pm 1.5$       |
| D             | 505996,6604026             | 43.69     | 45.36      | $\pm 1.5$       |
| E             | 503194,6606016             | 38.93     | 41.03      | $\pm 1.5$       |
| F             | 505409,6604105             | 41.84     | 43.81      | $\pm 1.5$       |
| G             | 506962,6600533             | 42.15     | 44.11      | $\pm 1.5$       |
| H             | 508295,6600617             | 40.08     | 42.22      | $\pm 1.5$       |
| I             | 509426,6601432             | 43.17     | 45.06      | $\pm 1.5$       |
| J             | 509843,6602007             | 38.44     | 41.14      | $\pm 1.5$       |
| K             | 509747,6602831             | 39.18     | 41.57      | $\pm 1.5$       |
| M             | 509356,6604561             | 39.87     | 42.15      | $\pm 1.5$       |

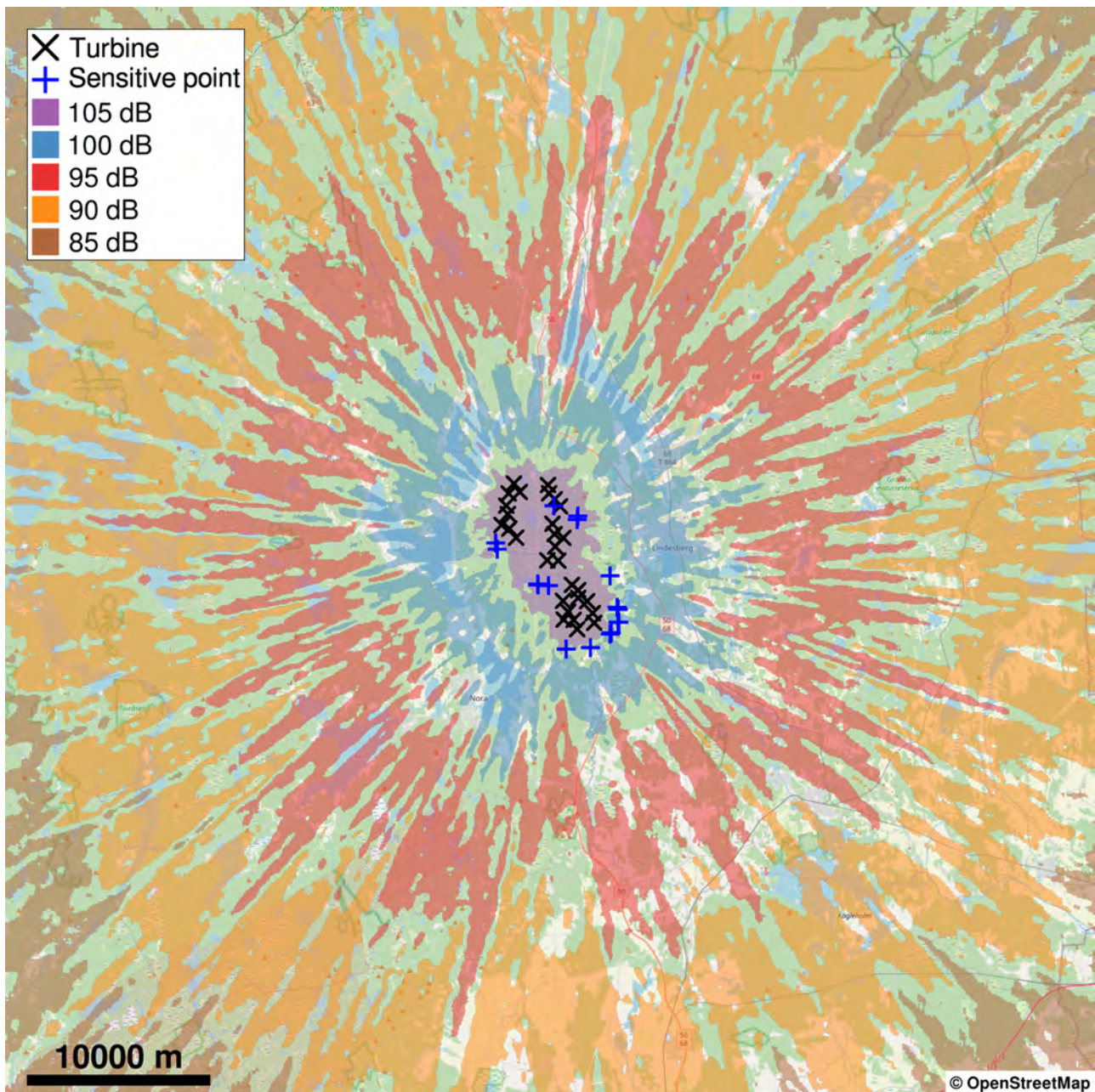
Tabell 2: Ljudnivåer (dBA) för två olika atmosfärer: dag och natt, medvind 8 m/s (vid 10 m höjd) vid de känsliga punkterna (identiska med punkterna listade i ljudemissions beräkningen från Cloudberry återgiven i Figur 6) beräknade med SoundSim360. Beräkningarna har en osäkerhet av  $\pm 1.5$  dBA, som beror på atmosfärsförhållanden och markdämpning. Ljudemissions kartorna är listade i Figur 4 (dag) och Figur 5 (natt). Den tillåtna gränsen 40 dBA överskrids vid samtliga punkter.





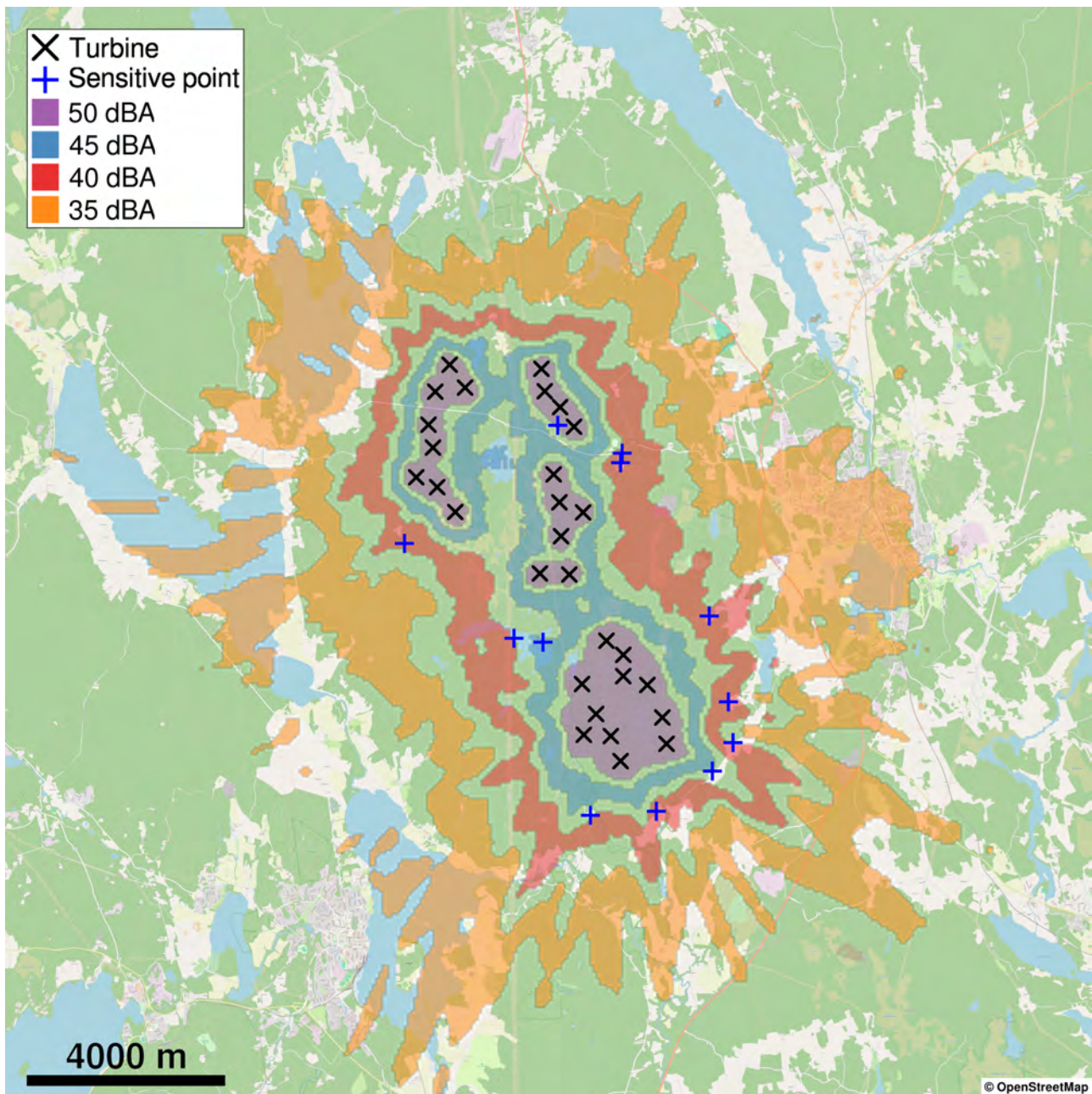
Figur 2: Beräkning av infraljud (1 Hz) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk dag. Området med rött visar 95 dB med  $\pm 1.5$  dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 95 dB vid 1 Hz.



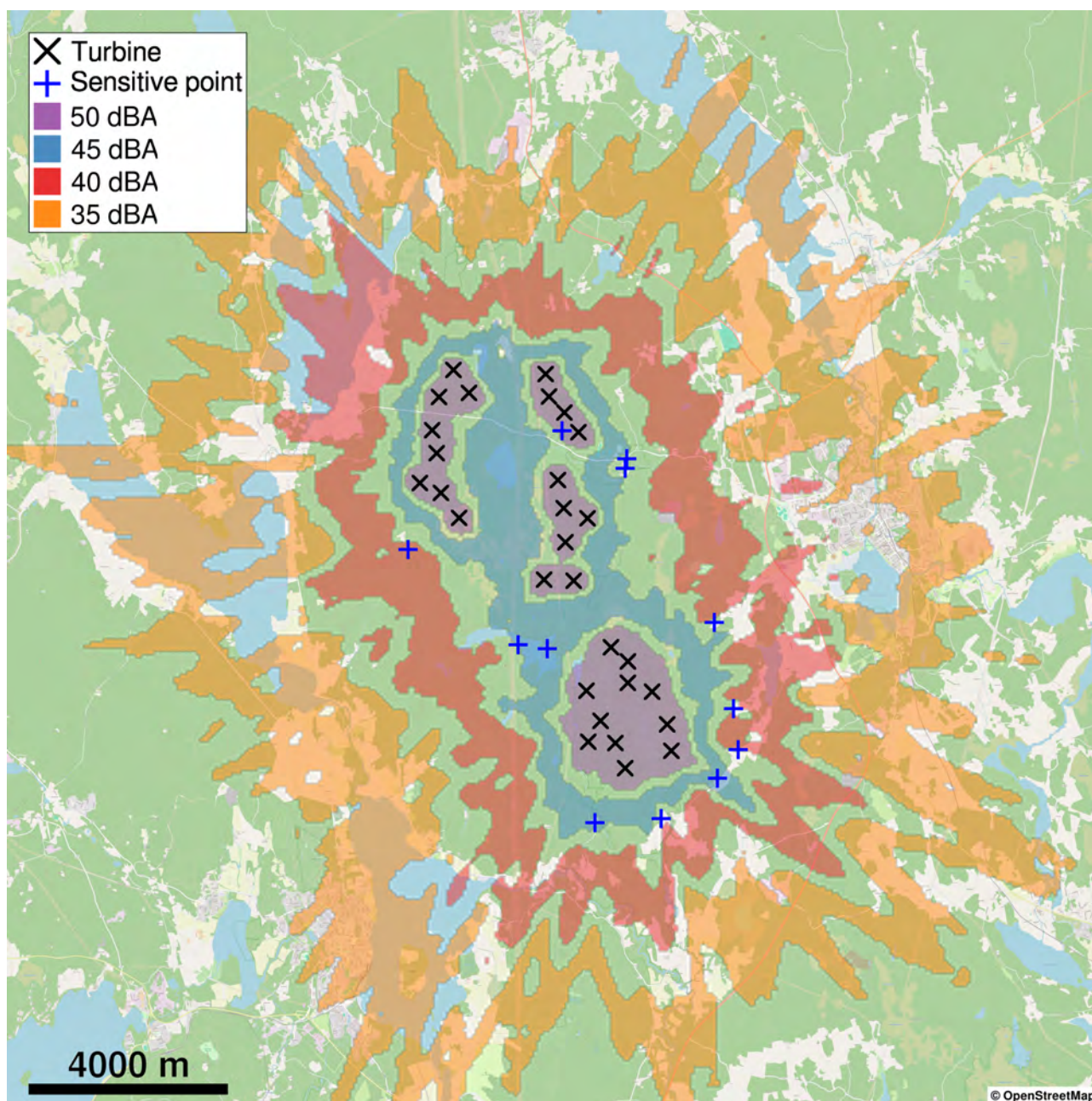


Figur 3: Beräkning av infraljud (1 Hz) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk natt. Området med rött visar 95 dB med  $\pm 1.5$  dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 95 dB vid 1 Hz.



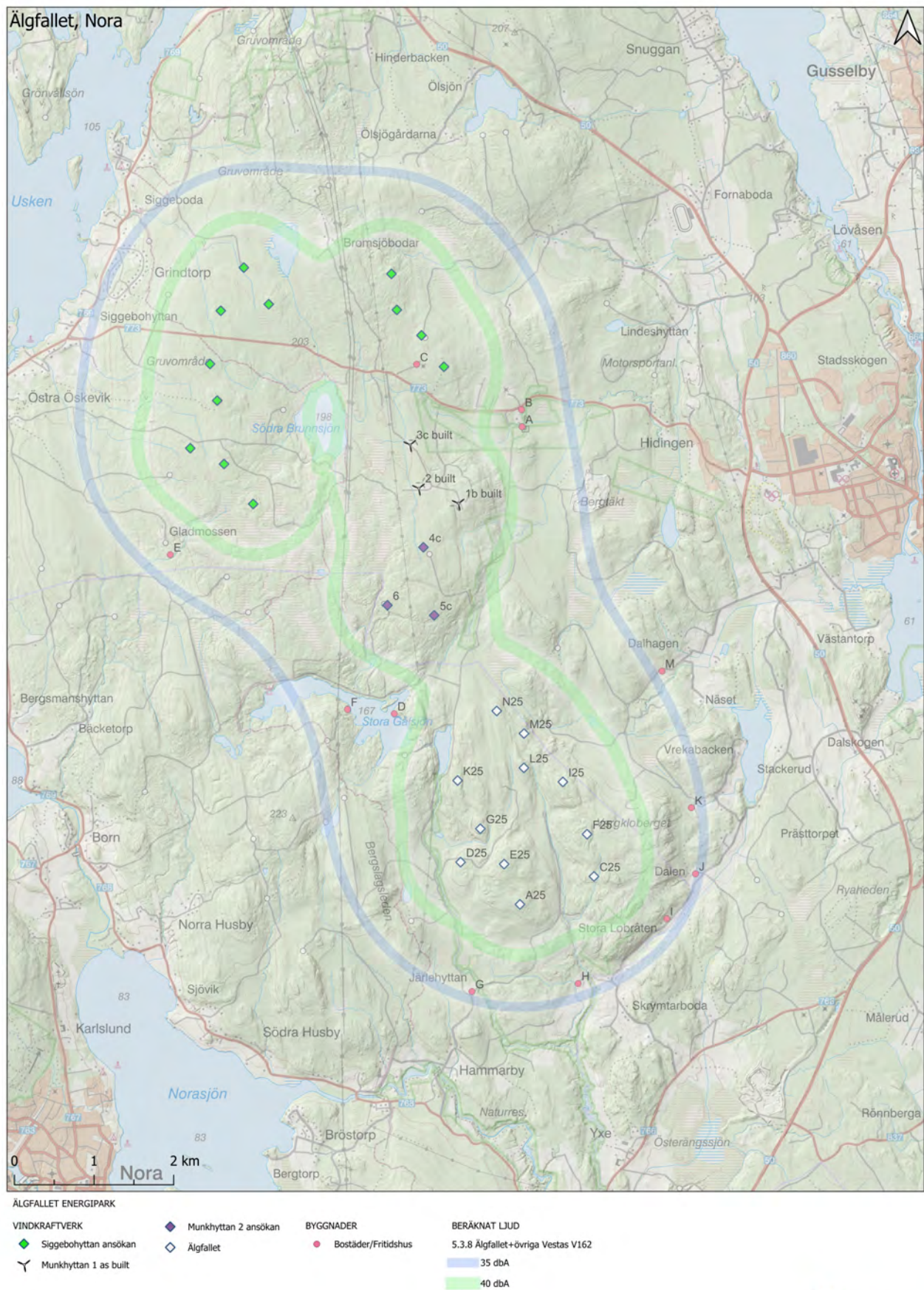


Figur 4: Beräkning av buller (dBA) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk dag. Området med rött visar 40 dBA med  $\pm 1.5$  dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 40 dBA.



Figur 5: Beräkning av buller (dBA) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk natt. Området med rött visar 40 dBA med  $\pm 1.5$  dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 40 dBA.





Figur 6: Beräkning av bullernivån (dBA) med windPRO genomfört av Cloudberry

## Sammanfattning och slutsatser

Våra beräkningar med SoundSim360 visar att infraljudsnivåerna för personer bosatta innanför innerkanten av de rödmarkerade områdena i Figurerna 2 och 3 överstiger 95 dB vid 1 Hz. Om samtliga tersband mellan 1-20 Hz inkluderas motsvarar detta en sammanlagd nivå på cirka 103 dB infraljud. Vi bedömer att detta med hög sannolikhet kan vara skadligt för upp till 30 % av befolkningen i dessa områden.

Vidare visar våra beräkningar att gränsvärdet på 40 dBA för närboende överskrids i de planerade vindparksområdena (se Figurerna 4 och 5). Detta står i direkt kontrast till de beräkningar som företaget Cloudberry redovisat med hjälp av windPRO och den starkt förenklade modell som rekommenderas av Naturvårdsverket. En jämförelse mellan Figur 5 och Figur 6 illustrerar denna skillnad tydligt.

De presenterade bullerkartorna i dBA bygger uteslutande på ljudeffektsdata från tillverkaren (i detta fall Vestas). Våra analyser visar att dessa data är opålitliga och riskerar att kraftigt underskatta bullernivåerna i verkligheten. Av särskild oro är förekomsten av amplitudmodulerat (AM) buller [17], som är särskilt framträdande under natten och de tidiga morgontimmarna. Detta hörbara, pulserande ”susande” ljud är välkänt för att vara mycket störande och kan sprida sig över avstånd som överstiger 10 km. När AM-buller uppstår kan det höja den upplevda dBA-nivån med mer än 15 dBA i förhållande till de nivåer som redovisas i standardiserade bullerkartor.

Långtidsmätningar från tidigare studier [37, 16] har visat att bullernivåerna kan variera med upp till 20 dBA på ett avstånd av cirka 1 km från närmaste turbin. Dessa variationer orsakas främst av förändringar i väder- och markförhållanden, vilka inte beaktas i den förenklade modell som används i Cloudberrys beräkningar. Detta innebär att de verkliga bullernivåerna sannolikt rejält underskattas i tillverkarens och exploatörens presentationer.

Med hänsyn till de identifierade riskerna är det vår bedömning att tillstånd för de aktuella vindparkerna inte bör beviljas utan omfattande kompletterande analyser. Dessa bör inkludera högupplösta numeriska beräkningar samt långvariga, oberoende fältmätningar under varierande atmosfäriska och geologiska förhållanden. Här ingår även att undersöka infraljudets hälsopåverkan enligt min rekommendation. Endast genom en sådan metodik kan en rättvisande och vetenskapligt grundad bedömning av påverkan på människors hälsa säkerställas.

**Vi föreslår att infraljudets hälsoeffekter omgående undersöks genom en kontrollerad exponeringsstudie på ett representativt statistiskt urval av befolkningen (ca 1000 personer). Deltagarna bör exponeras för minst 95 dB vid valda frekvenser i infraljudsområdet under några timmar, helst med pulserande signaler för att efterlikna verkliga förhållanden. Urvalet bör inkludera personer med dokumenterad migränkänslighet. Studien bör utformas i nära samarbete med experter inom otoneurologi. Innan en sådan studie genomförs är vår starka rekommendation att pausa utbyggnaden av vindkraftparker, eftersom de nuvarande kunskapsluckorna utgör en betydande risk för folkhälsan.**

## Referenser

- [1] ISO9613 1996b. Acoustics-attenuation of sound during propagation outdoors, 1996.
- [2] Nina Aguilera, Henrik Naglitsch, and Katrin Olofsson. Beräkningsmanual Nord2000 : för bullerberäkningar i väg- och järnvägsplaner. Technical Report 2024:033, Efterklang, 2024.
- [3] Martin Almquist and Eric M. Dunham. Non-stiff boundary and interface penalties for narrow-stencil finite difference approximations of the laplacian on curvilinear multiblock grids. *Journal of Computational Physics*, 408:109294, 2020.
- [4] Martin Almquist, Ilkka Karasalo, and Ken Mattsson. Atmospheric sound propagation over large-scale irregular terrain. *Journal of Scientific Computing*, 61(2):369–397, 2014.
- [5] Stephen E. Ambrose, Robert W. Rand, and Carmen M. E. Krogh. Wind turbine acoustic investigation: Infrasound and low-frequency noise – a case study. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 32(2):128–141, 2012.
- [6] Walker B, Hessler G, Hessler D, Rand R, and Schomer P. *A Cooperative Measurement Survey and Analysis of Low Frequency and Infrasound at the Shirley Wind Farm in Brown County, Wisconsin*. Report number 122412-1, 2012.
- [7] K. Bolin, G. Bluhm, G. Eriksson, and M. E. Nilsson. Infrasound and low frequency noise from wind turbines: exposure and health effects. *Environmental Research Letters*, 6(3):035103, 2011.

- [8] Richard A Carman. Measurement procedure for wind turbine infrasound. In *INTER-NOISE and NOISE-CON Congress and Conference Proceedings*, volume 250, pages 6143–6153. Institute of Noise Control Engineering, 2015.
- [9] Åke Danielsson and Ulf Landström. Blood pressure changes in man during infrasonic exposure. *Acta Medica Scandinavica*, 217(5):531–535, 1985.
- [10] Caroline Garcia Forlim, Leonie Ascone, Christian Koch, and Simone Kühn. Resting state network changes induced by experimental inaudible infrasound exposure and associations with self-reported noise sensitivity and annoyance. *Scientific Reports*, 14(1):24555, 2024.
- [11] Theodore V. Gortsas, Theodoros Triantafyllidis, Stylianos Chrisopoulos, and Demosthenes Polyzos. Numerical modelling of micro-seismic and infrasound noise radiated by a wind turbine. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 99:108–123, 2017.
- [12] ISO9613-2:2024. Acoustics - attenuation of sound during propagation outdoors - part 2: General method of calculation, 2024.
- [13] N D Kelley, H E McKenna, R R Hemphill, C L Etter, R L Garrelts, and N C Linn. Acoustic noise associated with the mod-1 wind turbine: its source, impact, and control. Technical report, Solar Energy Research Inst. (SERI), Golden, CO (United States), 02 1985.
- [14] N. D. Kelley, H. E. McKenna, E. W. Jacobs, R. R. Hemphill, and N. J. Birkenheuer. The MOD-2 wind turbine: Aeroacoustical noise sources, emissions, and potential impact, January 1988.
- [15] Neil Kelley. Wind-turbine noise research at seri. *Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control*, 1(2):88–89, 2025/02/12 1982.
- [16] Thomas Lagö and Bertil Persson. Wind turbine measurements in sweden. In *INTER-NOISE and NOISE-CON Congress and Conference Proceedings*, volume 259, pages 8151–8164. Institute of Noise Control Engineering, 2019.
- [17] Conny Larsson. Ljud från vindkraftverk, modell-validering-mätning : Slutrapport Energimyndighetens projekt 32437-1. Technical report, Uppsala University, LUVAL, 2014.
- [18] Francesca Lionetti, Arthur Aron, Elaine N. Aron, G. Leonard Burns, Jadzia Jagiellowicz, and Michael Pluess. Dandelions, tulips and orchids: evidence for the existence of low-sensitive, medium-sensitive and high-sensitive individuals. *Translational Psychiatry*, 8(1):24, 2018.
- [19] L. Liszka. *Infrasound: A Summary of 35 Years of Infrasound Research*. IRF scientific report. Swedish Institute of Space Physics, 2008.
- [20] Lukas Lundgren and Ken Mattsson. An efficient finite difference method for the shallow water equations. *Journal of Computational Physics*, 422:109784, 2020.
- [21] Panu P. Majjala, Ilmari Kurki, Lari Vainio, Satu Pakarinen, Crista Kuuramo, Kristian Lukander, Jussi Virkkala, Kaisa Tiippana, Emma A. Stickler, and Markku Sainio. Annoyance, perception, and physiological effects of wind turbine infrasound. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 149(4):2238–2248, 04 2021.
- [22] Nathaniel S. Marshall, Garry Cho, Brett G. Toelle, Renzo Tonin, Delwyn J. Bartlett, Angela L. D Rozario, Carla A. Evans, Christine T. Cowie, Oliver Janev, Christopher R. Whitfeld, Nick Glozier, Bruce E. Walker, Roo Killick, Miriam S. Welgampola, Craig L. Phillips, Guy B. Marks, and Ronald R. Grunstein. The health effects of 72 hours of simulated wind turbine infrasound: A double-blind randomized crossover study in noise-sensitive, healthy adults. *Environmental Health Perspectives*, 131(3):037012, 2023.
- [23] K. Mattsson, M. Almquist, and M. H. Carpenter. Optimal diagonal-norm SBP operators. *J. Comput. Phys.*, 264:91–111, 2014.
- [24] K. Mattsson and M. H. Carpenter. Stable and accurate interpolation operators for high-order multi-block finite-difference methods. *SIAM J. Sci Comput.*, 32(4):2298–2320, 2010.
- [25] K. Mattsson, F. Ham, and G. Iaccarino. Stable and accurate wave propagation in discontinuous media. *J. Comput. Phys.*, 227:8753–8767, 2008.
- [26] K. Mattsson, F. Ham, and G. Iaccarino. Stable boundary treatment for the wave equation on second-order form. *Journal of Scientific Computing*, 41:366–383, 2009.

- [27] K. Mattsson and J. Nordström. High order finite difference methods for wave propagation in discontinuous media. *J. Comput. Phys.*, 220:249–269, 2006.
- [28] K. Mattsson, M. Svärd, M.H. Carpenter, and J. Nordström. High-order accurate computations for unsteady aerodynamics. *Computers & Fluids*, 36:636–649, 2006.
- [29] K. Mattsson, M. Svärd, and M. Shoenybi. Stable and accurate schemes for the compressible navier-stokes equations. *J. Comput. Phys.*, 227(4):2293–2316, 2008.
- [30] Ken Mattsson. Summation by parts operators for finite difference approximations of second-derivatives with variable coefficients. *Journal of Scientific Computing*, 51:650–682, 2012.
- [31] Ken Mattsson. Diagonal-norm upwind SBP operators. *Journal of Computational Physics*, 335:283 – 310, 2017.
- [32] Ken Mattsson, Martin Almquist, and Edwin van der Weide. Boundary optimized diagonal-norm SBP operators. *Journal of Computational Physics*, 2018.
- [33] Ken Mattsson and Ylva Ljungberg Rydin. Implicit summation by parts operators for finite difference approximations of first and second derivatives. *Journal of Computational Physics*, 473:111743, 2023.
- [34] Ken Mattsson and Pelle Olsson. An improved projection method. *Journal of Computational Physics*, 372:349 – 372, 2018.
- [35] Henrik Möller and Christian Sejer Pedersen. Low-frequency noise from large wind turbines. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 129(6):3727–3744, 2011.
- [36] Phuc D. Nguyen, Kristy L. Hansen, Bastien Lechat, Colin Hansen, Peter Catcheside, and Branko Zajamsek. Audibility of wind farm infrasound and amplitude modulated tonal noise at long-range locations. *Applied Acoustics*, 201:109106, 2022.
- [37] Olof Öhlund and Conny Larsson. Meteorological effects on wind turbine sound propagation. *Applied Acoustics*, 89:34–41, 2015.
- [38] Pelle Olsson, Gustav Eriksson, and Ken Mattsson. Projection based summation-by-parts methods, embeddings and the pseudoinverse. *Journal of Computational Physics*, 524:113689, 2025.
- [39] M. Pluess, E. Assary, F. Lionetti, K. J. Lester, E. Krapohl, E. N. Aron, and A. Aron. Environmental sensitivity in children: Development of the highly sensitive child scale and identification of sensitivity groups. *Translational Psychiatry*, 54(1):51–70, 2018.
- [40] Ylva Rydin, Ken Mattsson, and Jonatan Werpers. High-fidelity sound propagation in a varying 3D atmosphere. *Journal of Scientific Computing*, 77(2):1278–1302, 2018.
- [41] Alec N. Salt and Timothy E. Hullar. Responses of the ear to low frequency sounds, infrasound and wind turbines. *Hearing Research*, 268(1):12–21, 2010.
- [42] Alec N. Salt and James A. Kaltenbach. Infrasound from wind turbines could affect humans. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 31(4):296–302, 2011.
- [43] Alec N Salt and Jeffery T Lichtenhan. How does wind turbine noise affect people. *Acoustics Today*, 10(1):20–28, 2014.
- [44] Bo Søndergaard. Low frequency noise from wind turbines: Do the danish regulations have any impact? an analysis of noise measurements. *International Journal of Aeroacoustics*, 14(5-6):909–915, 2015.
- [45] Vidar Stiernström, Martin Almquist, and Ken Mattsson. Boundary-optimized summation-by-parts operators for finite difference approximations of second derivatives with variable coefficients. *Journal of Computational Physics*, 491:112376, 2023.
- [46] Vidar Stiernström, Lukas Lundgren, Murtazo Nazarov, and Ken Mattsson. A residual-based artificial viscosity finite difference method for scalar conservation laws. *Journal of Computational Physics*, 430:110100, 2021.
- [47] Anne Tolvanen, Henri Routavaara, Mika Jokikokko, and Parvez Rana. How far are birds, bats, and terrestrial mammals displaced from onshore wind power development? – a systematic review. *Biological Conservation*, 288:110382, 2023.

- [48] Antoine Turquet, Quentin Brissaud, Celso Alvizuri, Sven Peter Näsholm, Alexis Le Pichon, and Johan Kero. Retrieving seismic source characteristics using seismic and infrasound data: The 2020 ml 4.1 kiruna minequake, sweden. *Geophysical Research Letters*, 51(12):e2024GL109276, 2024. e2024GL109276 2024GL109276.
- [49] Kerstin Persson Waye, Michael Smith, and Mikael Ögren. Hälsopåverkan av lågfrekvent buller inomhus. Technical Report 3, Sahlgrenska Akademin Medicinska Institutionen, 2017.
- [50] Markus Weichenberger, Martin Bauer, Robert Kühler, Johannes Hensel, Caroline Garcia Forlim, Albrecht Ihlenfeld, Bernd Ittermann, Jürgen Gallinat, Christian Koch, and Simone Kühn. Altered cortical and subcortical connectivity due to infrasound administered near the hearing threshold - evidence from fmri. *PLOS ONE*, 12(4):1–19, 04 2017.