

Kustvind AB

► Sydkustens Vind

Ljudberäkningar

Oppdragsnr.: 5208574 Dokumentnr.: KVT/2021/R040/MEH Versjon: J02 Dato: 2021-03-24



Oppdragsgiver: Kustvind AB
Oppdragsgivers kontaktperson: Fredrik Martell
Rådgiver: Norconsult AS, Tærudgata 16, NO-2004 Lillestrøm
Oppdragsleder: Hanna Sabelström
Fagansvarlig: Inge Hommedal
Andre nøkkelpersoner: Lars Tallhaug

J02	2021-03-24	Språkändringar efter kommentarer från kunden	Maria Enger Hoem	Hanna Sabelström	Ove Undheim
J01	2021-03-12	Bullerberäkningar för två layouter.	Maria Enger Hoem, Hanna Sabelström	Inge Hommedal	Ove Undheim
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

This document has been prepared solely for the client. No third party may rely on the document and Kjeller Vindteknikk AB shall have no liability towards any third party.

► Sammanfattning

I förbindelse med planering av en framtida offshore vindkraftspark utanför Trelleborg i Skåne har bullernivåerna från vindkraftverken och in mot land beräknats.

På grund av generell brist på ljuddata från offshore-turbiner har denna analys baserats på ljuddata från vindkraftverk (turbiner) av mindre storlek som sedan har använts för att beräkna buller från de framtida, större vindkraftverken.

Rapporten innehåller fördjupande information om ljudutbredning över hav samt en kort sammanfattning av dagens kunskap kring buller från vindkraftsparker till havs.

Det har skapats en bullerkarta för två olika alternativ för turbinplacering, ett alternativ baserat på 15 MW-turbiner och ett baserat på 20 MW-turbiner. Ljudnivåen för båda turbinerna uppskattas eftersom de inte finns på marknaden. Resultaten för bägge alternativ antyder att bullernivån på land inte överskrider riktvärdet på $L_{eq} = 35 \text{ dB(A)}$. När det har beslutats vilken turbintyp som ska användas i en realisering av projektet behöver en ny analys utföras med faktisk ljuddata från turbinleverantör.

Efter en faglig vurdering är det valgt att benytta den danska beräkningsmetoden för ljudnivån.

► Innehåll

1	Inledning	5
2	Buller från stora vindkraftverk till havs	8
2.1	Allmänt om buller från stora vindkraftverk	8
2.2	Ljudutbredning över hav från vindkraftverk	8
2.2.1	<i>Lite om buller från vindkraftsparker vs. buller från enskilda vindkraftverk</i>	9
2.2.2	<i>Lite om potentiella akustiska- och psykoakustiska effekter av havsvågor</i>	10
2.2.3	<i>Vindprognos som möjlig åtgärd mot buller</i>	10
2.3	Uppskattning av oktavdata för framtida stora vindkraftverk	11
3	Bullerberäkningar	13
3.1	Svenska bullergränser	13
3.2	Den svenska beräkningsmetoden	13
3.3	Den danska beräkningsmetoden	14
3.4	Danish 2019 – WindPRO	14
4	Resultat	15
5	Referenser	18

1 Inledning

Kustvind AB, kunden, planerar en offshore vindkraftspark sydost om Trelleborg. Kjeller vindteknikk har fått i oppdrag att i en tidig fas utföra ljudberäkninger for att undersøke ljudutbredningen in mot land.

Vinden blåser huvudsakligen längs kustlinjen, med dominerende vindriktninger fra väst og syd-sydöst (Figur 1). Området for den tänkta vindkraftsparken ligger ca 8 km fra kysten og vises i Figur 2. Det  r en relativt liten andel vind som utg r pålandsvind, vilket  r den mest kritiska vindriktningen när det gäller ljudutbredningen fra vindkraftsparken in mot land.

Varken turbintyp eller turbinstorlek har best mtes for projektet men det  r t nkt att det ska användas turbinstorlekar som ännu ikke finnes tilgjengelige på marknaden, med effekter på 15 MW respektive 20 MW.

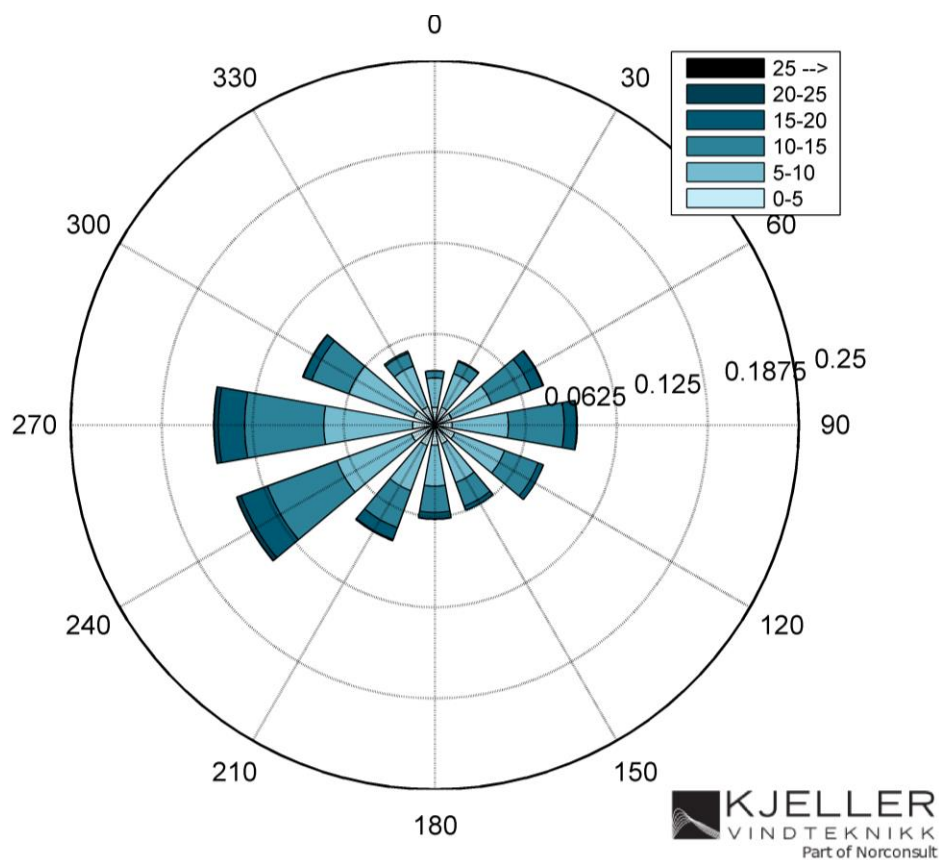
For  tt minske milj konsekvenserna vid bottenunders kning  r det önskvärt  tt placere vindkraftverken i rader inom vindkraftsomr det. Samtidig  r det viktig  tt ha tilr kkelig med fleksibilitet for placering av verk av framtidige storlekar innfor disse områdene. Enligt  nskem l fra kunden har raderna placerats i linjer som  r roterade 40  moturs fra nord-sydlig riktning og som t kker 30 % av parkområdet. Baserat på disse radformede ytor har två ulike alternativer for turbinplacering tagits fram, en layout per turbinstorlek. En oversikt  ver de två layoutalternativen vises i Tabell 1.

Ljuddata fra offshoreturbiner av denne storlek har ikke funnits og derfor har lyddaten for disse framtidige turbinstorlekar uppskattats genom estimering fra tilgjengelig data fra mindre vindkraftverk, dette beskrives nærmere i avsnitt 2.3.

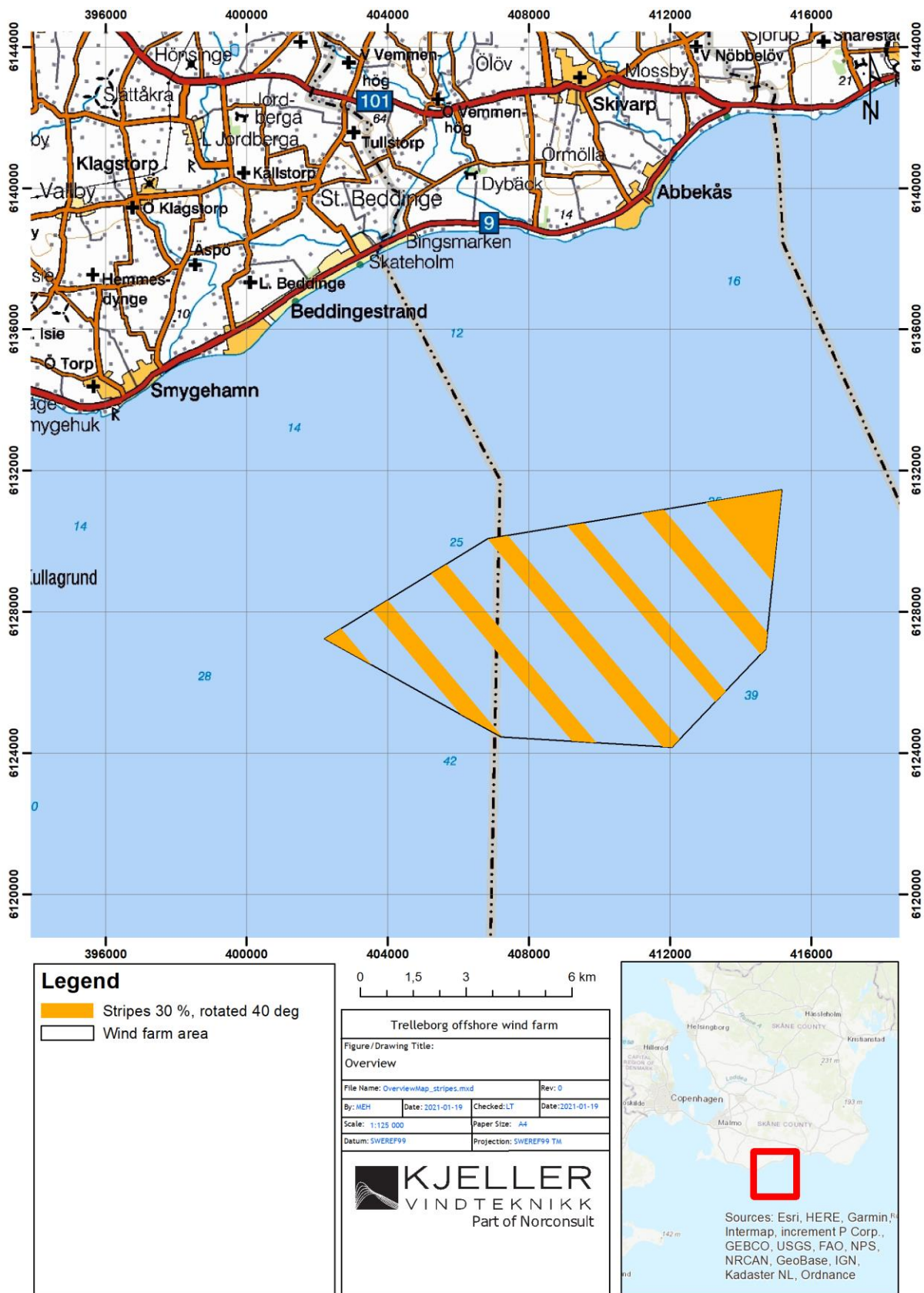
Resultaten fra ljudber kningarna presenteras i avsnitt 4 i form av två bullerkartor, en for varje layoutalternativ.

Tabell 1: Oversikt över ulike layoutalternativer for generiske vindkraftverk av storlekarna 15 MW og 20 MW.

Alternativ	Installerad effekt per turbin [MW]	Antal turbiner	Rotordiameter [m]	Navh�jd [m]	Finns i radalternativ
Layout 1	15	33	234	160	30 %
Layout 2	20	25	270	170	30 %



Figur 1: Beräknad vindros for perioden 2000 – 2020. Vindrosen är beräknad i 10 m höjd över marken och är baserad på WRF4km-data, vindkorrigerad mot WRF1km. Färgkoden på vindrosen visar vindhastighet som 10 min medelvind [m/s]. Längden på varje sektorstolpe visar andelen av tid med vind från given riktning. Norr motsvarar 0 °.



Figur 2: Översiktskarta över vindkraftsparkområdet med ränder som avgränsningar för turbinplacering.

2 Buller från stora vindkraftverk till havs

2.1 Allmänt om buller från stora vindkraftverk

Buller från vindkraftverk kan beskrivas som bredbandigt ljud, dvs ljudet innehåller energi från många olika frekvenser. Låg-frekvensdelen av ljudet orsakas av de stora komponenterna på ett vindkraftverk, såsom rotorblad og torn. Med ökande storlek på dessa delar ökar också den delen av ljudet som är lågfrekvent. Detta har med geometri och fysik att göra, och är därmed oberoende av fabrikat. Det kan därför förväntas att framtida och större vindkraftverk kommer att ge mer lågfrekvent buller än dagens vindkraftverk.

Lågfrekvent buller har mindre dämpning över avstånd än vad buller i mellan- och högfrekvensspektrumet har. Under annars lika villkor kommer alltså framtida stora vindkraftverk att orsaka buller över ett större geografiskt område än dagens vindkraftverk. Detta faktum kan få konsekvenser för bland annat;

1. Val av beräkningsmetod för ljudutbredning över stora avstånd. Beräkningsmetoden måste kunna hantera utbredning av lågfrekvent ljud över hav på ett bra sätt.
2. Hantering av buller inomhus från vindkraftverk (Bolin, et al., 2014).

2.2 Ljudutbredning över hav från vindkraftverk

Det är känt att ljud sprider sig bra över hav, framförallt i medvind. Det finns flera orsaker till en så effektiv ljudutbredning, de två viktigaste är:

1. Det finns ingen naturlig ljudavskärmning från terräng, byggnader eller andra objekt.
2. Vid vissa atmosfäriska förhållanden kan ljudet reflekteras mellan havsyta och skikt i atmosfären, såsom visas i Figur 3. Detta kan liknas vid att *ljudet kanaliseras, dvs fångas mellan havsytan och skikt i atmosfären* så att en mindre del av ljudenergin släpps igenom till andra delar av atmosfären. Ljudstyrkan minskar därför inte med ökande avstånd lika mycket som i andra och mer vanliga atmosfäriska situationer. För vanliga ljudkällor i normal atmosfär minskar ljudet med ≈ 6 dB per fördubbling av avståndet i fjärrfältet, medan ljudet över hav i förhållanden som ovan endast minskar med ≈ 3 dB per avståndsfördubbling.

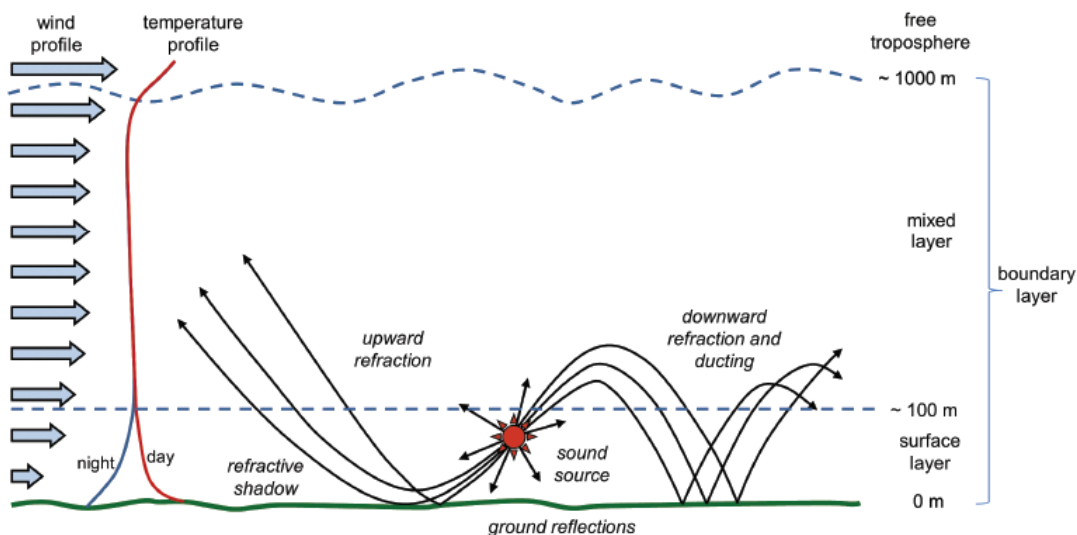
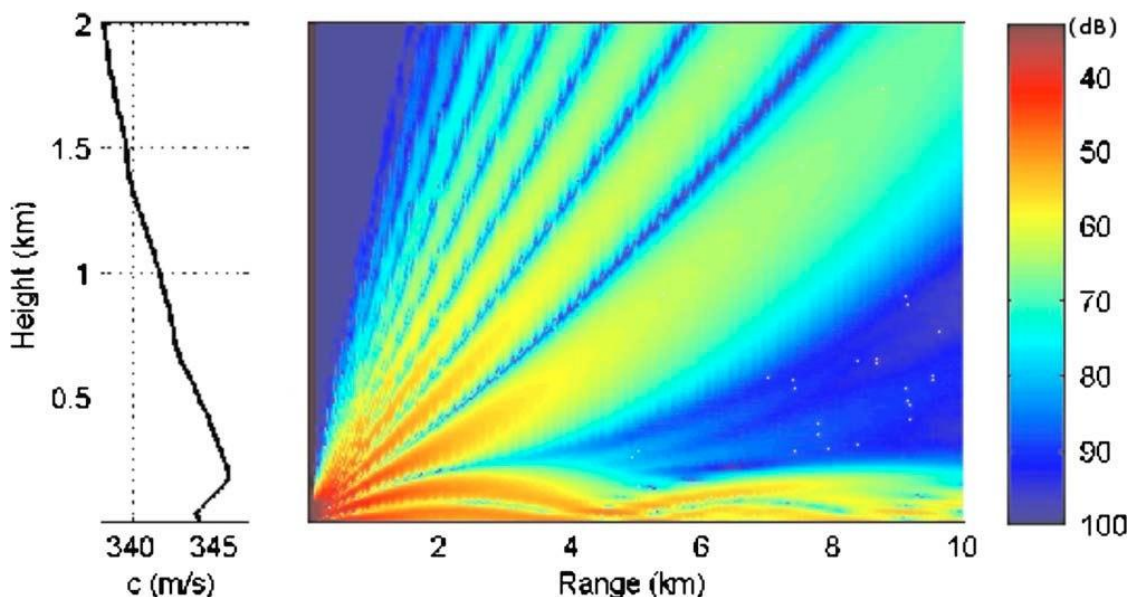


Figure 1. Schematic of the atmospheric boundary layer (ABL) showing the atmospheric surface layer (ASL; between the straight dashed line and the ground), mixed layer, capping inversion (curvy dashed

line), and free troposphere. Near-ground sound propagation for a high-wind condition, with the wind blowing from left to right, is depicted.

Figur 3: Illustration av viktiga teman i ljudutbredning, här visat **över land**. För ljudutbredning **över hav** kommer reflektioner från havsytan att betyda mer än vid ljudutbredning över land. Över hav är det också vanligt att låga jet-vindar («Low level jets») är mer stabila, vilket ger mer distinkta ljudreflektioner nedåt. (Wilson, et al., 2015)

Ljudutbredning över hav från vindkraft-imiterade ljudkällor har studerats empiriskt och modellbaserat av Bolin et al. (Bolin, et al., 2009). Ett exempel på modell-predikerad ljudutbredning från den artikeln visas i figuren nedan.



Figur 4: Datamodellerad ljudutbredning, här i form av förlust/dämpning («Transmission loss»), som funktion av avstånd och höjd över havet (figuren till höger). Effektiv ljudhastighet som funktion av höjd över havet visas i figuren till vänster. Lägg märke till «kanalisering» av ljudet i höjd med maxima av ljudhastigheten (≈ 200 m över havet). Detta är figur 8 i artikeln av Bolin et.al. (Bolin, et al., 2009).

Figuren ovan gäller för laminär strömning i atmosfären, en situation som kan vara vanlig i Östersjön under tidig sommar.

Bolin et. al. har senare också studerat långtidsestimat för lågfrekvent ljud från vindkraftverk till havs (Bolin, et al., 2014). Den artikeln visar också ljudutbredning för olika vindriktningar mellan vindkraftverk och mottagare (såsom en bostad på land).

I den tillgängliga litteraturen är det konsensus om att *ljudutbredning i medvind* på stora avstånd från ett vindkraftverk till havs medför en reduktion på ≈ 3 dB per fördubbling av avstånd. I *motvind eller sidvind* kommer reduktionen att vara mycket större. Även i *medvind, men med mycket turbulens* i atmosfären kommer reduktionen troligen vara större än ≈ 3 dB per avståndsfördubbling.

Den svenska beräkningsmodellen (se avsnitt 4) kan ge ett konservativt estimat för ljudutbredning som kan vara förnuftigt i tidig projektfas, såsom denna rapport.

2.2.1 Lite om buller från vindkraftsparker vs. buller från enskilda vindkraftverk

I facklitteraturen behandlas oftast buller från enskilda vindkraftverk. Buller från *hela vindkraftsparker* har alltså studerats mindre. Variationer i källstyrka (till följd av variationer i turbulens uppströms i parken) och varierande ljudutbredning (variationer i atmosfären) kommer jämnas ut i rum och tid. Detta har konsekvenser för hur ljudet från en vindkraftspark breder ut sig jämfört med ljudet från ett *enskilt vindkraftverk*. Vi har inte funnit litteratur som tar sig an detta tema men generellt så kommer sådana fenomen att leda till mindre korttidsvariationer i bullernivån på stora avstånd (till exempel till en bostad på land). Å andra sidan kommer turbinerna i en vindkraftspark leda till mer turbulens inom parkområdet. Mer turbulens leder bland annat till förlust i elproduktionen (vakförluster) och mer buller. Det är svårt att på förhand avgöra hur balansen mellan dessa två effekter kommer att falla ut för en vindkraftspark.

2.2.2 Lite om potentiella akustiska- och psykoakustiska effekter av havsvågor

Vi har inte satt oss in i vilken betydelse vågor på havsytan har för ljudreflektionerna mellan hav och eventuella ljudreflektioner i atmosfären.

Det är känt att under kraftig vind kan också naturligt förekommande ljud från vågor på havet vara starkt och kan ha potential till att maskera buller från vindkraftverk. Detta har studerats av bland annat Bolin et al. (Bolin, et al., 2012). Den studien behandlade inte specifikt låg-frekvent buller och det är därför ovisst hur relevant studien är för framtida vindkraftverk (se ovan). Förhållandet mellan direkta vind-induserade vågor (som har relativt kort våglängd) och dyningar (som har längre våglängd) kommer nog också påverka eventuell maskering. Dyningar bildas lätt över stora, öppna hav och det är osäkert hur vanligt det är med dyningar i detta område av Östersjön. Observera att dyningar kan vara kvar ett tag efter att vindar har reducerats och i tiden fram tills dess att dyningarna också har avtagit kan maskeringen vara annorlunda än i perioder med stabil vind. Omvänt så byggs dyningar upp långsamt över tid så att det kommer vara lite dyningar en tid efter att det börjat blåsa igen efter en period med lite vind. Detsamma kan antas gälla för ljudreflektioner som nämnts ovan. Dessa två teman bör studeras närmre, gärna också för denna specifika del av Östersjön.

2.2.3 Vindprognos som möjlig åtgärd mot buller

Vindmodeller/prognoser med bra upplösning i tid och rum har potential till att ge kunnskap om atmosfäriska förhållanden som påverkar ljudutbredning. Kombinerat med bra modeller för ljudutbredning kan detta användas som ett verktyg till att ta fram prognoser (på tex tim- eller dygnsbasis) för ljudutbredningen in till land från vindkraftsparker. Vid risk för god ljudutbredning (dvs höga bullernivåer vid land) kan man ställa ner vindkraftverken till ett mindre ljudalstrande modus. Bra vindmodeller/prognoser är förstås också användbara verktyg för energiplanering och elhandel.

2.3 Uppskattning av oktavdata för framtida stora vindkraftverk

Ljuddata för de två turbinstorlekar som har använts i denna rapport har inte funnits tillgängliga. Det finns generellt väldigt lite information angående ljuddata från stora vindkraftverk att tillgå. I den här rapporten har därför uppskattad ljuddata använts för att beräkna buller från de framtida, större vindkraftverken.

En artikel i Journal of Acustical society of America handlar om buller från stora vindkraftverk, där man har uppskattat både 1/3-oktav- och oktavdata för vindkraftverk med en effekt runt 10 MW (Møller & Pedersen, 2010). Data från vindkraftverk i storlekarna 650 kW till 2,5 MW användes för att extrapolera data till 10 MW-turbiner. Ekvation (1) är angiven i rapporten och beskriver förhållandet mellan källljudet för en referensturbin och källljudet för en annan turbin. Datan som är använd i rapporten ger värdet 11,0 dB på *konstanten*, Refpower är 1 MW og RefL_{WA} 101.1 dB (Møller & Pedersen, 2010).

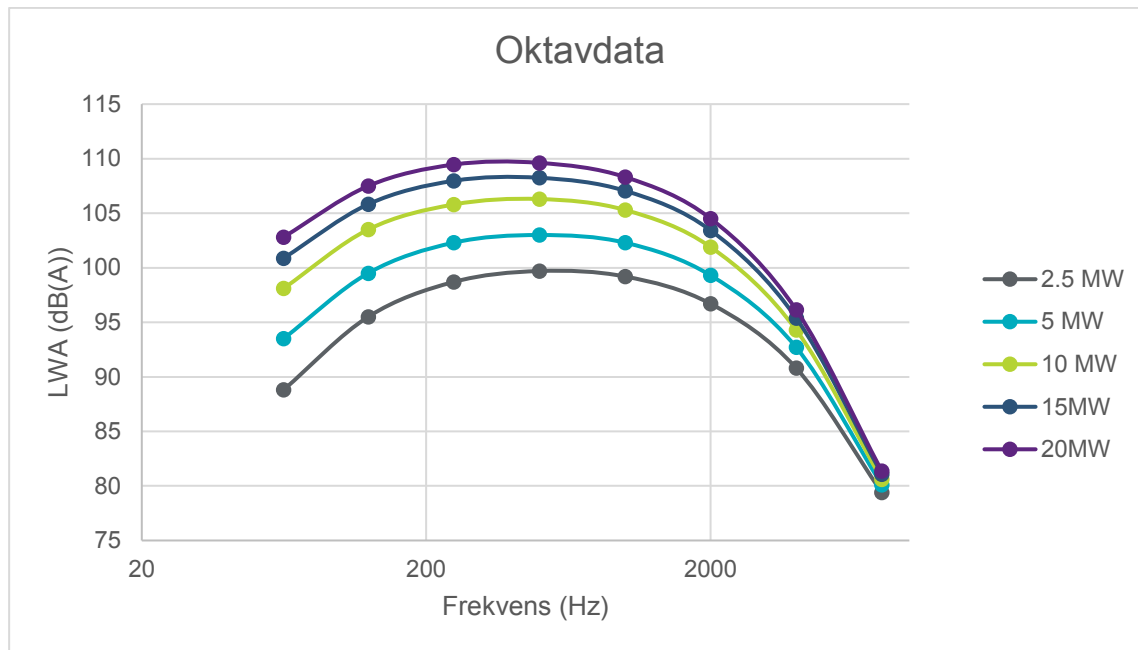
$$L_{WA} = \text{konstant} \cdot \log_{10} \left(\frac{\text{Power}}{\text{Refpower}} \right) + \text{Ref}L_{WA} \quad (1)$$

Ekvation (1) har använts på liknande sätt i detta arbete för att uppskatta L_{WA}-värden (ljudeffektnivå) för de framtida turbinstorlekarna på 15 MW och 20 MW. Motsvarande ekvation har också använts för att extrapolera 1/3-oktavdatan till de större 15 MW- och 20 MW-turbinerna. Uppskattade L_{WA}-värden för 2,5 MW turbiner från rapporten har då använts tillsammans med olika tillpassade konstanter för varje centerfrekvens. Därefter är de uppskattade 1/3 oktavsdatan summerade upp till den uppskattade oktavdatan. Oktavdatan som är given i rapporten av Møller og Pedersen, och de resulterande värdena efter extrapolering till större vindkraftverk är angivna i Tabell 2 och illustrerade i Figur 2-5.

Tabell 2: Uppskattade A-viktade bullernivåer för vindkraftverk av storlek runt 2,5 MW, 5 MW och 10 MW från Tabell III i rapporten av Møller og Pedersen (Møller & Pedersen, 2010), och extrapolerade värden för vindkraftverk av storlek kring 15 MW och 20 MW. Notera att datan inte innehåller några säkerhetsmarginaler.

Frekvens [Hz]	Från Møller och Pedersens rapport [dB(A)]			Extrapolerat [dB(A)]	
	2,5 MW	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW
31.5	78.3	83.6	88.8	91.9	94.1
63	88.8	93.5	98.1	100.9	102.8
125	95.5	99.5	103.5	105.8	107.5
250	98.7	102.3	105.8	108.0	109.5
500	99.7	103	106.3	108.2	109.6
1000	99.2	102.3	105.3	107.1	108.3
2000	96.7	99.3	101.9	103.4	104.5
4000	90.8	92.7	94.3	95.4	96.1
8000	79.4	80.1	80.6	81.1	81.4
Σ L _{WA}	105.5	108.8	112.1	114.0	115.4

Det är viktigt att notera att detta är uppskattade värden för bullernivåer för framtida, större vindkraftverk och vid ett framtida val av en specifik turbin typ behöver nya bedömningar göras med ljuddata från vald turbinleverantör.



Figur 2-5: Uppskattad oktavdata för vindkraftverk med storlek runt 2,5 MW, 5MW och 10 MW från Møller og Pedersens rapport (Møller & Pedersen, 2010), samt extrapolerade värden för vindkraftverk med storlekar runt 15 MW og 20 MW. Lagg märke till en förskjutning av spektrumet mot mer bas med ökande storlek på vindkraftverk.

3 Bullerberäkningar

3.1 Svenska bullergränser

Naturvårdsverket gav i december 2020 ut en ny vägledning som ger riktlinjer om hur man ska beräkna buller från vindkraftverk (Naturvårdsverket, 2020-12-01). Vägledningen anger även riktvärden för buller som inte bör överskridas vid bostäder samt vid friluftss- och rekreationsområden, se Tabell 3. Riktvärdena gäller den totala bullernivån, från alla närliggande vindkraftverk.

Tabell 3: Riktvärden (ljudnivå som inte bör överskridas) för buller från vindkraftverk (Naturvårdsverket, 2020-12-01).

Områdesanvändning	Riktvärde L_{eq} [dBA]
Utomhus vid bostäder (permanent- och fritidsboende)	40
Utomhus inom friluftsområden	35

Naturvårdsverket rekommenderar att man i de flesta fall använder sig av metoden NORD2000 för beräkning av vindkraftsbuller. Det finns även enklare, svenska beräkningsmetoder som är framtagna av Naturvårdsverket som kan användas i vissa fall. För en bedömning av förväntade ljudnivåer från en offshore vindkraftspark kan Naturvårdsverkets enklare beräkningsmetod för havsbaserad vindkraft användas. Den antar dock en kraftig pålandsvind och ger i normalfallet en överskattning av de faktiska ljudnivåerna (Naturvårdsverket, 2020-12-01).

3.2 Den svenska beräkningsmetoden

Den svenska beräkningsmetoden innehåller tre olika beräkningsfall (Naturvårdsverket, 2020-12-01):

1. På land på avstånd upp till 1 km
2. På land på avstånd över 1 km
3. Till havs på långa avstånd

Ekvationen för ljudutbredningen (2) är hämtad från räknearket för den svenska beräkningsmodellen som ligger tillgänglig på Naturvårdsverkets hemsida, (Naturvårdsverket, 2021):

$$LA = LWA - 8 - 20\log(r) - \Delta La + 10\log\left(\frac{r}{1000}\right) \quad (2)$$

LA är ljudnivån där frekvenserna är viktade efter människans hörsel (A-vägning), LWA är ljudeffekten, eller källjudet, från vindkraftverket och r är avståndet till vindkraftverket. LWA är också A-vägda värden. Det ska även tas hänsyn till ljudabsorption i luft. För beräkningar av ljud från offshore vindkraftsparker med den svenska modellen krävs det A-vägda oktavdata för att beräkna ljudabsorptionen.

Ljud sprider sig mycket längre över vatten än över land, därför antas halvsfärisk ljudspridning (dvs en reduktion på 6 dB per avståndsfördubbling) upp till 1 km från vindkraftverket, och därefter cylindrisk ljudspridning (dvs en reduktion på 3 dB per avståndsfördubbling). Den nya vägledningen från Naturvårdsverket saknar dock information om hur övergången av ljudutbredning från hav till land ska behandlas. I en tidigare utgåva från 2010 beskrivs det att beräkningarna först görs för ljudutbredning över hav och sedan ändras för beräkning över land vid kustlinjen. Detta medför att det uppstår en diskontinuitet längs kustlinjen. EMD har utfört en test genom att utföra beräkningarna enligt den metodiken och får då ljudnivån faller med 10 dB vid kustlinjen och avtar vidare in över land. Dessa resultat har också jämförts med beräkningar som har utförts med den danska modellen som visar på liknande resultat. EMD konkluderar därför att den svenska modellen inte har implementerats på riktigt sätt i WindPRO pga saknad information om hur övergången hav-land vid kustlinjen ska behandlas. Den danska modellen tar hänsyn till denna övergång och ger en jämn och kontinuerlig övergång i de beräknade ljudnivåerna från hav till land. Vi har

därför konkluderat att den danska beräkningsmetoden är den metod som är mest lämpad att använda i detta tillfälle.

3.3 Den danska beräkningsmetoden

Vägledning 51 från Miljøstyrelsen i Danmark beskriver beräkning av ljud från vindturbiner med en enkel metod (Miljøstyrelsen, 2021) och är baserad på kungörelse 135 om ljud från vindturbiner som utkom den 7 februari 2019 (Miljø- og Fødevarerministeriet, 2019)

Den danska beräkningsmetoden förutsätter att det är medvind från alla vindturbiner till alla beräkningspunkter. Det finns endast 3 valbara parametrar:

1. Källjudet för de relevanta vindturbinerna. Antingen given i 1/1 oktav eller 1/3 oktav.
2. Höjden på vindturbinerna.
3. Avståndet mellan vindturbinerna och beräkningspunkterna.

För vindturbiner till havs så används en annan korrektion (3 dB) för terrängeffekter än för vindturbiner som står på land (1.5 dB). Terrängkorrektionen för land gäller 200 m in från kustlinjen vilket medför att ljudet interpoleras linjärt mellan havs- och landkorrektion inom den övergångszonen på 200 m. I tillägg ingår det en korrektion för möjliga reflektioner för vindturbiner till havs. Korrektionen är beroende av frekvensen och höjden på turbinen och avståndet över vattnet. Detta kommer typiskt att påverka ljudnivåerna där avståndet är mellan 5 och 7 km från turbin till beräkningspunkt. För en vindturbin med navhöjd på 100 m placerad till havs ca 10 km från kusten kommer korrektionen i ljudnivån vara 2 dB (Miljøstyrelsen, 2021) Ljudutbredningen beräknas med följande ekvation (3).

$$L_{pA} = L_{A,ref,k} + 10 \cdot \log 4\pi(l^2 + h^2) - 11dB + \Delta L_g - \Delta L_a + \Delta L_m \quad (3)$$

3.4 Danish 2019 – WindPRO

I beräkningsprogrammet WindPRO för vindkraft (EMD, 2020) är det i modulen DECIBEL som den danska beräkningsmodellen har lagts till, under namnet «Danish 2019». Här är det inlagt standardvärden och inställningar som motsvarar vad som finns angivet i den danska vägledningen beskriven i avsnitt 3.3, och som delvis motsvarar den svenska vägledningen beskriven i avsnitt 3.2. Beräkningarna blir utförda med en referensvind på både 6 m/s och 8 m/s i 10 m höjd (endast resultatet för 8 m/s visas i rapporten jämför med vägledningen) och mottagarpunkten har en höjd på 1,5 m över marken. Det är krav på oktavdata för offshoreberäkningar, Luftabsorption tas hänsyn till och det beräknas en ekvivalent ljudnivå, L_{eq} . Vid beräkningar för en offshore vindkraftspark väljs det ett område som är definierat som vatten och ljudutbredningen beräknas enligt ekvation 3, beskriven i avsnitt 3.3.

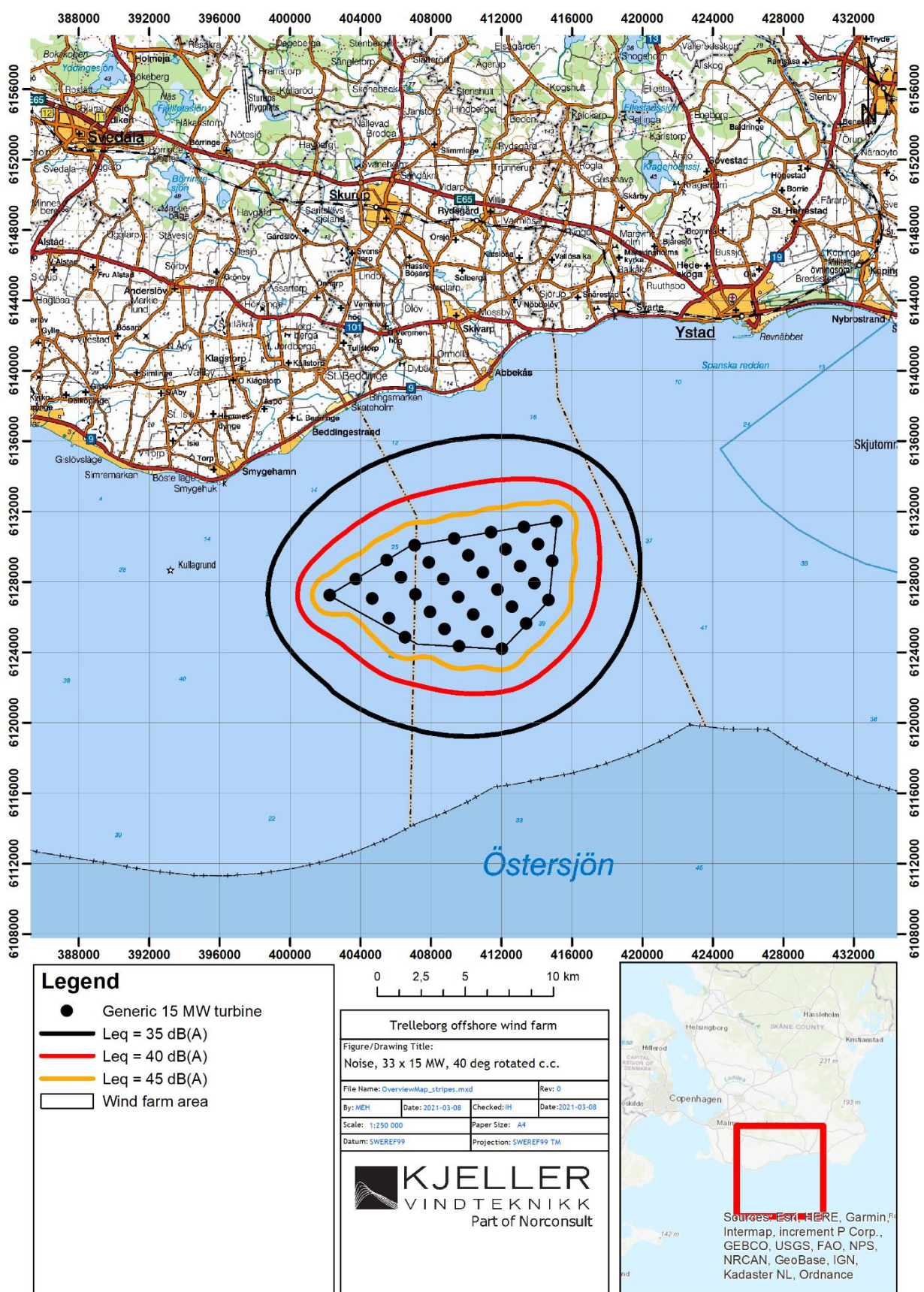
4 Resultat

Här presenteras resultaten från de två olika layoutalternativen i form av bullerkartor. Figur 6 visar resultatet för layouten med 15 MW-turbiner och Figur 7 resultatet för 20 MW-turbiner. På grund av den höga osäkerheten i beräkningarna presenteras endast kartor.

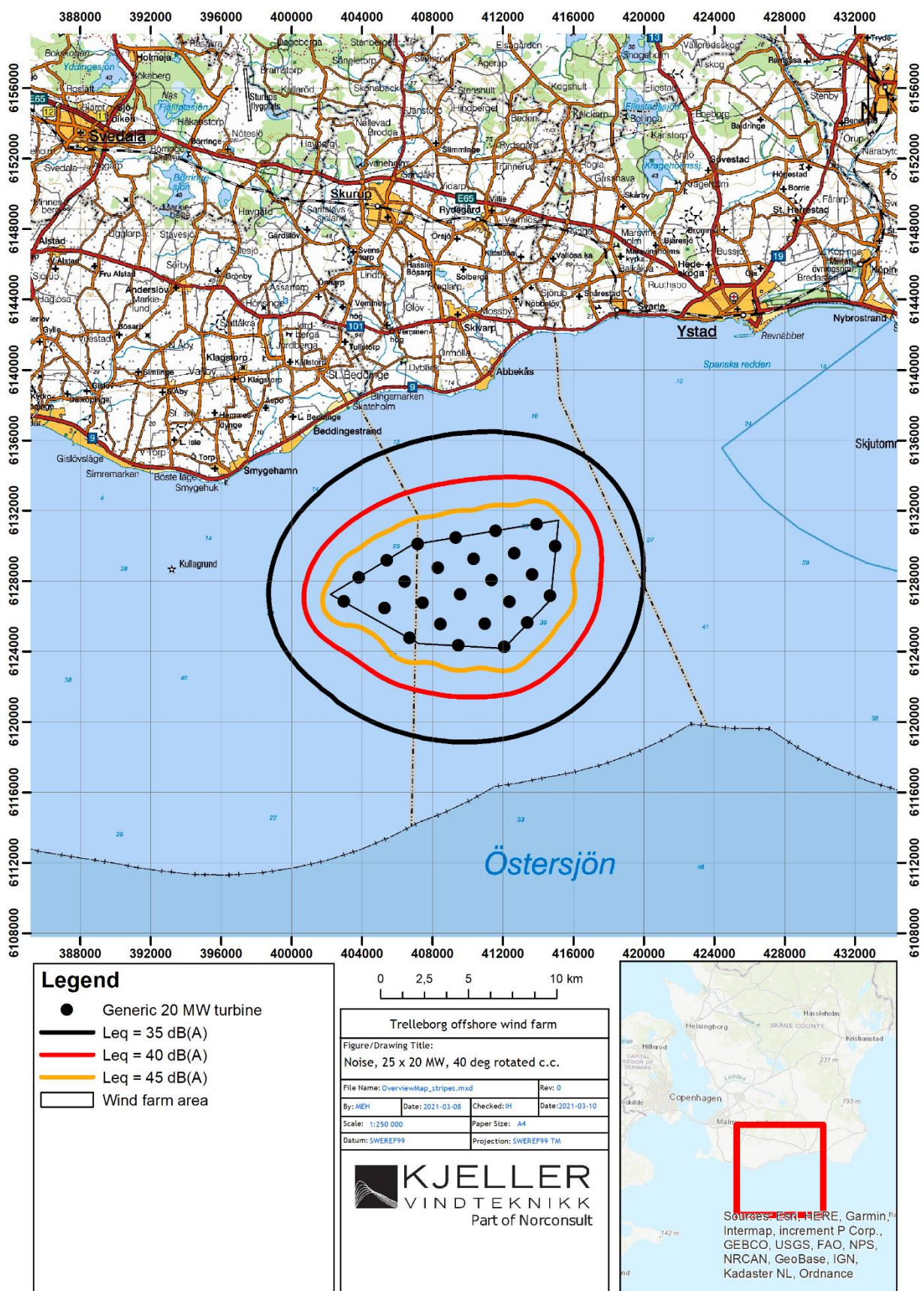
För bägge turbinalternativ ligger gränsen på $L_{eq} = 35$ dB(A) väl utanför kusten. För alternativet med 20 MW turbiner går denna gräns något längre in mot land än för alternativet med 15 MW turbiner. Större avstånd ger större modellosäkerhet vid låga bullernivåer (i akustiska sammanhang) så som i detta fall där ljudet rör sig mellan 8 och 10 km och har ljudnivåer på 35 dB(A) och lägre. Samtidigt är det även en stor osäkerhet knuten till de uppskattade källljuden eftersom det har funnits knapphändigt dataunderlag att basera dessa beräkningar på.

Metoden som är använd, den danske beräkningsmetoden för havsbaserad vindkraft, resulterar generellt i en överskattning av de faktiska ljudnivåerna. Modellen utgår från ett antagande om pålandsvind vilket i detta område inte sker särskilt ofta (Figur 1).

I tidig planeringsfas som detta projekt kan resultaten i denna rapport vara till hjälp för att skapa sig en bild av ljudutbredningen från den planerade vindkraftsparken. Vid ett framtida val av turbintyp för projektet behöver det göras en ny bedömning av bullernivåer där oktavdata från relevant turbinleverantör används istället för uppskattad data.



Figur 6: Bullerkarta for Sydkustens Vind med layouten med 15 MW- turbiner.



Figur 7: Bullerkarta for Sydkustens Vind med layouten med 20 MW- turbiner.

5 Referenser

Bolin, K., Almgren, M., Ohlsson, E. & Karasalo, I., 2014. *Long term estimations of low frequency noise levels over water from an off-shore wind farm*, s.l.: Journal of the Acustical society of America, volume 135 (3).

Bolin, K., Boué, M. & Karasalo, I., 2009. *Long range sound propagation over a sea surface*, s.l.: Journal of the Acustical Society of America.

Bolin, K., Kedhammar, A. & Nilsson, M. E., 2012. *The influence of background sounds on loudness and annoyance of wind turbine noise*, s.l.: Acta Acustica united with Acustica.

EMD, 2020. *WindPRO User Manual*. [Internett]

Available at: <http://help.emd.dk/WindPRO/>

Miljø- og Fødevareministeriet, 2019. *Bekjendtgørelse om støj fra vindmøller*. [Internett]

Available at: <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2019/135>

Miljøstyrelsen, 2021. *Støj fra vindmøller - Vejledning fra Miljøstyrelsen*, Odense: Miljøministeriet.

Møller, H. & Pedersen, S. C., 2010. *Low-frequency noise from large wind turbines*, s.l.: Acustical Society of America.

Naturvårdsverket, 2020-12-01. *Vägledning om buller från vindkraftverk*, s.l.: s.n.

Naturvårdsverket, 2021. *Buller från vindkraftverk*. [Internett]

Available at: <http://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Vagledningar/Buller/Buller-fran-vindkraft/>

Wilson, D. K., Pettit, C. L. & Ostashev, V. E., 2015. *Sound propagation in the atmospheric boundary layer*, s.l.: Acustical Society of America.

DECIBEL - Main Result

Calculation: Offshore Generic 15 MW turbine x 33, rotated stripes, Layout 1, estimated octave data, NSA, Danish 2019 code, MAP

Noise calculation model:

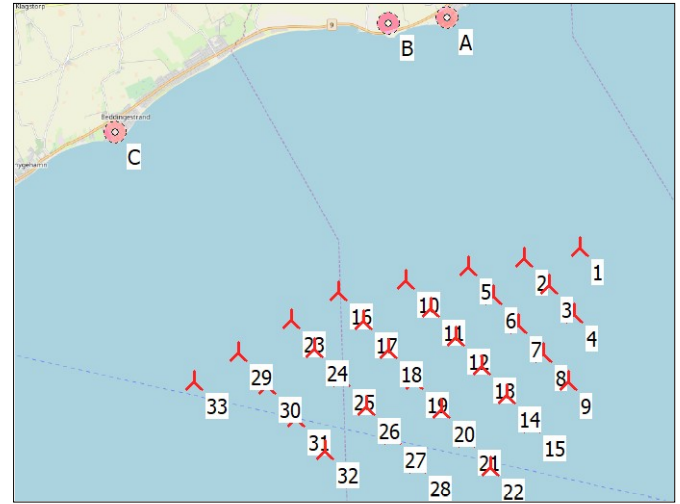
Danish 2019

The calculation is based on "BEK nr 135 af 07/02/2019" from the Danish Environmental Agency.

For wind turbines classified as offshore wind turbines multiple reflections (Lm) are applied.

All coordinates are in

Swedish UTM 33-SWREF99 (SE)



Scale 1:250,000

🚧 New WTG

🏠 Noise sensitive area

WTGs

Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Noise data					First wind speed [m/s]	LwaRef [dB(A)]	Last wind speed [m/s]	LwaRef [dB(A)]
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Offshore	Creator	Name			
1	415,134	6,131,423	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
2	413,283	6,131,109	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
3	414,101	6,130,147	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
4	414,910	6,129,183	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
5	411,437	6,130,812	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
6	412,254	6,129,842	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
7	413,072	6,128,883	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
8	413,884	6,127,913	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
9	414,691	6,126,959	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
10	409,333	6,130,452	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
11	410,139	6,129,498	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
12	410,961	6,128,527	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
13	411,789	6,127,557	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
14	412,606	6,126,586	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
15	413,419	6,125,621	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
16	407,087	6,130,079	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
17	407,903	6,129,113	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
18	408,719	6,128,142	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
19	409,557	6,127,138	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
20	410,406	6,126,139	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
21	411,223	6,125,162	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
22	412,041	6,124,202	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
23	405,499	6,129,221	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
24	406,304	6,128,255	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
25	407,136	6,127,278	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
26	407,963	6,126,295	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
27	408,791	6,125,318	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
28	409,613	6,124,335	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
29	403,750	6,128,158	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
30	404,677	6,127,047	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
31	405,621	6,125,936	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
32	406,539	6,124,847	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a
33	402,261	6,127,246	0.0 Generic turbine 15000 234.0 !...	No	None	Generic Turbine-15,000	15,000	234.0	160.0	Yes	USER	Extrapolation to 15 MW	6.0	109.9	a

a) Generic data based on turbine power (very uncertain)

Calculation Results

Sound level

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Immission height	Wind speed	Demands Noise	Sound level From WTGs	Distance to noise demand	Demands fulfilled ? Noise
					[m]	[m/s]	[dB(A)]	[dB(A)]	[m]	
A	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (2)	410,907	6,139,095	0.0	1.5	6.0	35.0	22.1	5,847	Yes
A						8.0	35.0	29.9	2,839	Yes
B	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (3)	408,946	6,138,918	8.2	1.5	6.0	35.0	22.1	5,993	Yes
B						8.0	35.0	29.9	2,874	Yes
C	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (4)	399,840	6,135,554	0.0	1.5	6.0	35.0	21.2	6,160	Yes
C						8.0	35.0	29.2	3,393	Yes

DECIBEL - Main Result

Calculation: Offshore Generic 15 MW turbine x 33, rotated stripes, Layout 1, estimated octave data, NSA, Danish 2019 code, MAP

Distances (m)

WTG	A	B	C
1	8759	9719	15842
2	8332	8933	14159
3	9500	10173	15251
4	10689	11416	16361
5	8299	8479	12529
6	9350	9660	13665
7	10438	10850	14818
8	11571	12062	15988
9	12712	13267	17158
10	8785	8474	10777
11	9627	9495	11947
12	10567	10584	13155
13	11572	11711	14378
14	12624	12864	15601
15	13706	14029	16824
16	9792	9032	9082
17	10424	9860	10319
18	11169	10778	11566
19	12033	11796	12855
20	12966	12862	14152
21	13936	13943	15413
22	14936	15038	16666
23	11258	10291	8492
24	11776	10985	9749
25	12404	11780	11033
26	13134	12661	12317
27	13938	13601	13597
28	14816	14598	14878
29	13071	11949	8366
30	13563	12615	9786
31	14181	13400	11221
32	14902	14275	12629
33	14668	13451	8654

DECIBEL - Main Result

Calculation: Offshore Generic 20 MW turbine x 25, rotated stripes, Layout 2, estimated octave data, NSA, Danish 2019 code, MAP

Noise calculation model:

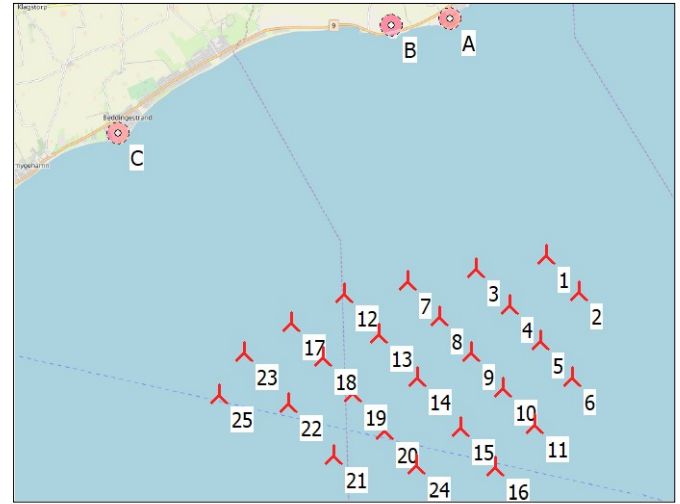
Danish 2019

The calculation is based on "BEK nr 135 af 07/02/2019" from the Danish Environmental Agency.

For wind turbines classified as offshore wind turbines multiple reflections (Lm) are applied.

All coordinates are in

Swedish UTM 33-SWREF99 (SE)



Scale 1:250,000

✚ New WTG

■ Noise sensitive area

WTGs

Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Noise data				First wind speed [m/s]	LwaRef [dB(A)]	Last wind speed [m/s]	LwaRef [dB(A)]
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Offshore Creator Name				
1	413,939	6,131,221	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
2	414,989	6,129,977	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
3	411,606	6,130,832	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
4	412,667	6,129,574	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
5	413,682	6,128,372	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
6	414,703	6,127,161	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
7	409,336	6,130,454	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
8	410,355	6,129,245	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
9	411,374	6,128,036	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
10	412,393	6,126,828	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
11	413,410	6,125,622	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
12	407,179	6,130,097	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
13	408,324	6,128,737	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
14	409,586	6,127,238	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
15	410,988	6,125,574	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
16	412,100	6,124,254	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
17	405,420	6,129,173	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
18	406,432	6,127,969	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
19	407,450	6,126,759	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
20	408,469	6,125,549	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
21	406,715	6,124,762	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
22	405,291	6,126,455	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
23	403,826	6,128,199	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
24	409,484	6,124,344	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5
25	402,988	6,126,830	0.0 Generic Turbine 20000 270.0 ...No	AAER		Generic Turbine-20,000	20,000	270.0	170.0	Yes USER Extrapolation to 20 MW	6.0	110.8 a	8.0	115.5

a) Generic data based on turbine power (very uncertain)

Calculation Results

Sound level

Noise sensitive area			Easting	Northing	Z	Immission height [m]	Wind speed [m/s]	Demands		Sound level		Distance to noise demand [m]	Demands fulfilled ?	
No.	Name							Noise	From WTGs	Noise	From WTGs		Noise	
A	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (2)		410,907	6,139,095	0.0	1.5	6.0	35.0	21.6	5,960			Yes	
A								8.0	30.2	2,617			Yes	
B	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (3)		408,946	6,138,918	8.2	1.5	6.0	35.0	21.7	6,041			Yes	
B								8.0	30.3	2,577			Yes	
C	Noise sensitive point: Swedish normal frequency - Night; Recreational locations (4)		399,840	6,135,554	0.0	1.5	6.0	35.0	20.9	6,093			Yes	
C								8.0	29.6	3,026			Yes	

Distances (m)

WTG	A	B	C
1	8437	9175	14750
2	9990	10792	16144
3	8292	8512	12678
4	9682	10057	14153
5	11076	11560	15594
6	12523	13090	17069

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: Offshore Generic 20 MW turbine x 25, rotated stripes, Layout 2, estimated octave data, NSA, Danish 2019 code, MAP

...continued from previous page

WTG	A	B	C
7	8782	8472	10779
8	9865	9775	12262
9	11068	11149	13767
10	12356	12571	15288
11	13703	14025	16816
12	9740	8996	9146
13	10675	10200	10883
14	11930	11697	12812
15	13521	13499	14962
16	14888	14999	16673
17	11338	10363	8476
18	11992	11233	10049
19	12811	12250	11630
20	13763	13377	13211
21	14933	14330	12795
22	13831	12987	10606
23	12994	11878	8365
24	14819	14583	14787
25	14599	13476	9274