

Beregnet til
Norsk Vind Moldalsknuten AS
Norges vassdrags- og energidirektorat
Sokndal kommune

Dokument type
Rapport

Dato
13.03.2025

MOLDALSKNUTEN VINDKRAFTVERK FAGRAPPOR – STØY



MOLDALSKNUTEN VINDKRAFTVERK FAGRAPPOR - STØY

Oppdragsnavn **Moldalsknuten vindkraftverk**
Prosjekt nr. **378020443**
Mottaker **Norsk Vind Moldalsknuten AS**
Dokument type **Fagrapport - Konsekvensutredning**
Versjon **1.0**
Dato **13.03.2025**
Utført av **Jorn Goldenbed/Endre Tenggren/Beate Myrstad**
Kontrollert av **Beate Myrstad**
Godkjent av **Christian Dunker Furuly**
Beskrivelse **Konsekvensutredning for tema støy i forbindelse med etablering av
Moldalsknuten vindkraftverk i Sokndal kommune i Rogaland.**

INNHALDSFORTEGNELSE

1.	Sammendrag	4
2.	Innledning	6
2.1	Bakgrunn og formål med konsekvensutredningen	6
2.1	Fagkompetanse og metodikk	6
3.	Tiltaksbeskrivelse og utbyggingsalternativ	7
3.1	Valg av lokalitet	7
3.2	Beskrivelse av planområdet, arealinngrep og komponenter	7
3.3	Nullalternativet	18
3.4	Alternativer som skal utredes	22
4.	Utredningskrav	23
5.	Om støy	25
5.1	Hva er støy	25
5.2	Virkninger av støy	25
5.3	Gjeldende retningslinjer	26
6.	presentasjon av støyberegninger	27
6.1	Delområder	27
6.2	Metode	27
6.3	Turbintype	28
6.4	Dagens støysituasjon	29
6.5	Fremtidig støysituasjon	29
6.6	Andre støykilder	32
6.7	Støy i anleggsfase	34
6.8	Spesielle støyvirkninger og usikkerhet	35
6.9	Lavfrekvent lyd	36
6.10	Avbøtende tiltak	37
7.	Konsekvens	38
8.	Vedlegg	40
9.	Referanser	41

1. SAMMENDRAG

Norsk Vind Moldalsknuten AS planlegger etablering av Moldalsknuten vindkraftverk i Sokndal kommune i Rogaland. Det planlegges etablering av et vindkraftverk på 7 eller 8 turbiner, med en installert effekt på opp til cirka 40 MW. Etablering av et vindkraftverk av denne størrelsen krever både en områderegulering etter plan- og bygningsloven og en konsesjon etter energiloven, der myndighetene er henholdsvis Sokndal kommune og Norges vassdrags- og energidirektorat. Vindkraftverk over 10 MW krever også utarbeidelse av planprogram/melding med påfølgende konsekvensutredning.

Støy fra vindturbiner har vært kartlagt tidligere i forbindelse med utbyggingen av Tellenes vindkraftverk hvor det i dag står 50 Siemens 3.2 MW turbiner. Kartleggingen er gjort tilgjengelig for Rambøll i rapporten MEV WES 2015-008 – Tellenes Noise Assessment Rev3.pdf, heretter kalt «Meventus-rapporten». For å beregne hvor mye støy nærliggende bygninger vil utsettes for, har Rambøll anvendt støyverdier fra Meventus-rapporten og lagt til støybidraget fra den planlagte vindparken på Moldalsknuten. Adderingen av støybidrag fra de to beregningene gjøres logaritmisk.

Med unntak av bygg på eiendom 1111-12/1 på Steinsland, er det ikke identifisert andre bygninger som vil bli berørt av støy over 40 dB fra Moldalsknuten.

I konsekvensutredningen gjøres det vurderinger av null-alternativet (som er støynivået i dag) og situasjonen slik den blir dersom Moldalsknuten vindkraftverk bygges ut. For å vurdere dette er det beregnet støy fra Moldalsknuten vindkraftverk isolert sett, samtidig som sumstøy fra både Moldalsknuten vindkraftverk og eksisterende Tellenes vindkraftverk er vurdert. Beregningen viser at selv om støynivået teoretisk sett øker marginalt, er det ingen endring i støynivå for støysensitive bygg, med unntak av en fritidsbolig. Utbygger har inngått avtale med eier av fritidsboligen. For øvrige støysensitive bygg er det ingen merkbar endring i støybildet. Konsekvensgraden for støy fra Moldalsknuten vindkraftverk er vurdert til ubetydelig konsekvens iht. kriterier i M-1941.

Beregning av sumstøy i henhold til T-1442 viser at Moldalsknuten ikke påvirker det totale støynivået for de støyfølsomme bebyggelsene som er nærmest motorsportsenteret og Titania gruvedrift.

Tabell 1-1 viser konsekvenser av støy fra Moldalsknuten vindkraftverk.

Tabell 1-1 - Konsekvensutredning av støy fra Moldalsknuten vindkraftverk.

Kriterie i M-1941	Konsekvens	Begrunnelse
Bebyggelse i støysone	Ubetydelig konsekvens	En fritidsbolig vil få støy i gulsone, men det er inngått avtale med eier. Det er ingen endring sammenlignet med dagens situasjon.
Endring i støynivå sammenlignet med nullalternativet	Ubetydelig konsekvens	Ikke merkbar endring i (0-1 dB)forhold til nullalternativet
Type og antall støykilder	Ubetydelig konsekvens	Ingen endring av sterkt varierende støynivå, impulsstøy og høye maksimale lydtryknivåer.
Tilgang til stilleside	Ubetydelig konsekvens	Samme antall eksisterende boenheter
Tilgang til uteoppholdareal	Ubetydelig konsekvens	Samme antall eksisterende boenheter
Samlet konsekvensgrad	Ubetydelig konsekvens	Vurderes som ubetydelig da det ikke er noen støysensitive bygninger i gulsone utover boligen det er inngått avtale med. Utover dette er det ingen endring sammenlignet med nullalternativet. Bebyggelse i støysone er satt til ubetydelig konsekvens, fordi det er samme antall støyutsatte bygninger som nullalternativet. dette tilsvarer det samme som nullalternativet og er ingen endring.

2. INNLEDNING

2.1 Bakgrunn og formål med konsekvensutredningen

Norsk Vind Moldalsknuten AS planlegger etablering av Moldalsknuten vindkraftverk i Sokndal kommune i Rogaland. Det planlegges etablering av et vindkraftverk på 7 eller 8 turbiner, med en installert effekt på opp til cirka 40 MW. Etablering av et vindkraftverk av denne størrelsen krever både en områderegulering etter plan- og bygningsloven og en konsesjon etter energiloven, der myndighetene er henholdsvis Sokndal kommune og Norges vassdrags- og energidirektorat. Vindkraftverk over 10 MW krever også utarbeidelse av planprogram/melding med påfølgende konsekvensutredning.

Tiltakshaver har engasjert Ecofact Norge AS og Rambøll Norge AS til å utføre konsekvensutredningen for prosjektet. Konsekvensutredningens utgangspunkt er vedtatte planprogram og utredningsprogram fastsatt av Sokndal kommune den 28.10.2024 og av NVE den 20.12.2024.

2.1 Fagkompetanse og metodikk

Utredningen er gjort av Endre Tenggren og er kvalitetssjekket av Jorn Goldenbeld. Begge tilhører Rambølls fagekspertgruppe innen vindkraft med hovedfokus på screening, energiberegninger og miljømessige utredninger (støy, skygge). Jorn Goldenbeld har mer enn 15 års erfaring innen utredning av vindkraftprosjekter. Fagrapporten er også utarbeidet av sivilingeniør med master i akustikk, Beate Myrstad.

Støyberegningene på Moldalsknuten er gjort i WindPRO med modulen NORD2000. Kalkulasjonsmetodikk er «Norwegian noise, worst case» som er i tråd med retningslinjene til NVE for utredning av støy. Flere detaljer om innstillingsparametere for støyberegning finnes i vedlagt WindPRO-rapport.

Denne rapporten er en beregning og konsekvensvurdering av støy fra Moldalsknuten vindkraftverk. Generelle spørsmål til konsekvensutredningen kan rettes til koordinator for konsekvensutredningen i Rambøll:

Kristian Marcussen
E-post: Kristian.marcussen@ramboll.no
Tlf.: 416 14 040

Spørsmål knyttet til Norsk Vind Moldalsknuten AS rettes til:

Magnus Grinde
E-post: grinde@vind.no
Tlf.: 977 03563

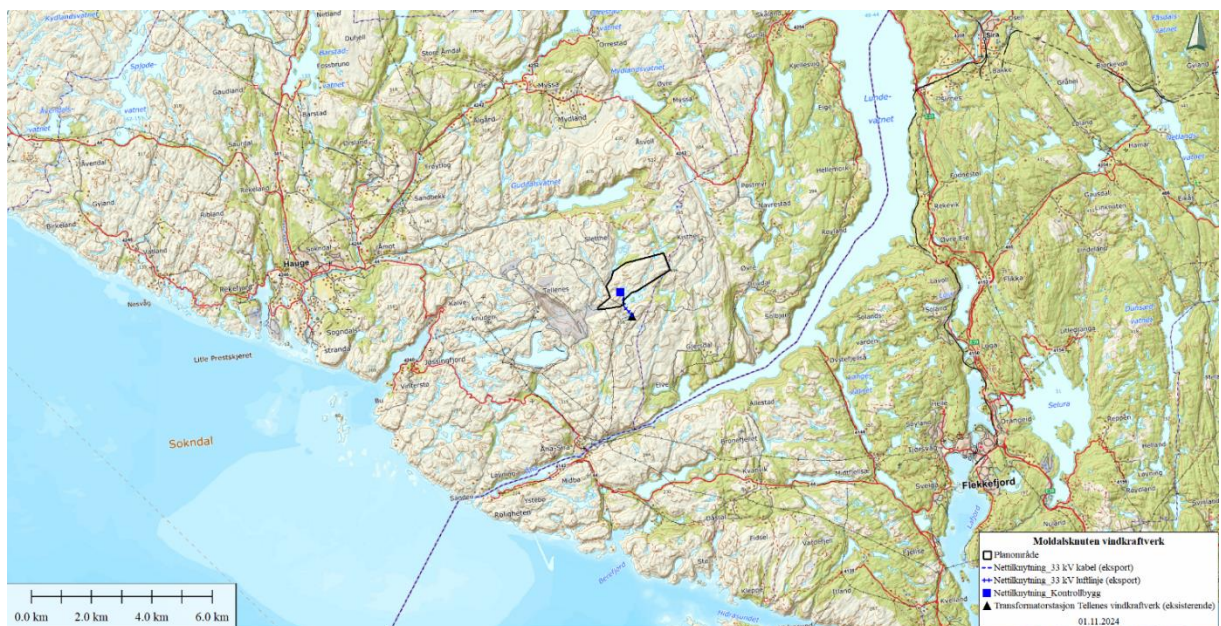
3. TILTAKSBESKRIVELSE OG UTBYGGINGSLTERNATIV

I dette kapittelet omtales prosjektet og hva som ligger til grunn for konsekvensutredningen. Videre beskrives det definerte null-alternativet som er sammenligningsgrunnlaget for konsekvensutredningen. Beskrivelsen av prosjektet er mottatt av tiltakshaver.

3.1 Valg av lokalitet

En helt sentral faktor for å finne egnede lokaliteter for vindkraftverk er vindressursen. Både vindstyrke og vindkvalitet er avgjørende for hvor mye elektrisitet vindkraftverket kan produsere, og til hvilken kostnad. En annen viktig faktor er muligheten for å koble prosjektet til kraftnettet, og at nettet har kapasitet til å ta imot den planlagte kraftproduksjonen. Til slutt må den samlede samfunnsnyttens av vindkraftprosjektet vurderes av myndighetene som mer tungtveiende enn de negative konsekvensene.

Moldalsknuten vindkraftverk er lokalisert i et område med svært gode vindforhold, med en forventet gjennomsnittlig årsmiddelvind rundt ca. 8,0 m/s 115 m over bakken. Vindkraftverket er planlagt i nærheten av eksisterende industri, bant annet Tellenes vindkraftverk og gruveområdet til Titania.



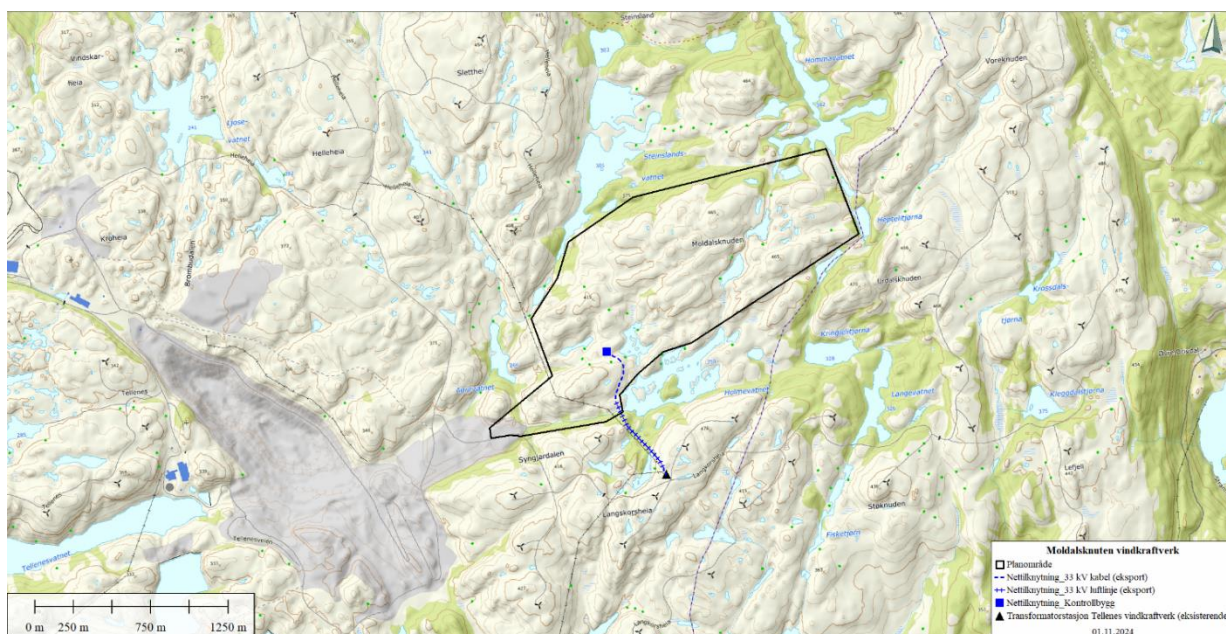
3.2.1

Figur 3-1 – Oversiktskart over lokalisering av Moldalsknuten vindkraftverk.

3.2 Beskrivelse av planområdet, arealinngrep og komponenter

Planområdet

Planområdet utgjør totalt ca. 2,0 km² og er preget av kupert fjellterreng mellom ca. 350 og 450 moh, med flere små tjern. Det er få og tynne forekomster av løsmasser og hovedsakelig kun lavtvoksende vegetasjon. Bortsett fra at området er preget av tidligere beite, er det lite tegn til menneskelig aktivitet i selve planområdet. Unntaket er den sørligste delen av planområdet som heter Syngjardalen, hvor Titania har deponi i forbindelse med bergverksaktivitet og en av Tellenes vindkraftverk sine luftledninger krysser planområdet.



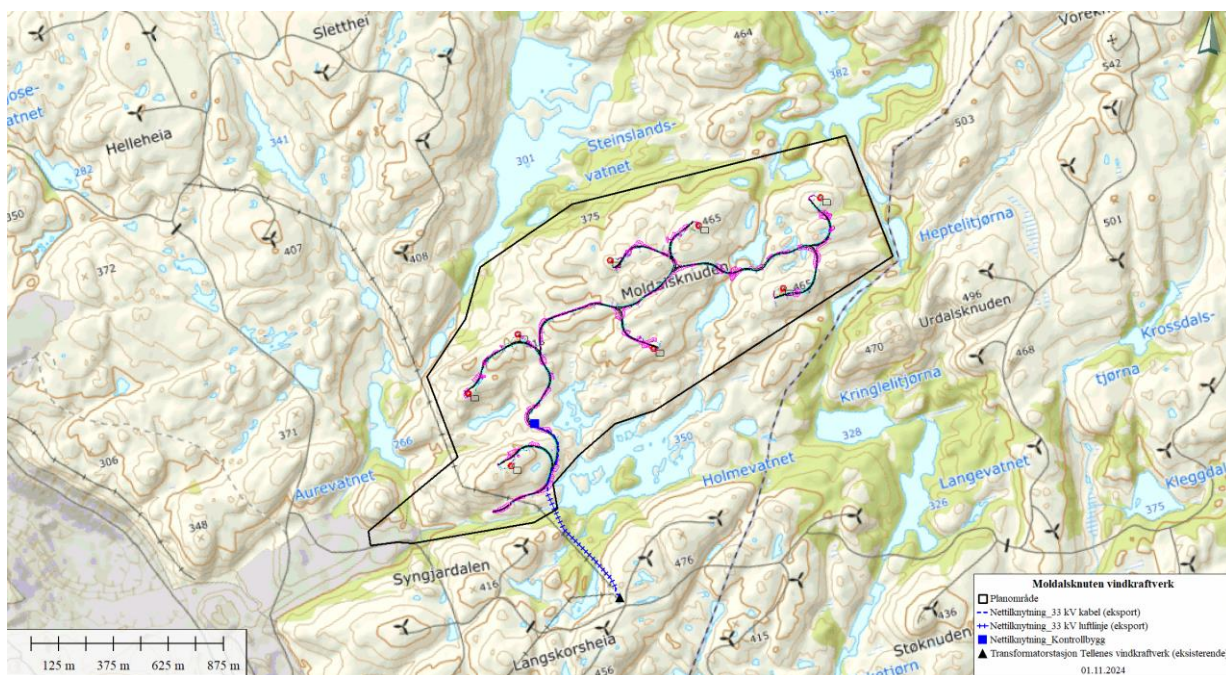
Figur 2-3-2 Planområde for Moldalsknuten vindkraftverk

Aktuelle utbyggingsløsninger

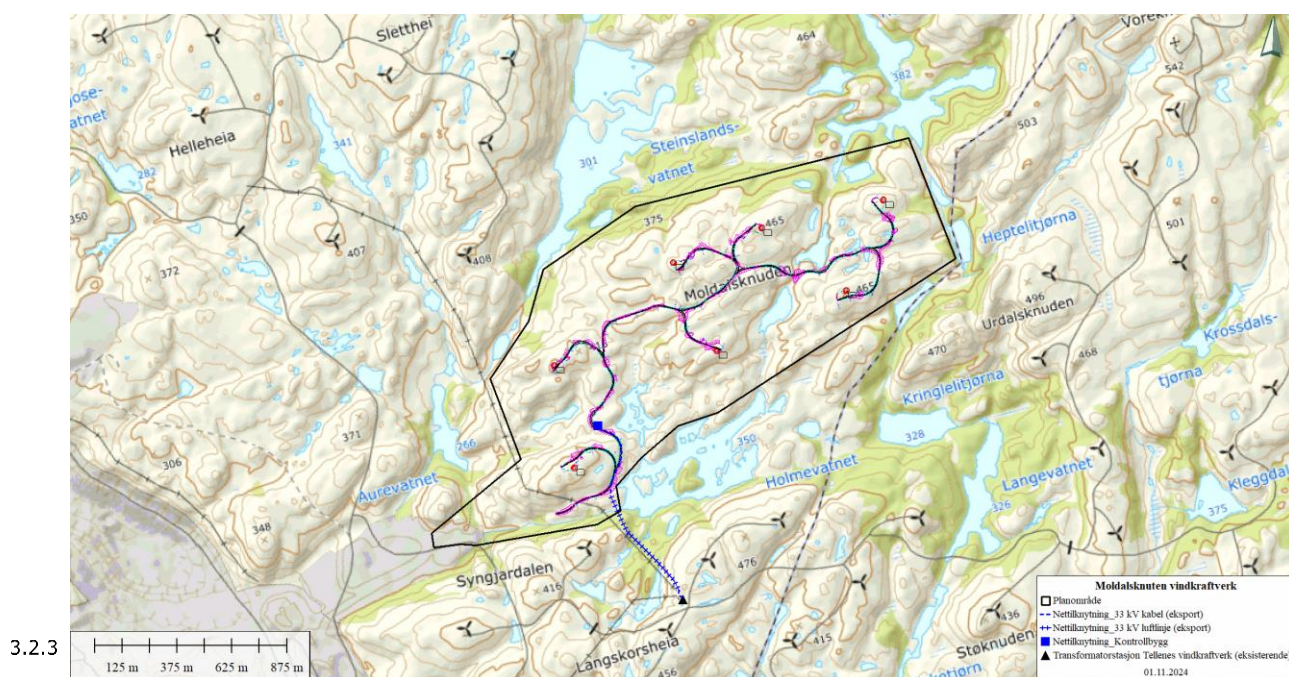
- 3.2.2 Tiltakshavers planforslag åpner for to alternative utbyggingsløsninger, henholdsvis «Layout A» med 8 stk vindturbiner eller «Layout B» med 7 stk vindturbiner (jf. Figur 3-3 og Figur 3-4). De to layoutene er identiske foruten vestre del av planområdet. Her inkluderer Layout A to stk turbiner langs høydedraget rett øst for Aurevatnet, mens Layout B kun har én turbin i det samme området.

Årsaken til at to ulike utbyggingsløsninger inngår i planforslaget er at det på nåværende tidspunkt er umulig å konkludere på hvorvidt det er plass til to turbiner innenfor dette området, ettersom det igjen vil avhengig av nøyaktig hvilken turbinmodell/rotordiameter som velges dersom tiltaket realiseres. Konsekvensutredningen vurderer enten begge utbyggingsløsninger (hvis relevant for det aktuelle utredningstema) eller den utbyggingsløsning hvor man kan forvente høyest konsekvensgrad¹.

¹ Eksempelvis er støy- og skyggekastberegninger kun gjennomført for Layout A ettersom Layout B uansett vil medføre mindre støy og skyggekast



Figur 3-3 . Layout A med 8 turbinposisjoner.



Figur 3-4 . Layout B med 7 turbinposisjoner.

Turbintype er ikke valgt, men maksimal turbinhøyde blir totalt 200 meter.

Arealinngrep

I det etterfølgende gis det en kort beskrivelse av de ulike arealinngrep en eventuell utbygging vil kunne medføre.

Adkomst- og internveger

Med adkomstveg menes her kun selve strekket med ny veg opp gjennom Syngjardalen, helt sør i planområdet, fram til internvegnett i Moldalsknuten vindkraftverk. Syngjardalen ligger innenfor Titania sitt konsesjonsområde og dalsøkket har i senere år blitt fylt opp med overskuddsmasser fra Titania sin drift. Det eksisterer dermed allerede en veg gjennom dalsøkket, som strekker seg helt fram til Holmevatnet. Adkomstvegen til Moldalsknuten vil i stor grad kunne følge eksisterende veg gjennom deponiet, men vil bøye av mot nord før Holmevatnet. Total lengde på det som kan ansees som ny adkomstveg (fram til internvegnett) er inntil ca. 350 m.

Internvegene forbinder alle turbinposisjonene og vil derfor også inkludere internt kabelnett i form av høyspentkabler (33 kV), fiberkabler og jording, nedgravd i vegkroppen. Total lengde på intervegnettet for Moldalsknuten vil være ca. 4,6 km i Layout A og ca. 4,5 km i Layout B.

Både adkomst- og internvegene vil være grusveger, og selve vegbanen (skulder til skulder) vil ha en bredde på ca. 5,5 m på rette strekk. I kurver vil det være behov for noe breddeutvidelse, og i snitt vil derfor bredden på vegbanen være nærmere 6,5 m. Medregnet fylling, grøft og skjæring anslås en gjennomsnittlig bredde på veginngrepet på ca. 15 m.

Kranoppstillingsplasser

Ved hvert turbinpunkt vil det bli etablert en planert, gruset oppstillingsplass for kranen som skal installere vindturbinene, samt mindre oppstillingsplasser for hjelpekranen som benyttes til montasje av den store hovedkranen. Oppstillingsplassenes størrelse vil avhenge noe av hvilken type kran som benyttes for installasjon av turbinene, som igjen kan avhenge av endelig valg av turbinstørrelse/-modell.

Hver kranoppstillingsplass vil skreddersys for å oppnå best mulig terrengtilpasning. Av denne grunn vil ingen av kranoppstillingsplassene være helt identiske. Det anslås et arealbeslag per turbin knyttet til kranoppstillingsplasser som følger:

- Gruset overflate: ca 2000 - 2500 m², snitt 2250 m²
- Fylling, grøft og skjæring: Ca 500 – 1000 m², snitt 750 m²

Turbinfundamenter

Med både gruvevirksomhet og eksisterende vindkraftverk i umiddelbar nærhet så har man svært god kjennskap til de geologiske forhold i området. Ettersom turbinposisjonene er planlagt på høydedragene hvor det er snau fjell med fjell i dagen, eller med kort dybde til fjell, kan det derfor trygt antas at grunnforholdene egner seg for fjellforankrede fundamenter, slik som på Tellenes vindkraftverk. Denne typen fundament forankres til fjell med lange stag (ca. 10 - 15 m) som borres ned og gyses fast. Fjellforankrede fundament for turbiner i den aktuelle størrelsesorden vil typisk ha en diameter på ca. 6 - 7 m. Høyde på selve betongsokkelen vil være ca. 1 m, men med tilbakefylling inntil fundamentet slik at det kun så vidt stikker over den omkringliggende oppstillingsplassen. Selve byggegropen for turbinfundamentene inngår i arealbeslaget for kranoppstillingsplassene.

Nettilknytning

Moldalsknuten vindkraftverk planlegges med en tilknytning til et ledig 36 kV felt i Tellenes trafo 2, og at kraften dermed eksporteres til Åna Sira sammen med kraftproduksjonen fra Tellenes vindkraftverk på eksisterende 132 kV ledning. Dette innebærer at kraftproduksjonen fra vindturbinene i Moldalsknuten vindkraftverk samles sammen i et eget kontrollbygg plassert

sentralt innenfor planområdet. Kraftproduksjonen overføres til kontrollbygget via egne 33 kV internkabler plassert i og langs vegsystemet i vindkraftverket. Fra kontrollbygget eksporteres kraftproduksjonen videre til Tellenes trafo 2 gjennom et 33 kV system bestående dels av jordkabel og dels av luftledning.

Kontrollbygget vil ha en enkel utforming der nødvendige elektriske anlegg for styring/kontroll av Moldalsknuten vindkraftverk blir installert. Arealbehovet for selve bygget vil være i størrelsesorden ca. 50 - 60 m², typisk ca. 12-13 x 4-5 m. Inklusive nødvendig areal rundt bygget samt biloppstillingsplass vil arealbehovet være ca. 100-150 m².

Fra kontrollbygget planlegges det en egen, ca. 380 m lang eksportkabel (33 kV) forlagt i/langs veg og vegskulder sørover til Syngjardalen. Fra Syngjardalen går man over til en ca. 550 m lang 33 kV luftledning. Luftledningen føres parallelt med eksisterende luftledning tilhørende Tellenes vindkraftverk fram til transformatorstasjonen i Tellenes vindkraftverk (Tellenes trafo 2). De siste 70-80 meterne inn mot tilknytningspunktet i transformatorstasjonen kan det være nødvendig å benytte kabel som delvis tildekkes eller klamres på fjell/bakken i egen kabelkanal eller rør.

Det anslås et fysisk arealinngrep på ca. 5-6 m² per mastepunkt og ca. 1 m² per meter kabeltrasé. Totalt utgjør dette opptil ca. 110 m² (dvs 5*6 m² + 80*1 m²).

Luftledningen vil ha en bredde² på opptil 3,3 m. Arealbeslaget, eller fotavtrykket, under luftledningen utgjør sånn sett ca. 1815 m² (dvs 550 m * 3,3 m). Sammen med den avsluttende kabelstrekning blir derfor det samlede arealbeslaget ca. 1900 m² (dvs 1815 m² + 80 m²).

Langs luftledningstrasen må imidlertid tiltakshaver erverve rett til å bygge og drifte ledningene innenfor et klausulert rettighetsbelte belte på ca. 18 meter. Innenfor rettighetsbelte vil det være restriksjoner mot bygging og oppføring av bygninger, og eventuell skog vil ryddes for å sikre ledningen mot trefall og overslag. Klausert areal for luftledningen vil således utgjøre omtrent 9900 m² (dvs 550 m * 18 m).

² Dvs. ytterfase til ytterfase



Figur 3-5 Kart som angir tiltenkt plassering av kontrollbygg og trasé for 33 kV eksportkabel/luftlinje

Tabell 3-1 og Tabell 3-2 viser beskrivelse og teknisk løsning for nettilknytningen.

Tabell 3-1 - Beskrivelse av nettilknytningen for vindkraftverket.

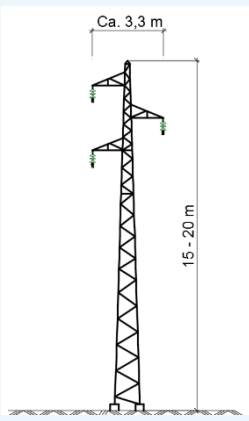
Alternativ	Beskrivelse
Alt 1	<u>Tilknytning til Tellnes vindkraftverk:</u> Kombinasjon av 33 kV jordkabel og luftledning, fra kontrollbygget i Moldalsknuten frem til eksisterende transformatorstasjon T2 i Tellnes vindkraftverk. Tilknytning til ledig 33 kV bryterfelt i Tellnes sitt kontrollbygg ved transformator T2. Eksportnettet til Modalsknuten vindkraftverk består da av følgende: Seksjon 1: Ca. 380 m med 33 kV jordkabel fra kontrollbygg i Moldalsknuten til kabelendemast i Syngjardalen. Legges i vegkropp. Seksjon 2: Ca. 550 m med 33 kV luftledning fra Syngjardalen til transformatorstasjon T2 i Tellnes vindpark. Ledningen føres parallelt med Tellnes vindpark sin egen 33 kV luftledning på omtrent samme strekning. Ledningen utføres som en kompakt gittermast av stål med trekantoppheng. Totalt trenger man 4-5 masterpunkter, inklusive kabelendemaster i hver ende av luftledningen. Maksimal bredde vil være ca. 3,3 m og høyde på mastene vil være ca. 15-20 m. Seksjon 3:

Ca. 75 m med jordkabel fra kabelendemast og frem til 33 kV bryterfelt inne i Tellenes transformatorstasjon T2. Kabelen føres i fjellterreng i dagen, og vi ser dermed for oss en løsning med terrengtilpassede kabelkanaler i stål eller aluminium for beskyttelse av kablene.

Total lengde på eksportnettet utgjør da: ca. 1005 m

Luftledningen mellom Syngjardalen og transformatorstasjon T2 i Tellenes vindkraftverk vil ha følgende spesifikasjoner, som angitt i Tabell 3-2:

Tabell 3-2 - Teknisk beskrivelse av ledningen

Valgt mastetype		
Mastetype		Gittermast av stål. Trekant oppheng
Travers		Stål
Lengde		Ca. 550 m. Antall mastepunkt 4-5 stk
Fundamentering		Betong på fjell
Systemspenning		33 (36) kV
Strømførende liner		Feral nr 185 eller tilsvarende i leg Aluminium
Toppliner/jordledning		Toppline med innlagt fiber (OPGW)
Isolatorer		Herdet glass
Rettighetsbelte		Ca 18 meter
Avstand ytterfase-ytterfase		Normalt 3,3 meter
Typisk høyde		15-20 meter

Massetak, riggplass og mellomlagringsareal

Det legges opp til intern massebalanse i vindkraftverkets veier og oppstillingsplasser. Ved eventuelt behov for tilførsel av ytterligere steinmasser så vil det være naturlig å benytte seg av eksisterende overskuddsstein fra Titanias bergverksdrift som i dag deponeres i Syngjardalen (dvs. helt sør i planområdet). Det vurderes dermed ikke som aktuelt å etablere egne massetak i forbindelse med tiltaket.

Videre er planen å benytte eksisterende, allerede planerte, deponiarealer hos Titania som rigg- og mellomlagringsareal i byggefasen. I samråd med Titania har man identifisert de mest aktuelle arealene til slikt formål slik det fremgår i figuren under. Bruken av slike arealer vil foregå i tett dialog med Titania slik at det ikke blir noen konflikt med andre bruksformål, herunder pågående gruveaktivitet og eventuelle etableringer i Tellnes Næringspark.



Figur 3-6 Ortofoto med angivelse av aktuelle områder for riggplass og mellomlagring

Det er altså ikke nødvendig å ta i bruk nye arealer for å dekke de overnevnte behovene i dette prosjektet, noe som vil bidra til å begrense de samlede inngrepene.

Totalt arealbeslag

Tabellen under oppsummerer estimerte arealbeslag for de to utbyggingsalternativene:

Tabell 3-3 – arealbeslag for de to utbyggingsalternativene

	Layout A - 8 stk turbiner [dekar]	Layout B - 7 stk turbiner [dekar]
Adkomstveg (sum), hvorav:	5,3	5,3
– gruset overflate	2,3	2,3
–fylling, grøft og skjæring	3,0	3,0
Internveg (sum), hvorav:	69,0	67,6
– gruset overflate	29,9	29,3
–fylling, grøft og skjæring	39,1	38,3
Kranoppstillingsplasser (sum), hvorav:	24,0	21,1
– gruset overflate	18,0	15,8
–fylling, grøft og skjæring	6,0	5,3

Massetak	0	0
Rigg- og mellomlagringsområde³	0	0
Kontrollbygg⁴	0,2	0,2
Luftledning	1,9	1,9
SUM	100,4	96,1

Det finnes ingen entydig definisjon på hva som bør ansees som henholdsvis permanente- eller midlertidige arealbeslag i denne sammenheng. NVE skiller man gjerne på det som er midlertidig arealbruk i anleggsperioden og det som er permanent⁵ arealbruk i driftsperioden (etter istandsetting).

Arealbeslagene knyttet til fylling/grøft/skjæring, massetak, rigg- og mellomlagring og andre arealer som vil være gjenstand for istandsetting og revegetering ved endt anleggsperiode kan ansees som midlertidige ifølge NVE. Løsmasser egnet for istandsetting er imidlertid ofte en knapp ressurs i slike områder, og det vil ikke nødvendigvis være nok løsmasser tilgjengelig til å dekke 100 % av alle fyllingsskråninger. Det er av denne grunn her ikke konkretisert hvorvidt slike arealbeslag skal ansees som permanente eller midlertidige.

Transport og logistikk

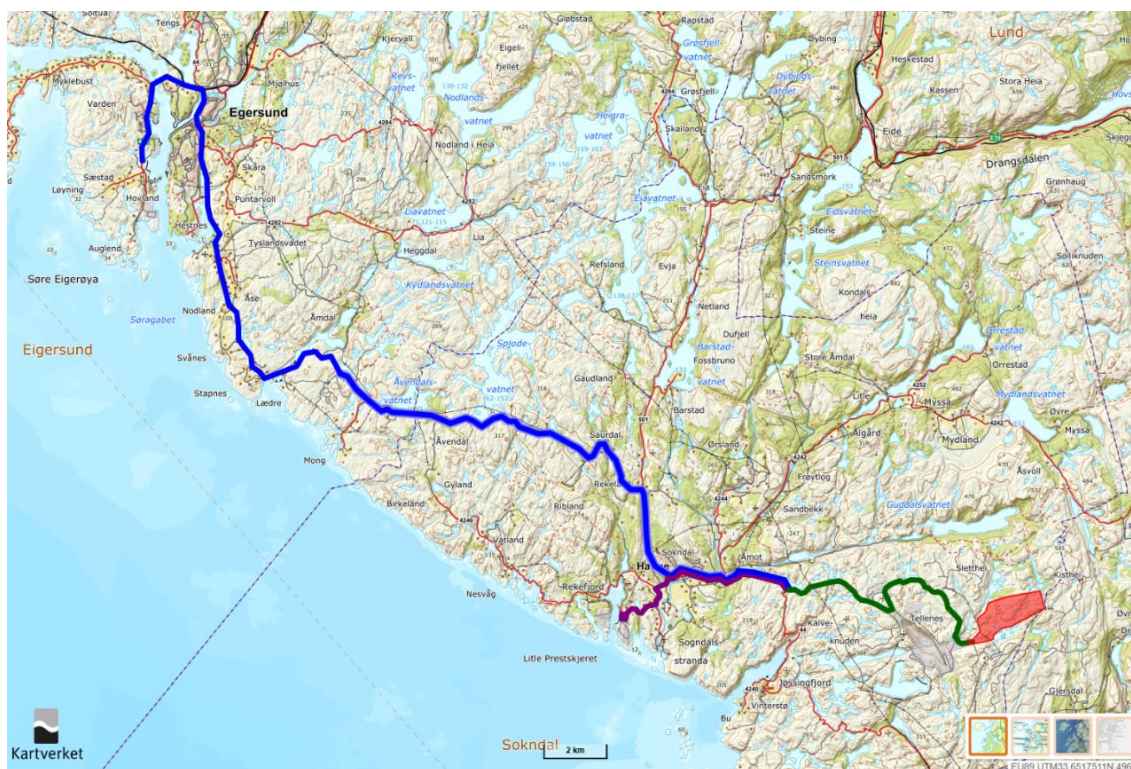
- 3.2.4 Aktuelle ilandføringshavner for turbinkomponenter er Egersund (Eigerøy) og Rekefjord øst. Foreløpige vurderinger tyder på at Egersund-ruten er det eneste alternativet som er egnet for de lengste transportene (uten behov for større tiltak langs offentlig vei), men dette vil kunne avhenge av faktiske dimensjoner på de turbinene som eventuelt skal bygges. Den kan derfor ikke, på nåværende tidspunkt, utelukkes at Rekefjord øst også kan være et alternativ med tanke på ilandføring av turbinkomponenter.

Fra havneområdet vil vindturbinenes komponenter fraktes videre som spesialtransport til planområdet. De aktuelle transportrutene er vist på kartet under. Egersund-ruten er vist i blått, mens Rekefjord-ruten er vist med lilla. Den delen av transportruten som ikke er på offentlig vei (dvs. fra og med avkjøring fra Fv 44 ved Stemmetjørna) er vist med grønt.

³ Selv om det vil være et midlertidig arealbehov her i anleggsfasen så ansees dette ikke relevant i denne sammenheng ettersom det er snakk om bruk av allerede opparbeidede arealer hos Titania

⁴ Inklusive opptil ca 80 m kabeltrasé

⁵ For ordens skyld presiseres at selv såkalte «permanente» arealbeslag uansett begrenser seg til konsesjonsperioden (opptil 30 år).



Figur 3-7 Aktuelle ruter for transport av turbinkomponenter

Hver vindturbin innebærer typisk 10-13 spesialtransporter. I dette prosjektet er det med andre ord snakk om opptil ca 100 spesialtransporter totalt. Antall transporter per døgn vil kunne avhenge av bl.a. øvrig logistikk (skipslogistikk inn til havn, tilgjengelig lagringsareal ved havn, tilgjengelighet på transportutstyr, osv.) samt politiets kapasitet til å ledsage/overvåke transportene. Basert på tidligere vindkraftutbygginger i regionen anslås det at opptil ca 6 transporter per døgn kan forventes. På bakgrunn av dette estimeres det at perioden med spesialtransporter langs offentlig vei i en anleggsfase vil vare i ca. 3-6 uker.

I driftsfasen forventes det ingen nevneverdig påvirkning på øvrig trafikk langs offentlige veier, men det kan i spesielle tilfeller bli aktuelt med utskifting av større komponenter (f.eks. et skadet vingeblad) som da vil forandre en ny spesialtransport fram til området. Dette vil i så fall bli håndtert tilsvarende som for anleggsfasen (ref. behov for dispensasjon og relevant krav som stilles).

Transport langs eksisterende private veier

Siste del av transportruten følger Tellenesveien fram til Motorcenter Norway/portområdet til Titania, og deretter videre langs eksisterende veg gjennom Tellenes vindkraftverk/Titania bergverk fram til Syngjardalen.

Selve avkjøringen fra Fv 44 til Tellenesveien har blitt bygget om etter at Tellenes vindkraftverk ble satt i drift og vil kreve noen tiltak for å muliggjøre f.eks. bladtransport

Litt lengre oppe i Tellenesveien er det en kort tunnel. Tunnelen er rett og har tilstrekkelig høyde så selve tunnelen trenger neppe modifikasjoner, men det kan bli nødvendig å ta ut noe av skråningen langs vegen før tunnelen for å gi plass for bladspissene. Tilsvarende kan det etter

tunnelen bli behov for å utvide kjørebanelen noe på yttersving for å kunne kjøre rett nok fram til bladspissen er ute av tunnelen.

For å komme inn på vegen nordover før selve gruveområdet må man bygge opp igjen den midlertidige avkjøringen som ble bygget her i forbindelse med Tellenes-prosjektet. Da må man lage en midlertidig løsning til motorsenteret og reetablere i ettertid. Et alternativ kan være å kjøre rett fram inn på gruveområdet og snu her for å komme mer riktig inn på vegen nordover. Sistnevnte alternativ vil måtte avklares nærmere med Titania.

Vegen videre rundt nordsiden av gruveområdet ble anlagt ifm byggingen av Tellenes vindkraftverk og det er kun snakk om mindre utbedringer (utvidelse av et par overhengssoner i de krappeste kurvene) som vil være nødvendig for å muliggjøre transport av lengre blad.

Merking i henhold til forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder

Luftfartshinderforskriften⁶ ble sist endret 1.1.2024 og tiltakshaver vurderer at følgende krav vil 3.2.5 være relevant med tanke på merking av vindturbinene i Moldalsknuten vindkraftverk:

- Hinderlys på nacelle:
 - To hinderlys plassert på toppen av nacellen.
 - Turbiner med totalhøyde over 150 m skal ha hvit, høyintensitet hinderlys (type B), blinkende
 - Turbiner med totalhøyde inntil 150 m skal ha rødt, mellomintensitet hinderlys (type B eller C), fast eller blinkende
- Magebelter på tårnet⁷:
 - Vindturbinene skal merkes med to såkalte «magebelter» på mellomliggende nivå, dvs to horisontale striper (belter) på turbintårnet
 - Magebeltene skal være i en reflekterende kontrastfarge til resten av tårnet, f.eks. rødt (aktuelle fargekoder er angitt i forskriftens Vedlegg 1)⁸
 - Turbiner med totalhøyde inntil 200 m skal ha belter som er 6 m høye/brede, med 6 m mellom beltene
 - Magebeltene skal sentreres rundt midten av luftfartshinderet, dvs i dette tilfellet ca. 100 m opp på tårnet ved en totalhøyde på 200 m

Selv om planforslaget slik det fremmes ikke hindrer oppføring av turbiner med totalhøyde lavere enn 150 m, så vurderes dette som et lite sannsynlig utbyggingsscenario. Tiltaksbeskrivelsen og konsekvensutredningene tar derfor utgangspunkt i kravene til turbiner i intervallet 150m – 200 m.

Generelt gjelder at dersom det benyttes blinkende hinderlys i et vindkraftverk skal disse blinke samtidig. Videre er det slik at Luftfartstilsynet kan godkjenne at kun vindturbinene som utgjør vindkraftverkets perimeter merkes⁹. Ettersom dette har blitt vanlig praksis i norske vindkraftverk er det lagt til grunn at også Modalsknuten vil ha perimetermerking dersom vindkraftverket realiseres. Det forventes således at totalt 5 (av 8 eller 7) vindturbiner skal merkes som beskrevet over, jf Figur 3-8. Tiltakshaver vil i dialog med Luftfartstilsynet søke å avklare hvorvidt merkingen

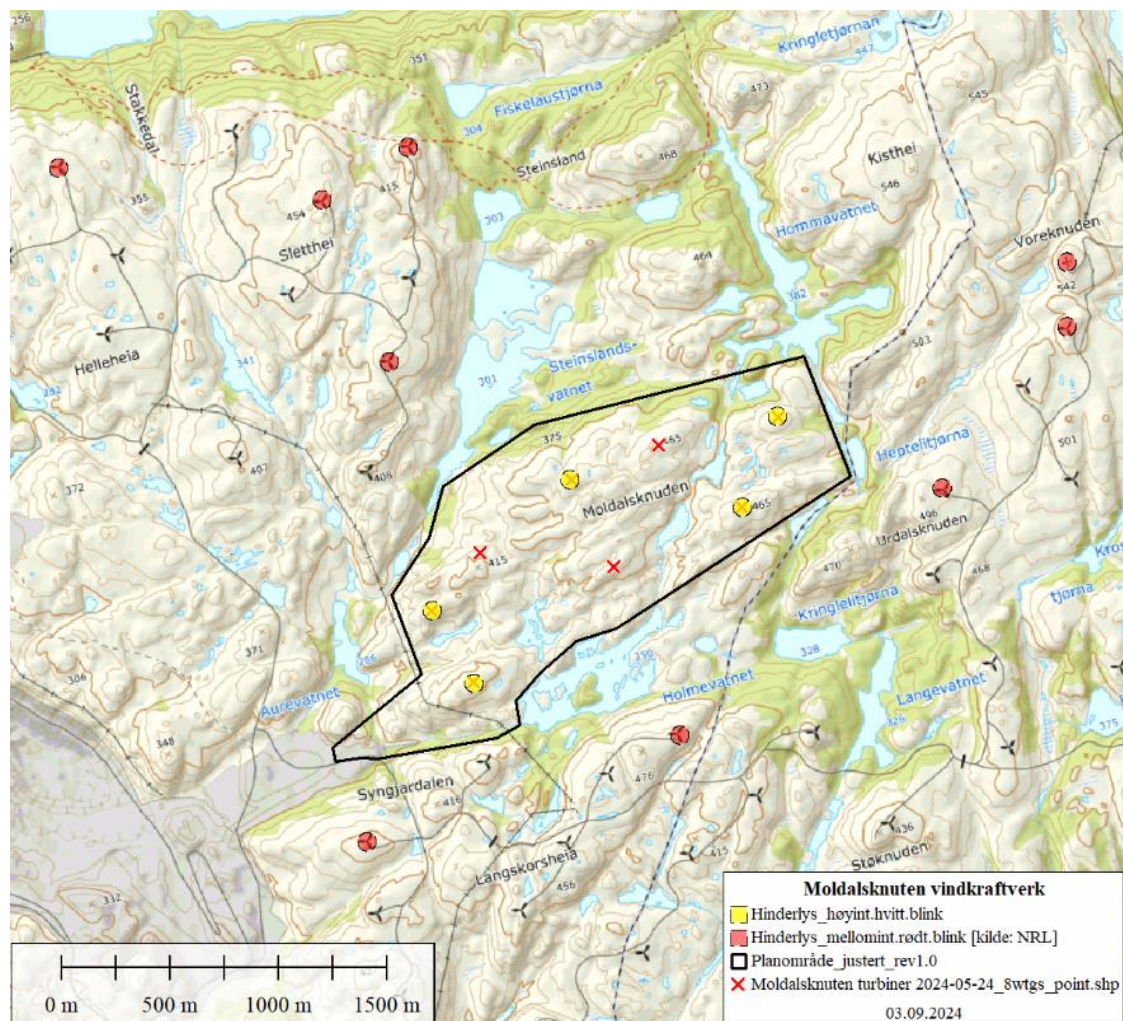
⁶ Forskriftens veileder er tilgjengelig her [Veiledning til BSL E 2-1](#)

⁷ Nytt krav innført 1.1.24

⁸ Diamond Grade 4092 (Signal red) er angitt som mulig farge i forskriftens Vedlegg 1

⁹ Perimetermerking skal iht gjeldende forskrift ha maks individuell avstand (mellom to merkede turbiner) på hhv 1500 m (dersom turbinhøyde over 150 m) eller 900 m (dersom turbinhøyde under 150 m). Luftfartstilsynet kan fastsette at også sentrum eller høyeste vindturbin i vindkraftverket skal merkes

av Tellenes og Moldalsknuten kan sees i sammenheng, noe som potensielt kan redusere antall turbiner med merking i henhold til forskriften.



Figur 3-8 Sannsynlig perimetermerking av Modalsknuten vindkraftverk ved Layout A

3.3 Nullalternativet

For å kunne sette konsekvensen av et tiltak, må det defineres et sammenligningsgrunnlag. Dette fremgår av henhold til forskrift om konsekvensutredning § 20 og omtales som «null-alternativet».

Null-alternativet skal ifølge miljødirektoratets veileder for konsekvensutredning (M-1941) inkludere:

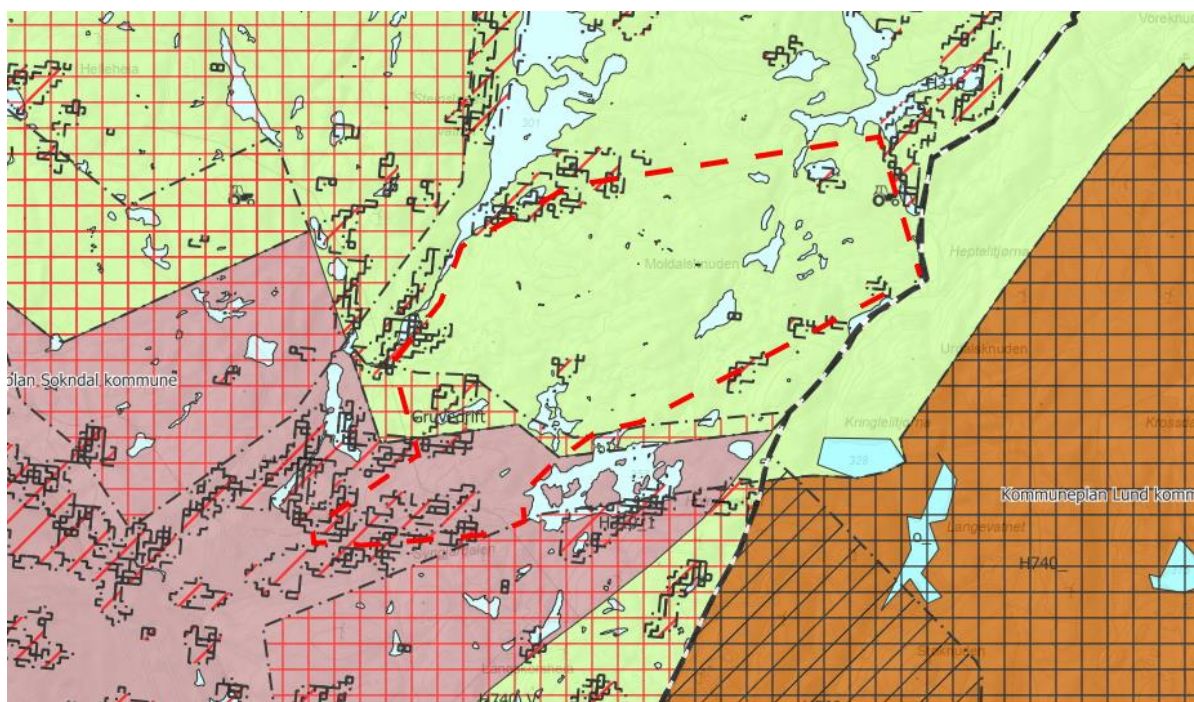
- En beskrivelse av nåværende miljøtilstand. Dette er et bilde av dagens situasjon med bakgrunn i eksisterende kunnskap.
Vedtatte reguleringsplaner og tiltak i utredningsområdet.
Det kan være knyttet usikkerhet til om vedtatte planer eller tiltak faktisk gjennomføres, og hvor store konsekvensene av disse blir om de blir iverksatt. Det er ikke tilstrekkelig at

tiltak er foreslått i en melding til Stortinget, i et forslag til kommunestyret eller er omtalt i en strategi eller handlingsplan.

- Reguleringsplaner som er vedtatt i løpet av de siste ti år kan legges inn i nullalternativet. Det er stort sett grunn til å tro at disse planområdene blir bygget ut.
- Vedtatte overordnede planer i utredningsområdet

Utreders vurdering og definisjon av nullalternativet

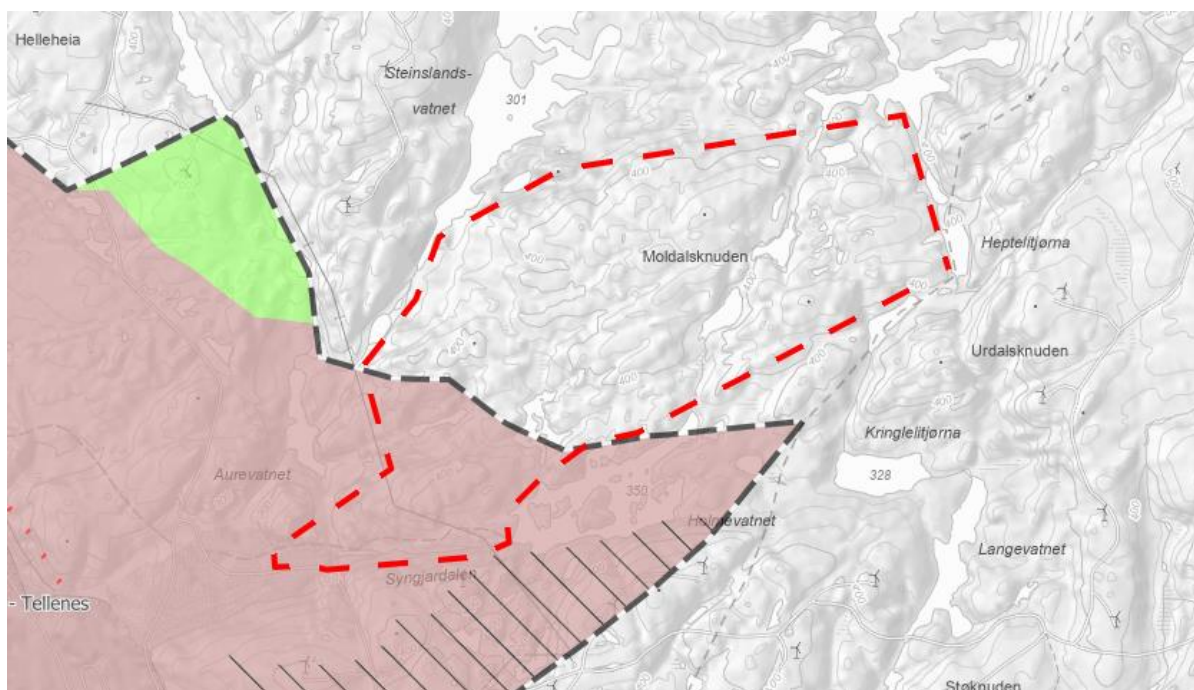
3.3.1 Mesteparten av planområdet for Moldalsknuten vindkraftverk har i gjeldende kommuneplan for Sokndal kommune arealstatus som LNFR-område¹⁰. Søndre deler av planområdet har imidlertid arealstatus som hhv Råstoffutvinning og Båndleggingssone H710 – Båndlegging for regulering etter PBL, som begge knytter seg til Titania sin gruvevirksomhet. Planområdet ligger for øvrig inneklemt mellom delområdene i eksisterende Tellenes vindkraftverk, som omkranser planområdet i vest, sør og øst.



Figur 3-9 - Planområdet med gjeldende kommuneplan.

Den søndre delen av planområdet overlapper med gjeldende områderegulering for utvidelse av Titania gruver (PlanID: 11112010001), mens resten av planområdet er i gjeldende kommuneplan LNFR-område.

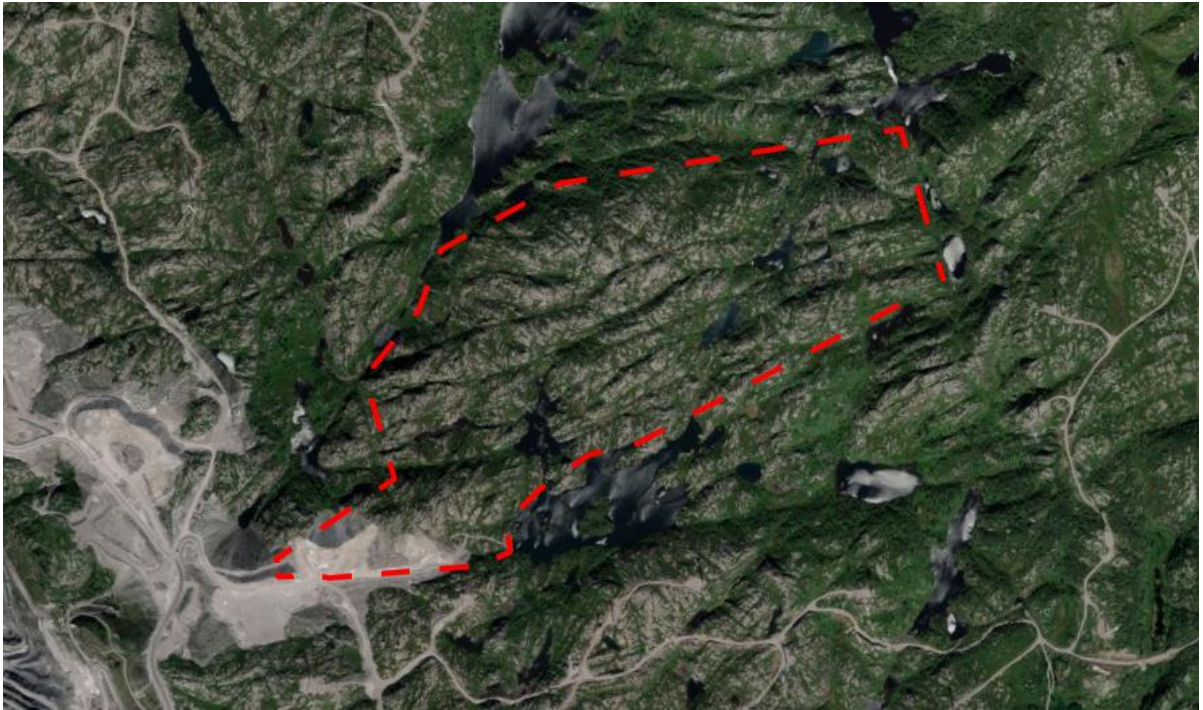
¹⁰ Landbruks-, natur- og friluftsmål samt reindrift



Figur 3-10. Plangrense i rødt med Områderegulering for utvidelse av Titania gruver i sør.

Med bakgrunn i dette defineres nullalternativet til å være dagens miljøtilstand for LNFR-områdene. Der hvor områdereguleringen gjelder vil nullsituasjonen være råstoffutvinning.

Planområdet er preget av kupert fjellterreng mellom 350 og 450 moh. Det er få og tynne forekomster av løsmasser. Det er flere små tjern i planområdet. Bortsett fra at området er preget av tidligere beite, er det lite tegn til menneskelig aktivitet i selve planområdet. Området preges ellers noe av den nære beliggenheten til uttaksområdene til Titania, som er synlig flere steder i planområdet. I tillegg er Tellenes vindkraftverk godt synlig fra tilnærmet hele planområdet. Figur 3-11 og Figur 3-12 viser henholdsvis fotografi av dagens miljøtilstand i planområdet og utklipp fra visualiseringsmodell for planområdet.



Figur 3-11 – Bilde fra planområdet slik det ser ut pr 2024.



Figur 3-12: det er utarbeidet en 3D-modell for området. Bildet viser utklipp fra modellen uten turbiner og dagens miljøtilstand. Rød sirkel indikerer planområdet for Moldalsknuten vindkraftverk.

Som del av nullalternativet inngår også at eksisterende turbiner skal merkes i henhold til oppdatert forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshindre, slik det er beskrevet i kapittel 3.2.5.

3.4 Alternativer som skal utredes

Det er foreliggende to alternativer, og på utredningstidspunktet er det ikke bestemt om det skal søkes på 7 eller 8 turbiner. I konsekvensutredningen for støy er det derfor lagt til grunn den største utbyggingen på 8 turbiner for å ta høyde for et «verste tilfelle»-scenario.

4. UTREDNINGSKRAV

Konsekvensutredningens utgangspunkt er vedtatte planprogram og utredningsprogram fastsatt av Sokndal kommune den 28.10.2024 og av NVE den 20.12.2024. Hensikten er å belyse positive og negative virkninger av å etablere Moldalsknuten vindkraftverk og gi myndighetene et beslutningsgrunnlag. For støy er det stilt følgende krav til utredning:

Utredningskrav	Utsvar i utredningen
Utarbeide støysonkart for vindkraftverket med kartfestede soner for 40, 45 og 50 Lden dBA. Bygninger med beregnet støynivå over Lden 40 dB skal angis på kartet. Det skal oppgis støynivå og avstand til nærmeste vindturbin for alle bygninger med et støynivå på over Lden 40 dBA	Støysonekart fremgår i Figur 6-4, Figur 6-5 og Figur 6-6, der støysoner for hhv 40,45 og 50 Lden er vist. Støynivå og avstand til vindturbiner for aktuelle bygninger er vist i Tabell 6-1. Utredningskravet relaterer seg til Moldalsknuten vindkraftverk. Generelt kan det vurderes at dersom støybidraget fra Moldalsknuten er minst 10 dB lavere enn dagens situasjon, vil påvirkningen være neglisjerbar på grunn av logaritmisk addisjon. Det er ingen støyfølsomme bygninger som vil få støyverdier ≥ 40 dB Lden som følge av Moldalsknuten vindkraftverk, sammenlignet med nullalternativet.
Beskrive støy fra transformatorstasjoner og ev. andre installasjoner, herunder støy i ulike værforhold	Kapittel 6.6 beskriver støy fra andre installasjoner i vindkraftverket.
Beregne sumstøy mellom vindturbinene og transformatorstasjoner på Moldalsknuten og andre støykilder som vindturbinene i Tellenes vindkraftverk, gruveaktiviteten til Titania og nærliggende motorsportsenter, og vurdere hvordan dette kan påvirke støyfølsom bebyggelse og friluftsliv	Det er beregnet sumstøy fra Tellenes vindkraftverk, og beregnet støy fra Titania og motorsportsenteret, basert på metode som beskrevet i kapittel 6.4 og 6.6 Friluftsliv er vurdert i egen fagrapport. Virkninger av støy inngår også i egen fagrapport for folkehelse.
Vurdere sannsynlighet for spesielle støyvirkninger, jf. NVE og Miljødirektoratets kunnskapsgrunnlag om virkninger av vindkraft.	Spesielle støyvirkninger kan være terrengmessige forhold, refleksjonsbidrag, mv. som omtalt i kapittel 5.1 og 6.8.
Utredningen skal følge Miljødirektoratets krav og veiledning i Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442), Veileder om behandling av støy i arealplanlegging (M-2061) og kapittel 7-9 i Veileder M-128. Det skal redegjøres for metodebruk. Støysonekart skal utarbeides i henhold til beregningsmetoder i Miljødirektoratets veileder M-2061 og kapittel 7-9 i M-128. For transformatorstasjoner med rentoner skal det benyttes samme korleksjon som for industri med	Kapittel 6.2 viser til metoden som er brukt for beregning av støy. Støyberegninger fremgår av vedlegg 1 og 2. Usikkerheter og andre støyvirkninger er beskrevet i 6.8. Støy fra transformatorstasjoner er ikke relevant da det ikke utvides eller etableres som følge av nye vindturbiner, omtalt i 6.6. Støysonekart fremgår av Figur 6-5

impulslyd, jf. Veileder om behandling av støy i arealplanlegging (Miljødirektoratet M-2061). Strukturlyder og lavfrekvente lyder som ikke fanges opp ved ordinære beregninger, skal også vurderes.	Støy fra andre kilder er vurdert i kapittel 6.6 Lavvfrekvent støy og strukturlyder er omtalt i 6.9
---	--

5. OM STØY

5.1 Hva er støy

Vindturbiner avgir støy som kan være plagsom for naboer og personer som oppholder seg i nærheten av vindkraftanlegg. Støy fra vindkraftverk påvirkes bl.a. av vindretning, vindhastighet, avstand fra vindturbinen, trykk- og temperaturforhold, vegetasjon og refleksjon fra bakken. NVE og T-1442 anbefaler at støy fra vindkraftverk ikke overstiger L_{den} 45 dB, noe som er strengere enn grenseverdiene for støy fra trafikk og industri. Dette skyldes at støy fra vindturbiner ofte oppleves som mer plagsom på grunn av variert lydbilde og konstante lydnivåer om natten.

Støy defineres som uønsket lyd, målt i frekvens (Hz) og lydnivå (dB). Mennesker oppfatter lyd i området 20 Hz til 20 000 Hz, med lavfrekvent lyd fra 20 til 160 Hz og infralyd under 20 Hz. Lydnivå måles i desibel (dB), hvor 120 dB kan oppleves smertefullt, og nivåer over 80-85 dB kan gi hørselsskader ved langvarig eksponering. Desibelskalaen er logaritmisk; en økning på 3 dB tilsvarer en dobling av lydstyrken, mens en økning på 10 dB oppleves som en dobling av lydnivået.

Vindturbiner skaper støy hovedsakelig når turbinbladene roterer. Støynivået påvirkes av bladets hastighet, form og turbulens, samt maskinstøy fra gir, vifter og generatorer. Lyden fra vindturbiner er bredspektret og kan inkludere infralyd, lavfrekvent lyd, og den typiske "svisje"-lyden fra bladets bevegelse. Noen ganger kan vindturbiner produsere rentonestøy, som kommer fra gir, generatorer, vifter eller feil innstillinger. Denne typen støy oppleves ofte mer plagsom enn annen støy.

Støynivået fra vindturbiner avtar med økende avstand på grunn av lydspredning. Vindforhold, trykk- og temperaturforskjeller, og markabsorpsjon påvirker lydutbredelsen. Ved høy vindhastighet kan vindsus maskere støy fra vindturbiner, men i vindskygge kan støyen fortsatt være merkbar [1].

5.2 Virkninger av støy

Folkehelseinstituttet (FHI) har undersøkt støy fra vindturbiner og hvordan dette kan påvirke helsen. Selv om vindturbinestøy kan være plagsom for mennesker som bor i nærheten, er det generelt liten risiko for alvorlige helseproblemer.

Støy fra vindturbiner kan variere mye i intensitet, og værforhold og vindretning spiller en stor rolle i hvordan støyen oppfattes. Lydbildet blir ofte beskrevet som en "svisje"-lyd. Noen mennesker kan oppleve støy fra vindturbiner som plagsom, spesielt om natten når bakgrunnsstøyen ellers er lav.

Forskning har ikke funnet sterke bevis for at støy fra vindturbiner forårsaker alvorlige helseplager. Hovedsakelig rapporteres det om forstyrret søvn og generell irritasjon hos de som bor nær vindturbiner.

En bekymring er om blinkende lys fra skyggekast kombinert med støy kan påvirke personer med lysfølsom epilepsi, men moderne vindturbiner har en omdreiningshastighet under det som regnes for å være en risiko for de fleste.

Retningslinjer for støy fra vindturbiner er utarbeidet i flere land, inkludert en vurdering av ulike strategier for å minimere støyplager.

Erfaring fra andre land antyder at involvering av berørte lokalsamfunn i planleggingsprosessen er viktig for å forstå og eventuelt minske konflikter.

I sin helhet konkluderer FHIs gjennomgang at støy fra vindturbiner kan være en årsak til plager for noen, men at generelt sett er risikoen for alvorlige helseeffekter lav [2].

5.3 Gjeldende retningslinjer

T-1442 er koordinert med støyreglene som er gitt etter forurensningsloven og teknisk forskrift til plan- og bygningsloven. I retningslinjene gjelder grensene for utendørs støyinnivå for boliger, fritidsboliger, sykehus, pleieinstitusjoner, skoler og barnehager.

Tabell 2 er anbefalte støygrenser ved planlegging av ny virksomhet eller utvidelse av eksisterende virksomhet.

Tabell 2 Anbefalte støygrenser ved planlegging av ny støyende virksomhet. Alle tall oppgitt i dB, frittelftsverdier.

Støykilde	Støynivå på uteoppholdsareal og utenfor vinduer til rom med støyfølsomt bruksformål
Vindkraft	45 L_{den}

I henhold til retningslinjene utformet av NVE brukes også den årlige gjennomsnittsverdien, L_{den} (Dag-kveld-natt lydnivå), som støyverdi. L_{den} -nivået skal i kartlegging etter direktivet beregnes som årsmiddelverdi, det vil si gjennomsnittlig støybelastning over et år. Ved L_{den} gis et tillegg på med 5 dB og 10 dB for henholdsvis kveld og natt. Det tas dermed hensyn til varighet, lydnivå og tidspunktet på døgnet støy blir produsert, og støyende virksomhet på kveld og natt gir høyere bidrag til totalnivå enn på dagtid. I Norge er grenseverdi for støy fra vindturbiner $L_{den} < 45$ dBA i støysensitive områder. Støynivåene er presentert med følgende grenser:

- $L_{den} = 40\text{--}45$ dBA. Grønn sone. Fargen grønn er valgt for å markere boligene innenfor denne sonen som krav i utredningsprogrammet, men bygg innenfor denne sonen oppfyller krav iht T-1442.
Under er støysonene for vindkraftverk iht. T-1442.
- $L_{den} = 45\text{--}50$ dBA. Gul sone. Støyreduksjon er normalt nødvendig.
- $L_{den} = 50\text{--}55$ dBA. Øvre del av gul sone, markert som oransje. Støyreduksjon er normalt nødvendig.
- $L_{den} \geq 55$ dBA. Rød restriktiv sone.

6. PRESENTASJON AV STØYBEREGNINGER

6.1 Delområder

Det er ikke delt opp i flere delområder for prosjektet. Dette er begrunnet i det begrensede utbyggingsområdet, jf. M-1941.

6.2 Metode

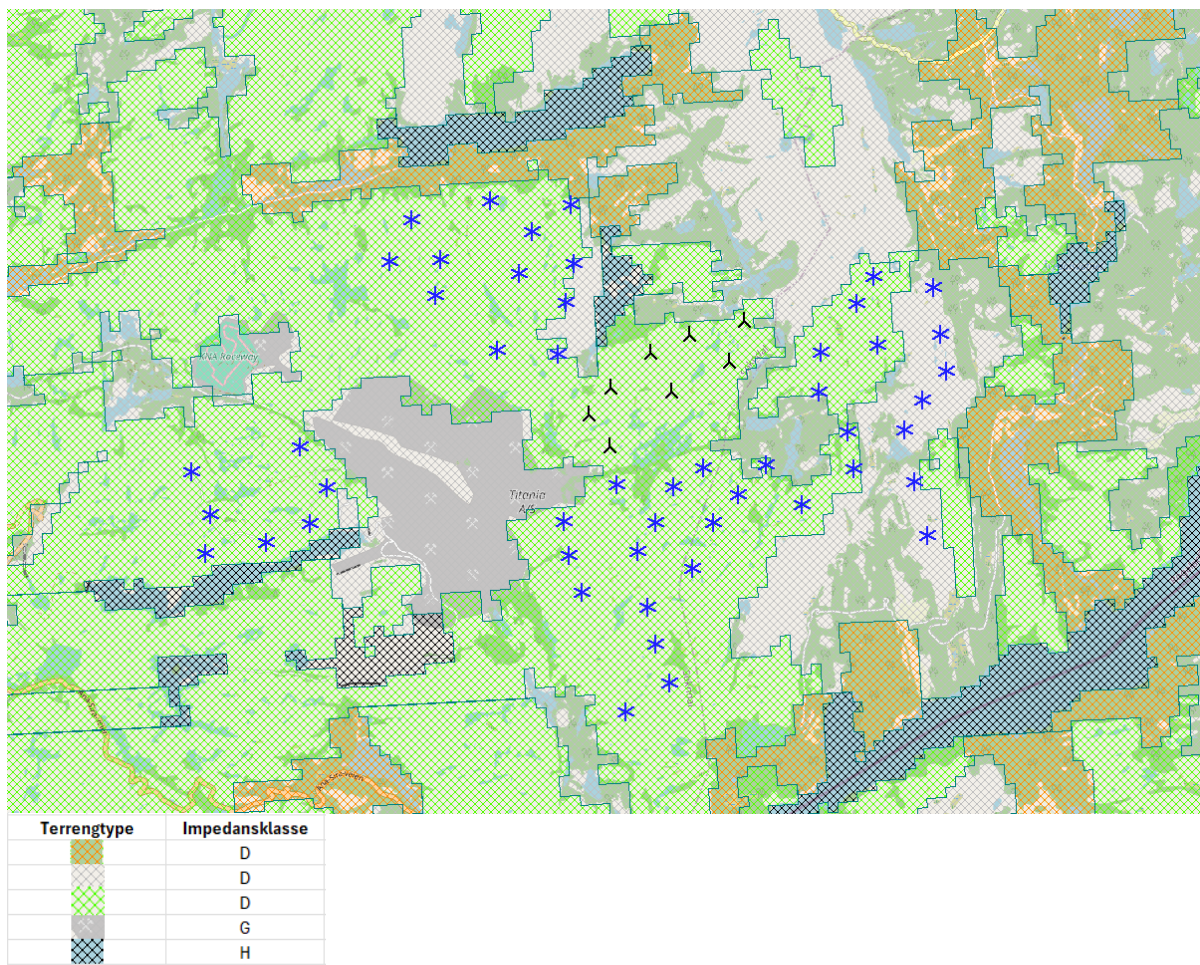
Støyberegningene på Moldalsknuten er gjort i WindPRO med modulen NORD2000 (versjon 4.0.552). Dette er i tråd med anbefalinger for vindkraft gitt i T-1442. Kalkulasjonsmetodikk er «Norwegian noise, worst case» som er i tråd med retningslinjene til NVE for utredning av støy og M-128. Følgende antakelser og parametere inngår i modellen:

- Konstante vindforhold (det blåser hele tiden) mot alle støyfølsomme bygg
- Maksimalt kildestøynivå ut fra verste vindhastighet (10-11 m/s)
- Høyde på mottakerpunkt 1,5 meter over bakken
- Lufttemperatur 10 grader celsius 2 meter over bakken
- Relativ luftfuktighet 50%

Det er valgt beregningshøyde 1,5 meter over bakken og på nærmeste støyfølsomme bebyggelse for å kunne sammenligne beregningene og vurdere total støy mot støyfølsom bebyggelse ved eksisterende beregninger ved Tellenes vindkraftverk [3]. Iht. T-1442 kan man utføre beregninger enten i 1,5 meter (uteoppholdsareal) eller 4 meter. For støyfølsom bebyggelse er det angitt at det skal beregnes i relevant høyde for fasadenivå som er satt til å være 1,5 meter.

Usikkerheter ved parametre og beregninger er videre beskrevet i 6.6 som beskriver svakheter ved metoden som ikke tas hensyn til i beregningene.

Markabsorpsjonsfaktoren gjenspeiler det faktiske terrenget i området og er hentet fra online database «Corine land cover 2018» med 100 meter rutenettoppløsning. Som vist i Figur 6-1 er terrenget for det meste tynt vegetert hvor turbinene på Tellenes og Moldalsknuten er plassert. Det er også innslag av løvskog i nord og øst, noen innsjøer og vann, samt en del myr og lyngheier rundt prosjektområdene. Titania og KNA Raceway klassifiseres som mineralutvinningsområder. De ulike terrengprofilene innsettes med markabsorpsjonsfaktorer (impedans) fra klasse A-H, hvor A er mykt terreng og H er hard, kompakt underlag. Terrenget rundt Moldalsknuten og Tellenes tilsvarende for det meste impedansklasse D. Markabsorpsjon er betydelig større i myke overflater som skog, vegetasjon og myr, sammenlignet med harde overflater som stein, berg, vei og vann, hvor lyden reflekteres i stor grad til omgivelsene. Det er også undersøkt effekten av å bruke en uniform terrengmodell tilsvarende det som ble gjort for Tellenes [3], med terrengtype D (tilsvarende beitemark og skogsflater). En slik tilnærming gir omtrent identiske støyverdier som anvendt metode.



Figur 6-1: Klassifisering av terreng til markabsorpsjonsfaktorer

Vindhastighet er tilpasset høydeforskjellene mellom navhøyde og mottakerpunkt gjennom ekstrapolering, ved å bruke ruhetslengde $z_0 = 0,05$ m.

De kumulative beregningene er gjort ved å logaritmisk addere kalkulerte L_{den} støyverdier for Moldalsknuten med støyverdier for Tellenes presentert i Meventus rapporten. Dette var nødvendig for å sikre at korrekt data ble brukt for eksisterende turbiner med tilhørende operasjonsmoduser. De identifiserte byggene som utsettes for mest støy er de samme for begge beregninger. Flere detaljer om innstillingsparametere for støyberegning finnes i vedlagt WindPRO-rapport (vedlegg 1).

6.3 Turbintype

Støynivå fra vindturbiner oppstår ved at vingene skjærer gjennom luften i tillegg til maskinstøy fra vifter og gerenaratorer. Støynivået bestemmes av vingespissens hastighet, form og turbulens.

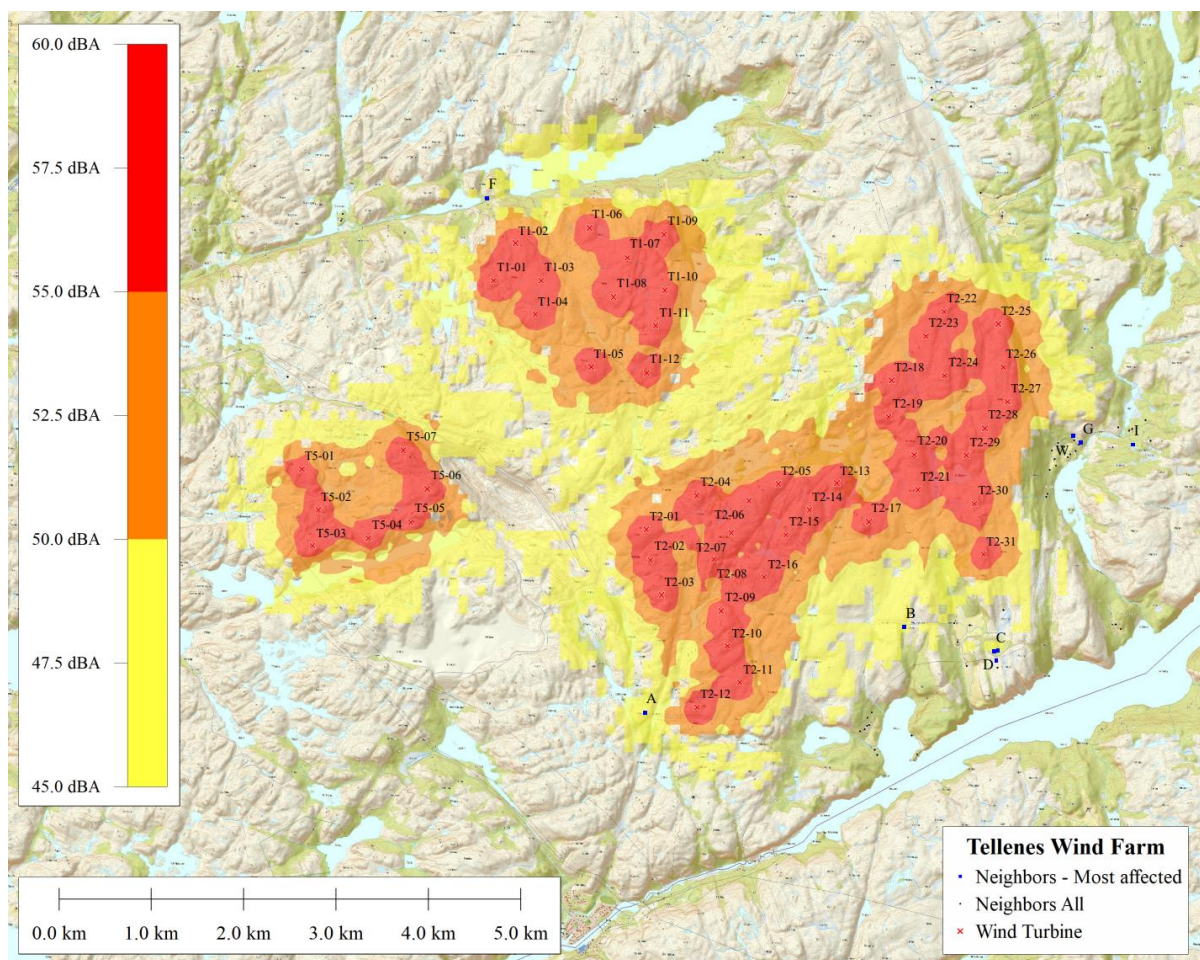
Turbinene som er benyttet for beregning av støy fra Moldalsknuten er av typen SWT-DD-130-4300 med navhøyde 135 meter. Hver turbin har en effekt på 4,3 MW og en rotordiameter på 130 meter. Følgende støydata gjelder (vedlegg 3):

Vindhastighet m/s	3	4	5	6	7	8	9	10	11-25
Støyverdi (Lwa)	92.3	92.3	95.3	98.3	102.3	105.5	107.0	107.0	107.0

Vi har anvendt 1/3 oktavdata for ulike frekvenser i kalkulasjonene, disse er vedlagt rapporten.

6.4 Dagens støysituasjon

I dag påvirkes nærliggende bygg av støy fra Tellenes vindpark, offentlige veier og industri som Titania Bergverk AS og KNA Raceway. Figur 6-2 viser støysonekart fra dagens Tellenes vindkraftverk.

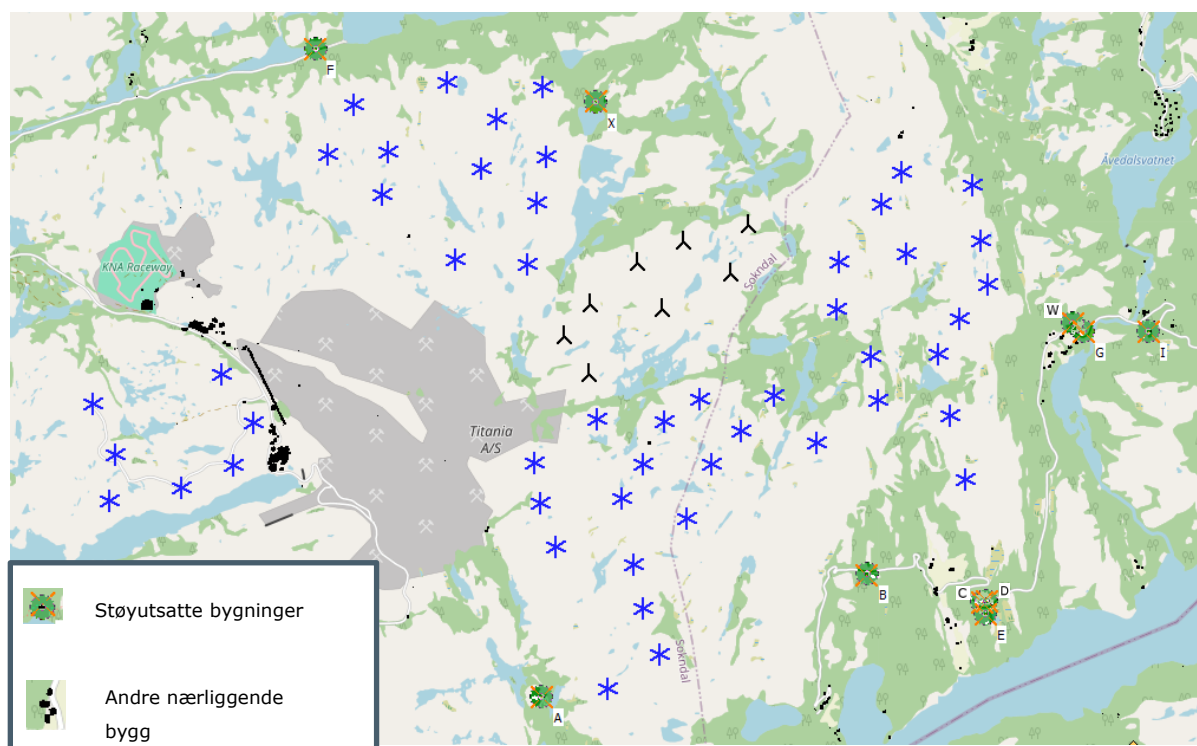


Figur 6-2 - Viser støysonekart utarbeidet for Tellenes vindkraftverk [3].

6.5 Fremtidig støysituasjon

Nye turbiner og støyutsatte bygninger er markert i Figur 6-3 nedenfor. Enkelte nærliggende bygg som ligger nær/inne i vindparken er ikke ansett som støysensitiv, f.eks transformatorbygg og servicebygg. Røde figurer representerer nye turbiner på Moldalsknuten. Byggene er de samme som er beskrevet i Meventus-rapporten [3] og Rambøll vurderer det slik at ingen andre bygg vil få merkbar økning av støy fra vindturbiner på Moldalsknuten. Unntaket er bygg på eiendom 1111-12/1 på Steinsland, hvor det i dag allerede er på plass en avtale med tiltakshaver. Her vil

Moldalsknuten alene generere 41.5 dB Lden. Dette er bygg X som er lokalisert nærmest Moldalsknuten.



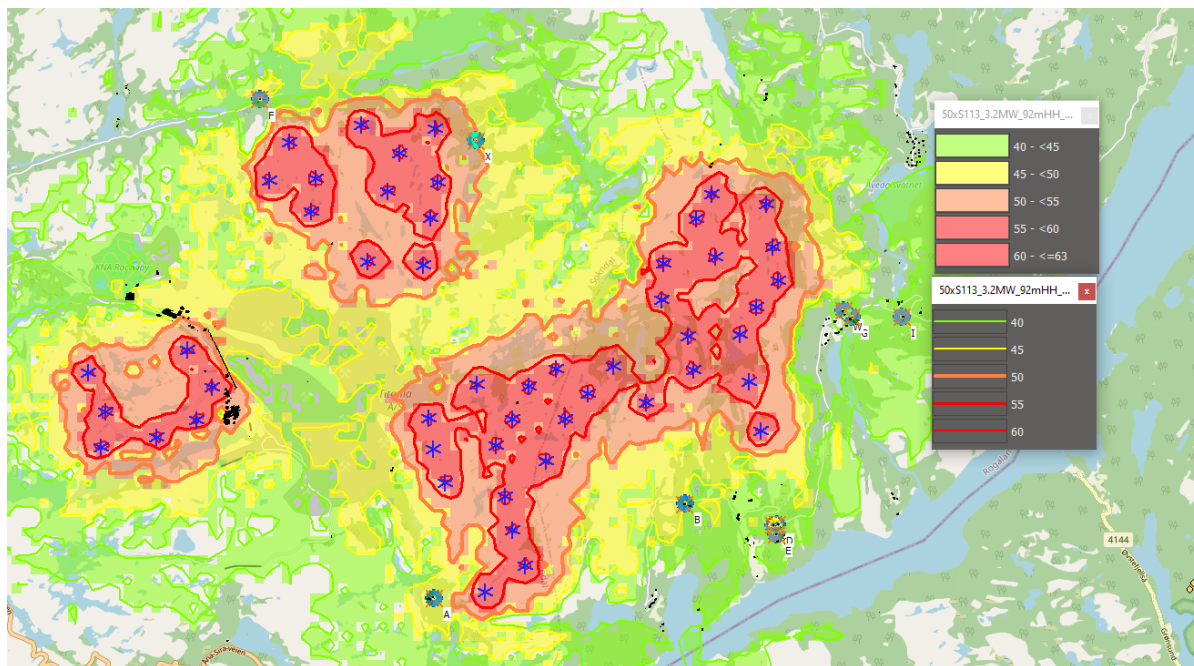
Figur 6-3: Nye (sorte kryss) og eksisterende turbiner (blå stjerner), støyutsatte og nærliggende bygninger

Følgende støyberegning er beskrevet i Meventus-rapporten for Tellnes [3], og er representert sammen med støyberegning for Moldalsknuten og kumulativ beregning i Tabell 6-1.

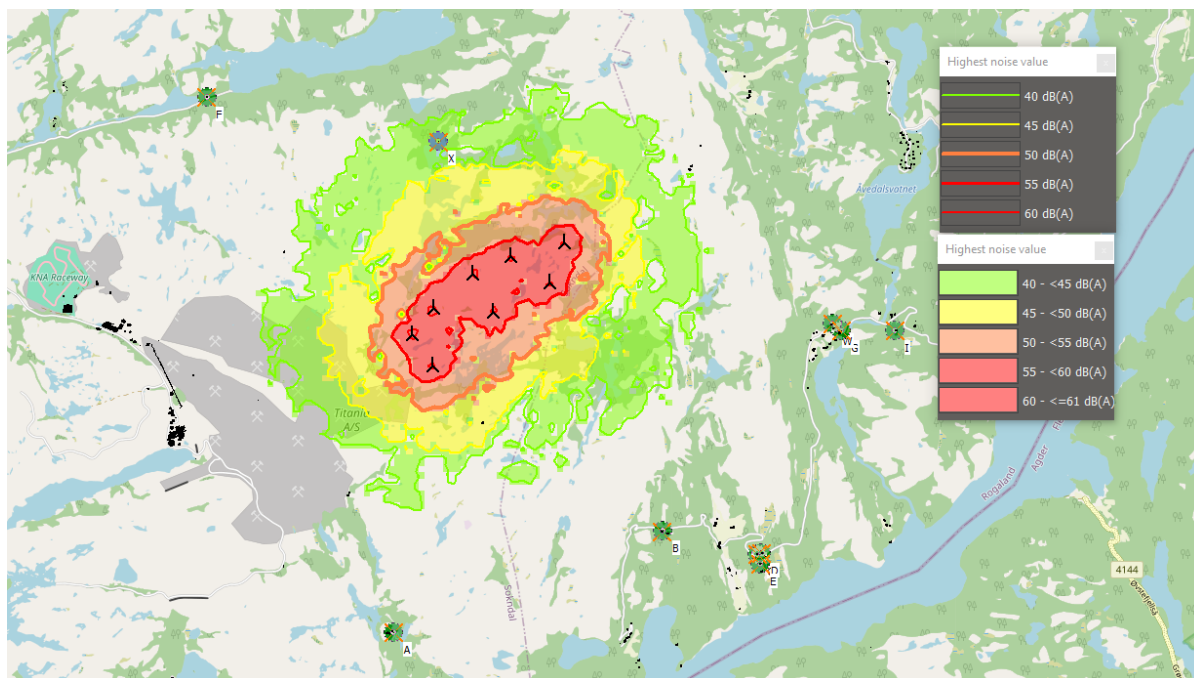
Tabell 6-1: Kumulative støyverdier utsatte bygg, Meventus

Bygg	Område	Type bygg	Støy Tellnes Lden (dB)	Støy Moldals- knuten Lden (dB)	Støy Kumu- lativ Lden (dB)	Avstand nærmes- te turbin (Tellene- s)	Avstand nærmeste turbin (Moldals- knuten)
A	Eigeland	Hytte	48	30	48	530 m	2750 m
B	Gjersdal	Hytte	45	35	45	1150 m	2790 m
C	Gjersdal	Hytte	44	33	44	1050 m	3510 m
D	Gjersdal	Hytte	44	33	45	1050 m	3530 m
E	Gjersdal	Hytte	44	31	44	1160 m	3600 m
F	Brombu	Hytte	45	<30	45	600 m	3180 m
G	Drivdal	Hytte	44	<30	44	900 m	3000 m
I	Drivdal	Hytte	43	<30	43	1430 m	3530 m
W	Drivdal	Hytte	43	<30	43	800 m	2880 m
X	Steinsland	Hytte	50	42	50	460 m	1400 m

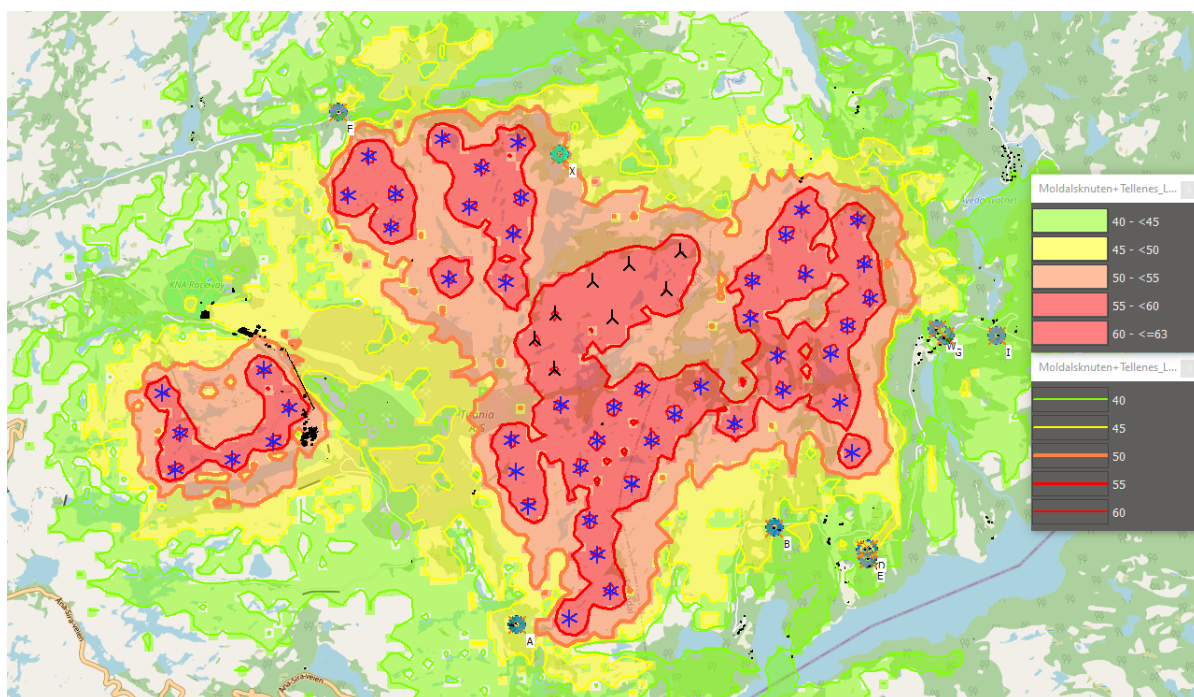
Som vist i tabellen over er det kun bygg A og X som overskrider grenseverdien på 45 dB. De kumulative støysonene i Lden er representert i Figur 6-6. Bygninger innenfor gul, oransje og rød sone overstiger grenseverdiene på 45 dB Lden. I følge "Meventus-rapporten" er det inngått avtale mellom Tellenes vindkraftverk og eier av bygg A om at støynivå kan overstige 45 dB Lden. Etableringen av Moldalsknuten medfører ingen merkbar endring i beregnet støynivå ved denne bygningen. Som tidligere nevnt har tiltakshaver for Moldalsknuten vindkraftverk inngått minnelig avtale med eier av bygg X.



Figur 6-4: Støysonekart for Tellenes vindkraftverk.



Figur 6-5: Støysonekart for Moldalsknuten vindkraftverk.



Figur 6-6: Kumulativt støysonekart, som viser støy fra Tellnes og Moldalsknuten vindkraftverk.

Rambølls vurdering er at det ikke vil være behov for ytterligere avbøtende eller kompensierende tiltak.

6.6 Andre støykilder

Det er utført kumulative beregninger av eksisterende Tellnes vindpark i forbindelse med utvidelse av Moldalsknuten for å se på sumstøy fra vindkraftverk. De andre støykildene har andre støygrenser og driftstider enn vindkraftverket.

For motorsport er støybildet annerledes enn for støy fra vindkraftverk. Støy fra motorsport vil avhenge veldig av både dager og årstider, og det er heller ikke i drift på nattestid. Det vil være perioder av året hvor det ikke vil være støyende aktiviteter tilknyttet motorsportsenteret, og i andre perioder hvor støy fra motorsport med mye aktivitet vil være mer dominerende enn vindkraftverket. Til regulering av motorsportsenteret ble det vurdert til at støygrensene til motorsportsenteret er innenfor krav til T-1442.

I henhold til T-1442 kan man beregne sumstøy fra flere ulike kilder iht. Sintef's «metode for å vurdere støyplage ved eksponering til ulike kilder». Metoden går ut på at man med områder hvor gul eller rød støysone for flere kilder overlapper, vil den totale støybelastningen kunne være større enn nivået fra den enkelte kilden.

Det er et krav i utredningsprogrammet om beregning av sumstøy fra eksisterende vindkraftverk og gruvedriften ved Titania og motorsportsenteret. Når det er forskjellige grenseverdier kan man ikke direkte summere opp støykildene da plagegraden fra de er forskjellig. Grenseverdiene i T-1442 er satt ut fra plagegraden til kilden. Støy fra motorsport og vindkraftverk oppleves mer støyende enn støy fra industri og det gjenspeiles i grenseverdiene. Sintef har da utviklet en beregningsmetode for å se om det er enkelte kildetyper som er dominerende for å definere den totale støyplagen. Ved å beregne bidragene fra hver av kildene, omregne de til en referansekilde og da kan de summeres på effektbasis.

Aktuelle kildekorleksjoner for støykildene ved dette området er

Kildetype	Kildekorleksjon
Industri	-10
Motorsport	0
Vindturbin	0

I beregningsmetoden til SINTEF er det benyttet kildekorleksjon med hensyn til veitrafikkstøy, men metoden i denne rapporten er kildekorleksjonen tilpasset vindkraftverket som betyr at industri har fått -10 i kildekorleksjon. Korleksjonen gjøres for å sammenligne kildene.

Det er opplyst om at reguleringsbestemmelsene til industri og motorsport skal oppfylle krav til T-1442, og dermed er det ingen støyfølsom bebyggelse som har høyere støynivå enn $L_{den} < 55$ dB fra industri og $L_{den} < 45$ dB for motorsport. Dette er ikke reelle verdier, men høyeste tillate verdi for industri og motorsport for nærmeste støyfølsomme bygg. Ut fra sfærisk utbredelse er det utført en beregning for å se hvor stort bidrag av støy som er mulig for motorsportsenteret og industri for aktuelle bygg, og at de overholder krav til støy satt i reguleringsbestemmelsene.

Den nærmeste støyfølsomme byggene for motorsport og industri er bygg A og F.

Bygg F ligger 2,2 km unna motorsportsenteret og 2,5 km unna industriområdet som vil gi følgende mulige maksimale ekvivalente sumstøynivå (L_{sum})

Situasjon	Før			Etter		
	L_{den}	K_{kilde}	L_{ref}	L_{den}	K_{kilde}	L_{ref}
Bygg F						
Vind Moldalsknuten	0	0	0	30	0	30
Vind Tellenes	45	0	45	45	0	45
Industri	50	-10	40	50	-10	40
Motorsport	44	0	44	44	0	44
L_{sum}			48			48

Til sammen er det beregnet en L_{sum} på 48 dB både i før og etter-situasjon, som viser at potensielt øker plagegraden for bygg F ytterligere på grunn av sumstøy. Det største bidraget kommer fra Tellenes vindkraftverk, men mulig er man får økt totalt ekvivalent sumstøynivå på grunn av motorsportsenteret. Moldalsknuten bidrar ikke til at det totale støynivået øker for denne støyfølsomme bygningen da sumstøynivået er det samme både før og etter.

Det er anleggseier av Motorsportsenteret og Titania gruvedrift som er ansvarlig for å ivareta at deres aktiviteter ikke bidrar til et høyere støynivå enn deres reguleringsbestemmelser.

Bygg A ligger 1,5 km unna industri og 4,5 km unna motorsportsenteret.

Situasjon	Før			Etter		
	L _{den}	K _{kilde}	L _{ref}	L _{den}	K _{kilde}	L _{ref}
Bygg A						
Vind Moldalsknuten	0	0	0	30	0	30
Vind Tellenes	48	0	48	48	0	48
Industri	54	-10	44	54	-10	44
Motorsport	38	0	38	38	0	38
Lsum			50			50

Til sammen er det beregnet en Lsum på 50 dB, som viser at potensielt øker plagegraden for bygg A ytterligere på grunn av sumstøy. Det største bidraget kommer fra Tellenes vindkraftverk, men mulig er man får økt totalt ekvivalent sumstøynivå på grunn av Titania gruvedrift. Moldalsknuten bidrar ikke til at det totale støynivået øker for denne støyfølsomme bygningen øker.

Beregning av sumstøy i henhold til T-1442 viser at Moldalsknuten ikke påvirker det totale støynivået for de støyfølsomme bebyggelsene som er nærmest motorsportsenteret og Titania gruvedrift.

Andre støykilder fra vindkraftverk vil kunne være støy fra transformator. Transformatorstasjoner har lavfrekvent lyd, og det er preget av rentoner. Moldalsknuten vindkraftverk skal tilknyttes et ledig felt i Tellenes trafo 2, og at kraften dermed eksporteres til Åna Sira sammen med kraftproduksjonen fra Tellenes vindkraftverk på eksisterende 132 kV ledning.

Dermed vil det ikke være støy fra nye transformatorer da Moldalsknuten kobler seg på eksisterende transformatorstasjon. Marginal økning i transformatorlast gir ingen endring i støybildet.

6.7 Støy i anleggsfase

T-1442 er koordinert med støyreglene som er gitt etter forurensningsloven og teknisk forskrift til plan- og bygningsloven. Denne anbefaler at det settes grenser til støynivå utenfor rom med støyfølsom bruk. I retningslinjen gjelder grensene for utendørs støynivå for boliger, fritidsboliger, sykehus, pleieinstitusjoner, skoler og barnehager. Støygrensene fra T-1442 er gjengitt i Tabell 6-2

Tabell 6-2: Anbefalte støygrenser utendørs for bygg- og anleggsvirksomhet med varighet over 6 måneder. Alle grenser gjelder ekvivalent lydnivå i dB, frittfeltverdi, og gjelder utenfor rom med støyfølsom bruk.

Bygningstype	Støykrav på dagtid (L _{pAeq12h} 07-19)	Støykrav på kveld (L _{pAeq4h} 19-23) eller søn-/helligdag (L _{pAeq16h} 07-23)	Støykrav på natt (L _{pAeq8h} 23-07)
Boliger, fritidsboliger, sykehus og pleieinstitusjoner	60	55	45
Skole, barnehage	55 i brukstid		

Dersom bygge- og anleggsvirksomheten har varighet kortere enn 6 måneder, kan det aksepteres opp mot 5 dB høyere støynivå på dagtid og kveld enn angitt i Tabell 6-2.

Arbeider bør ikke forekomme om natten. Dersom det i spesielle tilfeller likevel er nødvendig med støyende arbeid på natt, og støygrensen i Tabell 6-2 overskrides, bør berørte parter varsles om dette i god tid før arbeidet starter og det bør som hovedregel tilbys alternativ overnatting.

Maksimalt støynivå, $L_{A\text{Fmax}}$, i nattperioden bør ikke overskride grensene for ekvivalentnivå med mer enn 15 dB.

Som hovedregel bør grenseverdiene i Tabell 6-2 benyttes. I noen tilfeller vil det være aktuelt å stille krav til innendørs støynivå, som for eksempel når arbeid utføres i samme bygningskropp og for bebyggelse over tunneler. De gjeldende grenseverdiene for innendørs støynivå er gjengitt i Tabell 6-3, og vil ikke korrigeres for langvarig arbeid.

Tabell 6-3: Anbefalte innendørs støygrenser for bygg- og anleggsvirksomhet. Alle grenser gjelder ekvivalent lydnivå i dB i rom for støyfølsom bruk.

Bygningstype	Støykrav på dagtid ($L_{pAeq12h}$ 07-19)	Støykrav på kveld (L_{pAeq4h} 19-23) eller søn-/helligdag ($L_{pAeq16h}$ 07-23)	Støykrav på natt (L_{pAeq8h} 23-07)
Boliger, fritidsboliger, overnattings-bedrifter, sykehus og pleieinstitusjoner	40	35	30
Arbeidsplass med krav om lavt støynivå	45 i brukstid		

Avvik bør bare tillates for kortvarig anleggsaktivitet inntil 2 uker, og støygrensene bør ikke heves med mer enn 5 dB.

Ved impulslyd og rentoner bør støygrensene i Tabell 6-2 og Tabell 6-3 skjerpes med 5 dB.

Generelt bør fokus rettes mot dialog og varsling med naboer og berørte parter, da dette er et konfliktdependende tiltak med god effekt som forebygger og reduserer støyplage.

Det er ikke beregnet støy fra anleggsfasen, da dette vil kreve detaljerte tekniske data på type kjøretøy, tidspunkt for anleggsarbeid, mengde kjøretøy og maskiner mv. Dette er data som ikke er tilgjengelig pr. i dag. Det vil måtte påregnes støy i forbindelse med grunnarbeider, herunder sprengning, massetransport og massehåndtering montasje av komponenter mv. Støy i forbindelse med transport av komponenter fra kaianlegg til anleggsområdet må også påregnes. Transportruter er beskrevet i kapittel 3.2.4. Dette vil beskrives nærmere i en detaljplan for prosjektet. Med avstanden til nærmere bebyggelse er det foreløpig vurdert til at det ikke vil være fravik av grenseverdier av støy i byggefasen, men det må vurderes nærmere når anleggsaktiviteter er mer kjent.

6.8 Spesielle støyvirkninger og usikkerhet

Støynivå fra vindturbiner oppstår ved at vingene skjærer gjennom luften i tillegg til maskinstøy fra vifter og generatorer. Støynivået bestemmes av vingespissens hastighet, form og turbulens, om er beskrevet under metode. Videre er det beskrevet noen fenomener som oppstår ved vindkraftverk som ikke er med i beregningsmetoden og generelle usikkerheter ved støyberegningene.

Det er elementer av rentoner og rentonelyd fra vindturbiner, som er tydelige toner som stammer fra generator, gir og vifter i vindturbiner og mekaniske lyder fra nedbremsing. Denne type rentoner oppleves som mer forstyrrende enn annen støy. Men det skal foreløpig ikke skjerpe grenseverdien med 5 dB selv om rentoner oppstår ved enkelte fenomener.

Lyden fra vindturbiner karakteriseres ofte som en svisjelyd, som forårsakes av at lydnivået fra vingene er høyest når de skjærer ned mot bakken. Denne rytmiske endringen kalles amplitudemodulasjon.

Unaturlig amplitudemodulasjon er et begrep som hender ved spesielle atmosføriske betingelser som temperatur og vindskjær. Med vindskjær menes forskjellen på trykk, temperatur og vindhastighet mellom vingetuppens øverste og nederste punkt i en rotasjon. Slike amplitudemodulasjoner kan gi vesentlig økte støyvirkninger som ikke tas hensyn til i støyberegningene og vil være en usikkerhet som med tilfeller med rentoner.

Støyspredning påvirkes også av trykk- og temperaturforskjeller mellom vindturbinens øvre vingetipp og støymottakers plassering i terrenget. Hvis bakken er varm og det er kaldere over, vil lydbølgene normalt bøyes oppover. Det vil bli motsatt hvis det er kaldt på bakkenivå og varmere over som er tilfellet på kalde vinterkvelder og om natten. Støynivået på bakkenivå kan derfor være høyere på kveldstid.

I tillegg kan bakgrunnstøy maskere støy fra vindturbinen. Over vindhastighet 8-10 m/s er vindsuset vanligvis høyere enn vindturbinens støynivå og støy fra vindturbin vil bli maskert.

Men hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støyfølsom bebyggelse ligger i le i dalformasjoner, vil maskeringen fra vindsuset reduseres fordi mottaker er skjermet for vinden. Dette kalles vindskygge. Dette er samme støykrav for slike, men det bør gjøres en vurdering om det er aktuelt om det er støyfølsom bebyggelse at de er i vindskygge. Typisk for slike situasjoner er worst-case scenario 10-12 m/s. Det er valgt 11 m/s i beregningene i denne støyutredningen, som er da worst case.

De andre parametrene er temperatur og luftfuktighet som er satt til 10 grader celsius og 50%. Disse påvirker ikke resultatet i like stor grad som vindhastighet og markabsorpsjon. For temperatur kan valg av temperatur gi utslag på 1-2 dB, og større hvis det er temperaturer under 0 grader. Luftfuktighet kan påvirke beregningen på 0,5-1 dB. I tillegg er det valgt temperaturgradient 0,05 K/m. Parametrene knyttet til temperatur og luftfuktighet kan anses for å være noe konservativt, og det kan være perioder i året hvor det er avvik fra disse som kan påvirke de faktiske støyforholdene som ikke fanges opp i støyberegningene. Usikkerheten er vurdert til å være liten i forhold til at det beregnes med et worst-case scenario gjennom hele året.

Andre værforhold som for eksempel lufttrykk kan også påvirke beregningsresultatene, men det er enda mindre enn ved luftfuktighet og regnes som neglisjerbart. I tillegg fanger ikke beregningsmetoden opp endringer i markabsorpsjon som vil variere over året, da det er valgt en felles markabsorpsjon for hele året. På vinteren med mye snø vil markabsorpsjonen være høyere enn om våren eller andre perioder med hardere mark der det vil kunne bli et høyere refleksjonsbidrag fra terrenget enn det som er beregnet. På vinteren kan det også oppstå ising på rotorbladene som kan påvirke støynivået. Ved ising vil det bli økt masse på vingebladene som kan endre støynivå fra vindmøllene enn det som er brukt i beregningene, og er en usikkerhet i støyberegningene.

6.9 Lavfrekvent lyd

Lyd fra vindturbiner er bredspektret, fra ikke hørbare infralyd under 20 Hz, til hørbar lavfrekvent og høyfrekvent lyd. Lavfrekvent støy bærer lenger enn støy med høyere frekvenser og kan måles i store avstander fra vindturbiner.

På oppdrag fra Klima- og miljødepartementet gjennomførte Miljødirektoratet i 2012 en utredning som vurderte verdien av å innføre egne grenseverdier for lavfrekvent støy innomhus. Resultatet av dette arbeidet viste at lavfrekvent støy innomhus ikke vil være et problem så lenge retningslinje på Lden 45 dBA overholdes. Så ved å overholde grensen for gul støysone skal det ikke være nødvendig å gjøre ekstra vurderinger med hensyn til lavfrekvent støy.

Strukturlyd og vibrasjoner fra vindmøller avhenger av fundamenteringen til vindmøllene og til nærmeste støyfølsomme bygning. Strukturlyd forplanter ofte når både hus og støykilde er fundamentert på fjell.

Strukturlyden overføres via avstand, og vanligvis når det er mer enn 100 meter fra kilden som avgir strukturlyd og støyfølsomme bygning vil krav være ivarettatt. Det vil være tilfelle for Moldalsknuten, og det vil ikke være noe overskridelser av strukturlyd fra vindmøllene til nærmeste støyfølsomme bygg

6.10 Avbøtende tiltak

Det er ikke vurdert at det er behov for avbøtende tiltak, da ingen nye bygg vil bli berørt av støy over anbefalte grenseverdier fra Moldalsknuten vindkraftverk.

7. KONSEKVENNS

I henhold til M-1941 vurderes konsekvensgrad ut fra en rekke kriterier, herunder;

- bebyggelse i støysone
- Endring i støynivå sammenlignet med null-alternativet
- Type og antall støykilder
- Tilgang til stilleside
- Tilgang til uteoppholdsareal

Det legges til grunn for konsekvensvurderingen at det er inngått avtale med fritidsboligen (Bygg X) som i dag har støyverdier over anbefalt grenseverdi, samt et støybidrag av signifikans som følge av etablering av Moldalsknuten. Bidraget fra Moldalsknuten er såpass lavt at ingen nye bygg vil komme over 40 dB. Konsekvensgrad for støy vurderes til å være ubetydelig da det for øvrige støysensitive bygg ikke gis en merkbar økning i støynivå (0-1 dB) i forhold til null-alternativet.

Beregning av sumstøy i henhold til T-1442 viser at Moldalsknuten ikke påvirker det totale støynivået for de støyfølsomme bebyggelsene som er nærmest motorsportsenteret og Titania gruvedrift.

Tabell 7-1 - Konsekvensutredning av støy fra Moldalsknuten vindkraftverk.

Kriterie i M-1941	Konsekvens	Begrunnelse
Bebyggelse i støysone	Ubetydelig konsekvens	En fritidsbolig vil få støy i gul sone, men det er inngått avtale med eier. Det er ingen endring sammenlignet med dagens situasjon.
Endring i støynivå sammenlignet med null-alternativet	Ubetydelig konsekvens	Ikke merkbar endring i (0-1 dB)forhold til null-alternativet
Type og antall støykilder	Ubetydelig konsekvens	Ingen endring av sterkt varierende støynivå, imuplsstøy og høye maksimale lydtryknivåer.
Tilgang til stilleside	Ubetydelig konsekvens	Samme antall eksisterende boenheter
Tilgang til uteoppholdareal	Ubetydelig konsekvens	Samme antall eksisterende boenheter
Samlet konsekvensgrad	Ubetydelig konsekvens	Vurderes som ubetydelig da det ikke er noen støysensitive bygninger i gul støysone utover boligen det er



inngått avtale med.
Utover dette er det
ingen endring
sammenlignet med
nullalternativet.
Bebyggelse i støysone
er satt til ubetydelig
konsekvens, fordi det er
samme antall
støyutsatte bygninger
som nullalternativet.
dette tilsvarer det
samme som
nullalternativet og er
ingen endring.

8. VEDLEGG

Vedlegg 1 – Støyberegninger fra Moldalsknuten

Vedlegg 2 – Logaritmisk addisjon

Vedlegg 3 - Støyverdier fra turbin

9. REFERANSER

[1]	NVE, «Støy fra vindkraftverk,» [Internett]. Available: https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft-paa-land/kunnskapsgrunnlag-om-virkninger-av-vindkraft-paa-land/stoey/ .
[2]	FHI, «Støy fra vindturbiner og virkninger på helse,» [Internett]. Available: https://www.fhi.no/kl/stoy/stoy--fra-vindturbiner-helseskadelig/ .
[3]	Meventus, «Tellenes Wind Farm - Noise Assessments,» Meventus, 2018.
[4]	S. kommune. [Internett]. Available: https://plnstoragejbyz5.blob.core.windows.net/sokndal1111/2017002/Dokumenter/1111_2017002_rp_motorsportsenter_planbeskrivelse.pdf?sv=2025-01-05&se=2025-03-13T19%3A17%3A37Z&sr=b&sp=r&sig=KjbX%2BLMUTu8UhIeLFPahOp4jXQLV3O0qtEZ5NajTVXI%3D .

Project:

Moldalsknuten

Description:

The interpretations and conclusions presented in this report are based on documents and/or information received, in writing or orally, from the Client, third parties or external sources. Verification of such documents and/or information has not been included in the scope of assignment of Ramboll Norway AS (Ramboll). We have not independently, nor with the help of any third parties, verified the accuracy, truthfulness or completeness of such documents and/or information. Ramboll does not give any representation or warranty (express or implied) based on or in connection with the report. Any financial or other estimates mentioned in here are estimates only, without any representation or warranty as to the accuracy, truthfulness or completeness of such estimates. Ramboll shall not be liable for any actions taken, or not taken, on the basis of this report or the suggestions or recommendations included therein, nor for the consequences of the same.

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH

Elisabeth-Consruch-Straße 3
DE-34131 Kassel

Endre Tenggren / endre.tenggren@ramboll.no

Calculated:

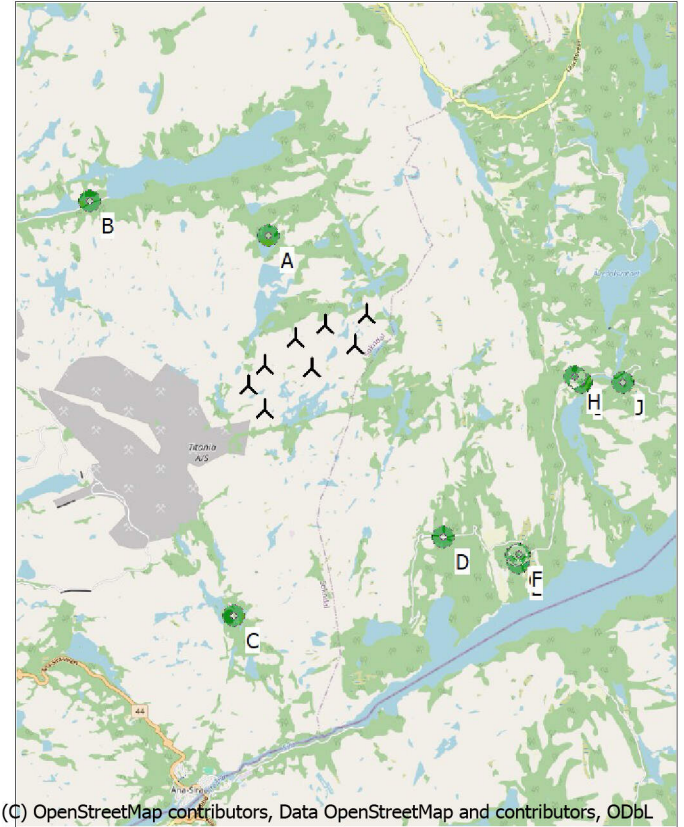
07.03.2025 16:04/4.0.552

RAMBOLL

NORD2000 - Main Result**Calculation:** Noise calculation Moldalsknuten, selected NSAs**Assumptions**

Calculation model	Norwegian noise, worst case
Weather stability	
Relative humidity	50,0 %
Air temperature	10,0 °C
Height for air temperature	2,0 m
Stability parameters	Night; Clear sky
Inverse Monin Obukhov length	0,0100
Temperature scale T*	0,0500
Terrain	
Elevation based on object	
Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo (1)	
Roughness based on area object	
Area object (Roughness): REGIONS_Moldalsknuten_1.w2r (1)	
Terrain type based on area object	
Area object (Roughness): REGIONS_Moldalsknuten_1.w2r (1)	
Month for calculation	October
Uniform terrain	
Wind speed criteria	
Wind speed (at hubheight)	Highest noise value
Wind direction	
Selected option	All receptors downwind of all wind turbines
Height above ground level, when no value in NSA object	1,5 m; Don't allow override of model height with height from NSA object 0,0 dB; Uncertainty margin in NSA has priority
Uncertainty margin	
Type of demand in calculation	1: WTG noise is compared to demand (DK, DE, SE, NL etc.)
Noise values in calculation	All noise values are mean values (Lwa) (Normal)
Pure tones	Pure tone penalty is subtracted from demand
Wind speed has been extrapolated to calculation height using	Source: WTG catalogue
Use stability correction	IEC profile shear (z0 = 0.05m)
Version	
	6.005

All coordinates are in
UTM (north)-WGS84 Zone: 32

**WTGs**

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type				Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Setting	Noise data	
					Valid	Manufact.	Type-generator	Creator					Name	
1	351 178	6 469 197	410,0	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
2	352 415	6 470 003	460,0	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
3	351 629	6 470 130	449,7	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
4	351 209	6 469 794	391,5	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
5	351 822	6 469 731	430,0	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
6	352 031	6 470 289	459,6	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
7	352 584	6 470 416	449,7	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	
8	350 984	6 469 525	390,0	Siemens SWT-DD-130...	Yes	Siemens	SWT-DD-130-4 300	4 300	130,0	135,0	Day	USER	1/3 octave data	
											Evening	USER	1/3 octave data	
											Night	USER	1/3 octave data	

Calculation Results

Project:

Moldalsknuten

Description:

The interpretations and conclusions presented in this report are based on documents and/or information received, in writing or orally, from the Client, third parties or external sources. Verification of such documents and/or information has not been included in the scope of assignment of Ramboll Norway AS (Ramboll). We have not independently, nor with the help of any third parties, verified the accuracy, truthfulness or completeness of such documents and/or in formation. Ramboll does not give any representation or warranty (express or implied) based on or in connection with the report. Any financial or other estimates mentioned in here are estimates only, without any representation or warranty as to the accuracy, truthfulness or completeness of such estimates. Ramboll shall not be liable for any actions taken, or not taken, on the basis of this report or the suggestions or recommendations included therein, nor for the consequences of the same.

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH

Elisabeth-Consruch-Straße 3

DE-34131 Kassel

-

Endre Tenggren / endre.tenggren@ramboll.no

Calculated:

07.03.2025 16:04/4.0.552

RAMBOLL**NORD2000 - Main Result****Calculation:** Noise calculation Moldalsknuten, selected NSAs**Sound level****Noise sensitive area**

No.	Name	Easting	Northing	Z	Immission height	Noise	From WTGs	Distance to noise demand	Demands fulfilled?
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[m]	Noise
A	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (18)	351 329	6 471 503	313,4	1,5	45,0	41,5	996	Yes
A	Day						35,1		
A	Evening						35,1		
A	Night						35,1		
B	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (22)	348 961	6 472 050	164,4	1,5	45,0	7,9	2 717	Yes
B	Day						1,5		
B	Evening						1,5		
B	Night						1,5		
C	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (40)	350 673	6 466 477	267,5	1,5	45,0	30,3	2 383	Yes
C	Day						23,9		
C	Evening						23,9		
C	Night						23,9		
D	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (41)	353 484	6 467 413	250,0	1,5	45,0	34,6	2 363	Yes
D	Day						28,2		
D	Evening						28,2		
D	Night						28,2		
E	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (57)	354 482	6 467 041	263,2	1,5	45,0	31,4	3 206	Yes
E	Day						25,0		
E	Evening						25,0		
E	Night						25,0		
F	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (58)	354 498	6 467 146	269,3	1,5	45,0	32,6	3 127	Yes
F	Day						26,2		
F	Evening						26,2		
F	Night						26,2		
G	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (59)	354 455	6 467 143	267,8	1,5	45,0	32,7	3 105	Yes
G	Day						26,3		
G	Evening						26,3		
G	Night						26,3		
H	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (73)	355 317	6 469 474	212,5	1,5	45,0	11,1	2 504	Yes
H	Day						4,7		
H	Evening						4,7		
H	Night						4,7		
I	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (75)	355 401	6 469 404	191,7	1,5	45,0	10,6	2 599	Yes
I	Day						4,2		
I	Evening						4,2		
I	Night						4,2		
J	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (76)	355 961	6 469 382	232,5	1,5	45,0	25,3	3 153	Yes
J	Day						18,9		
J	Evening						18,9		
J	Night						18,9		

Tellenes				Moldalsknuten				Cumulative noise			
Neighbor	Area	Type of building	Noise level, Lden (dB)	Neighbor	Area	Type of building	Noise level, Lden (dB)	Neighbor	Area	Type of building	Noise level, Lden (dB)
A	Eigeland	Cabin	48,1	A	Eigeland	Cabin	30,3	A	Eigeland	Cabin	48
B	Gjersdal	Cabin	45,0	B	Gjersdal	Cabin	34,6	B	Gjersdal	Cabin	45
C	Gjersdal	Cabin	44,2	C	Gjersdal	Cabin	32,7	C	Gjersdal	Cabin	44
D	Gjersdal	Cabin	44,4	D	Gjersdal	Cabin	32,6	D	Gjersdal	Cabin	45
E	Gjersdal	Cabin	43,6	E	Gjersdal	Cabin	31,4	E	Gjersdal	Cabin	44
F	Brombu	Cabin	45,1	F	Brombu	Cabin	7,9	F	Brombu	Cabin	45
G	Drivdal	Cabin	44,0	G	Drivdal	Cabin	10,6	G	Drivdal	Cabin	44
I	Drivdal	Cabin	43,4	I	Drivdal	Cabin	25,3	I	Drivdal	Cabin	43
W	Drivdal	Cabin	43,3	W	Drivdal	Cabin	11,1	W	Drivdal	Cabin	43
X	Steinsland	Cabin	49,9*)	X	Steinsland	Cabin	41,5	X	Steinsland	Cabin	50

*) Derived from noise map

Acoustic Emission for general setup of **SWT-DD-130, Rev. 5**

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
SG-F18.16-TR-01445_R00	Released	2024-05-29	English

Original or translation of

Original

File name

SG-F18.16-TR-01445_R00_Standard Acoustic Emission Document, SWT-DD-130, Rev. 5_general setup of.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its indented purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

Table of Contents

1. Acoustic Emission..... 2

1. Acoustic Emission

Typical Sound Power Levels

The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.1 (2018) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
Mode 1	92.3	92.3	95.3	98.3	102.3	105.5	107.0	107.0	107.0	107.0	107.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW] (10 Hz to 10 kHz)

Typical Sound Power Frequency Distribution

The information contained in the tables below is contained here for information purpose only. To the extent permitted by law, SGRE does not provide any warranty of any type, either express or implied, with respect to the information provided in this section. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the information contained in this section.

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 and 25 m/s referenced to hub height.

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	32.8	38.2	44.0	49.4	53.2	56.8	60.6	63.6	66.0	67.7	71.3	75.1	74.5
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	74.7	76.8	77.7	77.0	78.4	80.4	79.9	81.2	82.0	82.3	82.4	82.0	81.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	80.5	78.0	74.6	68.6	59.5								

Table 2: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 3 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	32.8	38.2	44.0	49.4	53.2	56.8	60.6	63.6	66.0	67.7	71.3	75.1	74.5
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	74.7	76.8	77.7	77.0	78.4	80.4	79.9	81.2	82.0	82.3	82.4	82.0	81.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	80.5	78.0	74.6	68.6	59.5								

Table 3: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 4 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	35.8	41.2	47.0	52.4	56.2	59.8	63.6	66.6	69.0	70.7	74.3	78.1	77.5
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	77.7	79.8	80.7	80.0	81.4	83.4	82.9	84.2	85.0	85.3	85.4	85.0	84.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	83.5	81.0	77.6	71.6	62.5								

Table 4: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 5 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	38.8	44.2	50.0	55.4	59.2	62.8	66.6	69.6	72.0	73.7	77.3	81.1	80.5
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	80.7	82.8	83.7	83.0	84.4	86.4	85.9	87.2	88.0	88.3	88.4	88.0	87.6

1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000
Mode 1	86.5	84.0	80.6	74.6	65.5

Table 5: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 6 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	42.8	48.2	54.0	59.4	63.2	66.8	70.6	73.6	76.0	77.7	81.3	85.1	84.5
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	84.7	86.8	87.7	87.0	88.4	90.4	89.9	91.2	92.0	92.3	92.4	92.0	91.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	90.5	88.0	84.6	78.6	69.5								

Table 6: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 7 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	45.8	51.0	56.5	62.5	65.9	69.9	73.0	76.1	85.2	81.9	83.6	87.9	88.1
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	87.6	89.5	90.5	90.0	91.3	93.4	93.0	94.3	95.1	95.4	95.9	95.5	94.8
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.4	90.8	87.6	81.8	72.9								

Table 7: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 8 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	50.9	56.8	65.1	66.8	70.1	74.3	76.5	86.2	82.8	84.2	89.1	88.0
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	89.1	90.9	92.0	91.6	92.8	95.3	95.0	96.2	96.9	97.0	97.3	96.8	96.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	94.6	92.0	89.0	83.2	75.0								

Table 8: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 9 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	45.8	50.8	56.2	66.4	67.0	69.8	73.7	75.6	86.3	81.4	83.7	86.8	87.6
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	89.1	91.1	92.1	91.6	93.0	95.7	95.5	96.7	97.1	97.2	97.1	96.6	95.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	94.2	91.7	88.8	83.0	73.7								

Table 9: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 10 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.5	51.3	56.9	67.3	67.7	70.3	74.9	77.0	88.0	82.9	84.7	89.1	88.2
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.4	90.8	91.8	91.3	92.8	95.6	95.4	96.7	97.3	97.4	97.2	96.4	95.6
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	94.1	91.7	88.7	82.7	73.5								

Table 10: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 11 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.1	50.9	57.2	67.5	69.1	71.5	76.2	78.0	89.1	84.1	85.7	91.7	89.2
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.8	91.7	91.7	92.8	95.6	95.4	96.7	97.3	97.5	97.2	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.3	90.4	86.3	79.1	74.1								

Table 11: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 12 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 12: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 13 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 13: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 14 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 14: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 15 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 15: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 16 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1

1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6

Table 16: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 17 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 17: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 18 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 18: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 19 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 19: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 20 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 20: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 21 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 21: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 22 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 22: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 23 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 23: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 24 m/s

1/3 oct. band, center freq.	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160
Mode 1	46.3	51.2	57.7	68.6	70.7	71.8	76.2	78.3	89.2	84.8	85.9	91.8	89.9
1/3 oct. band, center freq.	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Mode 1	90.6	90.7	91.7	92.0	92.7	95.6	95.4	96.7	97.2	97.5	97.1	96.3	95.1
1/3 oct. band, center freq.	4000	5000	6300	8000	10000								
Mode 1	93.2	90.3	86.1	79.1	75.6								

Table 24: Typical 1/3 octave band spectrum for 10 Hz to 10 kHz at 25 m/s