
KONSESJONSSØKNAD

Testlokasjon for havvindturbin i Sløvåg, Gulen



Georgine Wind AS

Georgine Wind AS
Att: Niklas Indrevær
GE Renewable Energy
Drammensveien 165
N-0277 Oslo

20. desember 2023

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Postboks 5091, Majorstua
0301 Oslo

SØKNAD OM KONSESJON FOR EN HAVVINDTURBIN I SLØVÅG, GULEN

Georgine Wind AS (GWAS) søker med dette om konsesjon for bygging, testing og drift av en havvindturbin på inntil 18 MW innenfor Sløvåg industriområde i Gulen. GWAS er per i dag heleid av GE Renewable Norway AS, som er en del av GE Vernova. GE har intensjon om å overdra aksjene i GWAS til Wergeland Group etter endt testperiode.

GE Vernova utvikler løsninger for kraftgenerering, elektrifisering, fornybar energi og tilhørende tjenester. GE Offshore Wind er en del av GE Vernova og leverer vindturbiner til havvind. For å gjøre både bunnfast og flytende havvind rimeligere og mer tilgjengelig, utvikler GE Offshore Wind nye havvindturbiner. Prosjektet som det søkes konsesjon om er et ledd i en slik utvikling. GE Offshore Wind ønsker med dette prosjektet å sertifisere turbinen, slik at den kan gjøres kommersielt tilgjengelig.

Prosjektet er svært viktig for GE Offshore Wind, som er avhengig av å få sertifisert denne turbinen innen sommeren 2026, men også for Wergeland Group, som ønsker å posisjonere Sløvåg industriområde ifm. den planlagte utbyggingen av havvind i Nordsjøen. Med tilgang på den foreslåtte turbinen vil Wergeland Group kunne tilby den eneste havnen i Europa med helt grønn energi til bygging og sammenstilling av strukturer for havvind.

Søknaden omfatter bl.a. følgende anlegg og installasjoner:

- En vindturbin med en installert effekt på inntil 18 MW og en høyde på inntil 275 m innenfor eksisterende industriområde i Sløvåg. Turbinen skal testes og verifiseres i 2-5 år, men det søkes om konsesjon for 30 år. Etter at testperioden er over vil vindturbinen forsyne Sløvåg industriområde, og regionen for øvrig, med fornybar energi. Samtidig vil midlertidig kontainerbasert verifikasjonsutrustning bli fjernet.
- En 66 kV jordkabel mellom vindturbinen og transformatorstasjonen. Lengde ca. 270 m. Kabelgrøft med tilhørende trekkør etableres iht. gjeldende reguleringsplan, og inngår derfor ikke i denne søknaden.
- En 22 kV kabel inne på stasjonsområdet. Lengde ca. 50 m. Kabelgrøft med tilhørende trekkør etableres iht. gjeldende reguleringsplan, og inngår derfor ikke i denne søknaden.
- En 66/22 kV transformatorstasjon for tilkobling til BKKs distribusjonsnett. Areal ca. 5,4 daa.

Det søkes etter følgende lovverk:

- Søknad om konsesjon i medhold av lov av 29.06.90 nr.50 *Energiloven*, § 3-1.

Det er inngått avtale mellom Georgine Wind AS og Wergeland Group, som eier det aktuelle arealet, og det søkes derfor ikke om ekspropriasjonstillatelse eller forhåndstiltredelse.

Vi håper på en rask behandling av søknaden.

Oslo, 20. desember 2023

På vegne av Georgine Wind AS



Niklas Indrevær

Executive Account Director

GE Offshore Wind

FORORD

Denne konsesjonssøknaden inneholder informasjon om bl.a. utbyggingsplanene, forholdet til andre planer og et kort sammendrag av konsekvensutredningen (denne foreligger også som en separat rapport). Både konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen er tilgjengelig på følgende nettside:

<https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=14069&type=A-6>

Multiconsult Norge AS har hovedansvaret for utarbeidelsen av konsesjonssøknaden med tilhørende konsekvensutredninger. Michaelsen Biometrika (flaggermus) har vært underkonsulent og en viktig bidragsyter i arbeidet med konsekvensutredningen.

Konsesjonssøknaden med konsekvensutredning oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler konsesjonssøknaden etter energiloven og konsekvensutredningen etter plan- og bygningsloven og tilhørende forskrift om konsekvensutredninger. Høringsuttalelser skal sendes til NVE.

Georgine Wind AS vil rette en takk til alle som har bidratt med informasjon til konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen for det planlagte prosjektet.

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	Sammendrag	9
2	Innledning	13
2.1	Presentasjon av tiltakshaver	13
2.2	Om søknaden	15
2.2.1	Lovgrunnlag og tillatelser som søsøkes	15
2.2.2	Andre søknader eller konsesjoner	16
2.2.3	Planlagt organisering	17
2.3	Forarbeid, samråd og videre fremdrift	17
2.3.1	Forhåndsmelding og utredningsprogram	17
2.3.2	Samråd med lokale og regionale myndigheter samt naboer	17
2.3.3	Videre saksbehandling	18
2.3.4	Tidsplan for anleggsfasen	18
3	Beskrivelse av planlagte anlegg.....	19
3.1	Tiltaksområdet	19
3.2	Fysiske anlegg	19
3.2.1	Vindturbinen	19
3.2.2	Fundament.....	20
3.3	Elektriske anlegg	21
3.3.1	Vindturbinen	22
3.3.2	Kabelanlegg.....	22
3.3.3	Transformatorstasjon	23
3.3.4	Eksisterende elektriske anlegg som skal rives.....	24
3.3.5	Vurdering av klassifisering i henhold til kraftberedskapsforskriften.....	24
3.4	Alternative lokasjoner for vindturbinen	24
3.5	Permanente hjelpeanlegg.....	24
3.6	Midlertidige hjelpeanlegg	24
3.7	Anleggsarbeidene	25
3.7.1	Tidspunkt for gjennomføring	25
3.7.2	Kranoppstillingsplass.....	25
3.7.3	Adkomst-/internveg.....	25
3.7.4	Landføring og mellomlagring.....	25
3.7.5	Massetak-/deponier.....	25
4	Behovet for tiltak i nettet	26
4.1	Nåsituasjonen	26
4.2	Behovet for å gjøre tiltak	26
4.3	Fremtidig utvikling	27
4.4	Konsekvensen av å ikke gjøre noe	27
5	Tekniske og økonomiske forhold	28
5.1	Beskrivelse av nullalternativet	28
5.2	Vurdering av alternative systemløsninger / konsepter	28
5.2.1	Tilknytningsløsning 1: Eksisterende 22 kV-nett	29
5.2.2	Tilknytningsløsning 2: Etablere ny 22 kV-forbindelse til Sandøy transformatorstasjon.....	29
5.2.3	Tilknytningsløsning 3: Etablere 132 kV-sjøforbindelse til Sandøy.....	29
5.3	Teknisk/økonomisk vurdering av omsøkt konsept og anleggsløsning	29
5.3.1	Utbyggingskostnader (CAPEX)	29
5.3.2	Drifts-/vedlikeholdskostnader (OPEX)	30
5.3.3	Verdien av ny produksjon	30
5.3.4	Vurdering av ikke-prissatte virkninger	31
5.3.5	Resultater.....	33
5.4	Vurdering av usikkerhet.....	33
5.5	Begrunnelse for valg av omsøkt anlegg	34
5.6	Nettkapasitet for produksjon/forbruk	34
5.7	Andre økonomiske forhold	35
6	Vindressurser og produksjon	35
7	Eiendomsforhold	39
8	Forholdet til andre planer	40
8.1.1	Nasjonale planer	40
8.1.2	Regionale planer	40
8.1.3	Kommunale planer.....	42

8.1.4	BKKs kraftsystemutredning for Midtre Vestland 2022-2042	42
8.1.5	Private planer	42
8.1.6	Andre vindkraftprosjekter i regionen	42
9	Konsekvenser av tiltaket	45
9.1	Landskap	45
9.2	Store naturområder med urørt preg (SNUP/INON)	45
9.3	Kulturminner og kulturmiljø	48
9.4	Naturmangfold	48
9.5	Flaggermus	48
9.6	Friluftsliv	48
9.7	Reiseliv / turisme	50
9.8	Lokal og regional verdiskaping	50
9.9	Støy	50
9.9.1	Innledning	50
9.9.2	Resultater	51
9.10	Skyggekast	53
9.10.1	Innledning	53
9.10.2	Resultater	53
9.11	Iskast	56
9.12	Klima/CO ₂	57
9.13	Annen forurensning	57
9.14	Annen infrastruktur	58
9.15	Forsvarsinteresser	58
9.16	Vær-/kystradarer	58
9.17	Luftfart	58
9.18	Telekom	58
9.19	Oppsummering	58
9.20	Avbøtende tiltak	60
10	Naturfare og beredskap	61
10.1	Naturskade	61
10.2	Overvann	61
10.3	Klimatilpasninger	63
10.3.1	Forventede klimaendringer i turbinens levetid (frem mot 2055)	63
10.3.2	Tiltakets klimatilpasninger	63
11	Samfunnssikkerhet	63
12	Vedlegg	65

KART/FIGURER

Figur 1-1. Oversiktskart som viser prosjektets beliggenhet og de to vurderte lokasjonene for plassering av vind-turbin. Kun den nordvestre lokasjonen er omsøkt.	9
Figur 1-2. GE Haliade-X 12 MW, som har vært under uttesting i Rotterdam havn de siste årene.	11
Figur 1-3. Oversikt over vurderte utbyggingsalternativer (lokasjon A og B). Kun lokasjon B er omsøkt.	12
Figur 2-1. Sløvåg industriområde.	14
Figur 2-2. Wergeland Group sine satsningsområder innenfor havvind.	14
Figur 3-1. Energiproduksjonen til en typisk vindturbin.	20
Figur 3-2. Eksempel på fjellfundament.	21
Figur 3-3. Turbinfundament variant A.	21
Figur 3-4. Turbinfundament variant B.	21
Figur 4-1. Kartutdrag som viser transmisjonsnettstasjoner (rødt) og regionalnettsstasjoner (blått). Ca. plassering for turbin og tilhørende anlegg er angitt med oransje stiplet sirkel.	26
Figur 5-1. Oversiktskart over alternativene. Forklaring for linjene: lilla er 66 kV kabel til transfor-matorstasjon, gul er 22 kV kabel for alt. 1L til eksisterende nett, oransje er ny 22 kV-trasé for direkte tilkobling til Sandøy transformatorstasjon ved alt. 2L, og blå er ny 22 eller 132 kV sjøkabel for hhv. alt. 2S og 3S.	28
Figur 6-1. Kart over området med turbin (Alt. B) og vinddatapunkt (EMD-WRF vinddata).	35
Figur 6-2. Vindrose (venstre) og Weibull-fordeling av vinden (høyre) for referansepunktet.	36
Figur 6-3. Vindressurskart med gjennomsnittshastighet i 150 m høyde.	36
Figur 6-4. NVEs vindressurskart med gjennomsnittshastighet i 120 m høyde.	37
Figur 6-5. Vindrose (venstre) og Weibull-fordeling av vinden (høyre) for den omsøkte lokasjonen.	37
Figur 6-6. Turbulensen fra mesoskaladataene og turbinklasser etter IEC 61400-1 (ed3).	38
Figur 7-1. Oversikt over eiendommer. Kilde: Statens kartverk.	39
Figur 8-1. Oversikt over naturvernområder. Kilde: Miljødirektoratet.	40
Figur 8-2. Oversikt over områdets planstatus. Kilde: Gulen kommune.	43
Figur 8-3. Oversikt over eksisterende vindkraftverk i Vestland fylke per september 2023. Se også tabell 8-1.	44
Figur 9-1. Oversikt over store naturområder med urørt preg / inngrepsfrie naturområder. Kilde: Miljødirektoratet. ...	45
Figur 9-2. Teoretisk synlighetskart for influensområdet. Kartet er basert på en digital overflatemodell, og tar derfor hensyn til skjermende vegetasjon, bygninger, etc.	46
Figur 9-3. Oversikt over registrerte kulturmiljø.	47
Figur 9-4. Vindturbinens teoretiske synlighet i nærliggende friluftsområder.	49
Figur 9-5. Beregnet støynivå for omsøkt turbinlokasjon (alt. B).	52
Figur 9-6. Skyggekast fra en vindturbin på Smøla. Foto: Kjetil Mork.	53
Figur 9-7. Beregnet antall timer med faktisk skyggekast for omsøkt lokasjon (alt. B).	55
Figur 10-1. Forventet nivå på 1000 års stormflo i 2050. Kilde: NVE.	62

TABELLER

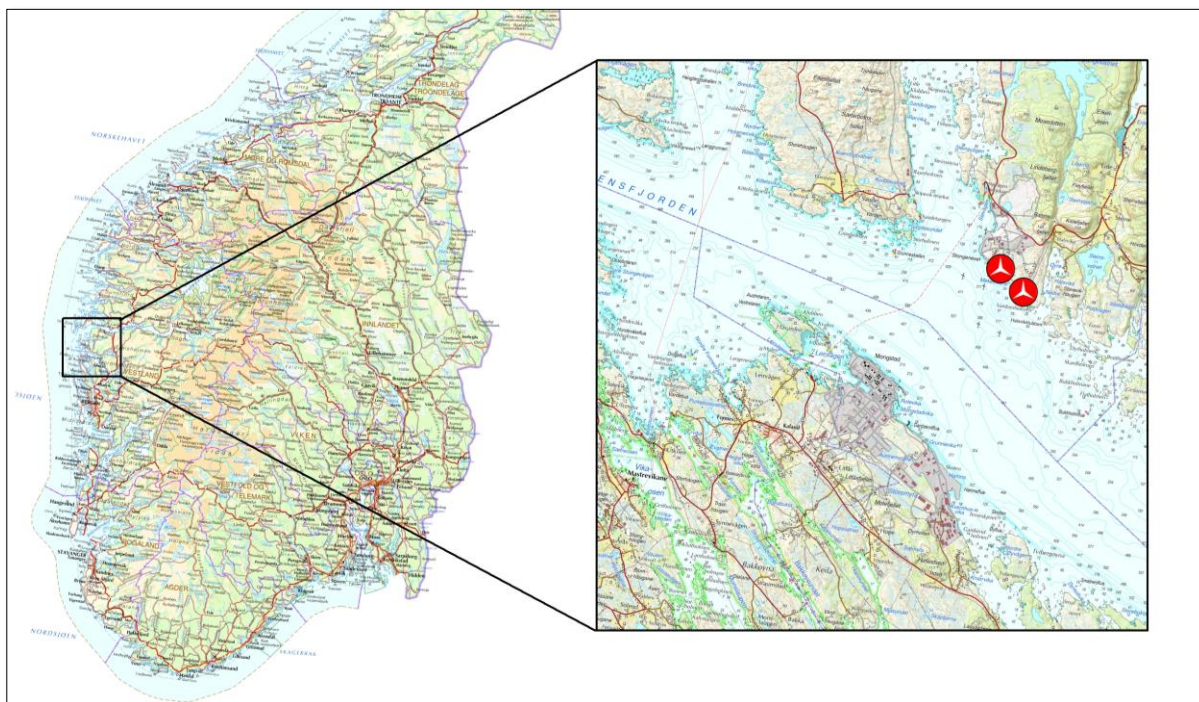
Tabell 2-1. Hoved spesifikasjoner for det omsøkte anlegget, flere detaljer er angitt i kapittel 3.	15
Tabell 2-2. Foreløpig fremdriftsplan.	19
Tabell 3-1. Beskrivelse av elektrisk anlegg i vindturbinen.	22
Tabell 3-2. Beskrivelse av 66 kV jordkabel.	22
Tabell 3-3. Beskrivelse av 22 kV jordkabel.	23
Tabell 3-4. Beskrivelse av transformatorstasjon.	23
Tabell 5-1. Oversikt over alternativer.	28
Tabell 5-2. Prosjektets forventede utbyggingskostnad (CAPEX).	30
Tabell 5-3. Konsekvensmatrisen som er benyttet i vurderingen av ikke-prissatte virkninger.	31
Tabell 5-4. Oversikt over vurderingen av de ikke-prissatte virkningene.	31
Tabell 5-5. Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger. Tall i 2023-MNOK.	33
Tabell 6-1. Hovedresultater fra WindPRO.	38
Tabell 7-1. Oversikt over berørte eiendommer.	39
Tabell 8-1. Oversikt over vindkraftprosjekter i regionen samt deres status. Alle tall er hentet fra NVEs database. Se også figur 8-3.	42
Tabell 9-1. Anbefalte støygrenser ved planlegging av ny støyende virksomhet og bygging av boliger, sykehus, pleieinstitusjoner, fritidsboliger, skoler og barnehager. Alle tall er oppgitt i dB, innfallende lydtryknivå.	50
Tabell 9-2. Resultat fra støyberegningene for støyfølsom bebyggelse i nærområdet.	51
Tabell 9-3. Beregnet omfang av skyggekast ved boligene og hyttene i Halsvika. Grønne ruter indikerer at verdien er under anbefalt grenseverdi, mens oransje indikerer at den er over.	54
Tabell 9-4. Beregnet omfang av skyggekast for kontorbygg og hotell i Sløvåg.	56
Tabell 9-5. Oppsummering av tiltakets konsekvenser i den langsiktige driftsfasen.	58
Tabell 9-6. Oversikt over foreslåtte avbøtende tiltak og deres status.	60

VEDLEGG

Vedlegg 1. Konsekvensutredning – hovedrapport (Multiconsult, 2023)	
Vedlegg 2. Helsekonsekvensutredning (Multiconsult, 2023)	
Vedlegg 3. Vurdering av risiko for iskast (Meventus, 2023)	
Vedlegg 4. Plan- og profiltegning for transformatorstasjonen.	
Vedlegg 5. Enlinjeskjema (GE, 2023) (unntatt offentlighet)	
Vedlegg 6. Bekreftelse på nettkapasitet fra BKK.	
Vedlegg 7. DF-avklaring fra Statnett	
Vedlegg 8. Teknisk-økonomisk vurdering (Multiconsult, 2023)	
Vedlegg 9. Forenklet enlinjeskjema før og etter tiltaket (Multiconsult, 2023)	
Vedlegg 10. Grøftesnitt av omsøkte kabler (Multiconsult, 2023)	
Vedlegg 11. Utskrift av produksjonsberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).	
Vedlegg 12. Utskrift av støyberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).	
Vedlegg 13. Utskrift av skyggekastberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).	

1 SAMMENDRAG

Georgine Wind AS (GWAS) legger med dette frem søknad om tillatelse til etablering, testing og drift av en havvindturbin på inntil 18 MW innenfor Sløvåg Industriområde i Gulen. Prosjektets beliggenhet er angitt i figur 1-1.



Figur 1-1. Oversiktskart som viser prosjektets beliggenhet og de to vurderte lokasjonene for plassering av vindturbin. Kun den nordvestre lokasjonen er omsøkt.

Hensikten med tiltaket er i hovedsak todelt; Å få testet og sertifisert en ny havvindturbin samt å posisjonere Sløvåg Industriområde som en aktuell base for produksjon/sammenstilling av fundamenter og sammenstilling av vindturbiner ifm. den store satsningen på havvind i Nordsjøen. I tillegg ønsker GWAS å bidra til at vindturbinen kan benyttes ifm. forskning og undervisning og eventuell komplementær teknologiutvikling. Dette er kort beskrevet under:

1) Testing og sertifisering

Det er behov for en grundig uttesting av nye vindturbiner før de kan gjøres kommersielt tilgjengelige. GE vil gjennomføre bl.a. sikkerhets- og funksjonstester, power curve test (verifisere kraftproduksjonen), validering av laster, støytest og test av kvaliteten på kraftleveransen fra turbinen, samt test med drift på 60 Hz. Dette vil bli gjort i tett samarbeid med akkrediterte verifikatører.

Hvis de politiske ambisjonene innenfor havvind i Europa skal oppfylles, vil det i fremtiden bli en betydelig knapphet på tilgang på vindturbiner. Dette *kan* bidra til å skape utfordringer for etableringen av en norsk havvindindustri. Det vil da være en fordel for en norsk satsing på havvind at en prototypeturbin i Gulen kan bidra til å kvalifisere vindturbinen for norske forhold.

2) Posisjonere Gulen industrihavn ifm. den kommende havvindsatsningen

En konsesjon til denne vindturbinen vil utvilsomt bidra til å befeste Sløvåg industriområde sin posisjon som en sentral lokasjon mtp. på den fremtidige havvindutbyggingen i Nordsjøen. Skal Norges ambisjoner om 30 GW havvind realiseres, så vil det innebære svært mye aktivitet både ute

i Nordsjøen og i tilknytning til anleggs-/driftsbasene på land. Valg av Sløvåg Industriområde for produksjon av fundamenter og sammenstilling, og senere vedlikehold, av havvindturbiner vil utvilsomt kunne medføre svært store lokale og regionale økonomiske ringvirkninger, både i form av økt sysselsetting og økte kommunale skatteinntekter.

3) Andre viktige aspekter

Det legges opp til et tett samarbeid med bl.a. akademia (slik som Universitet i Bergen m.fl.), slik at den aktuelle turbinen kan brukes i undervisnings- og forskningssammenheng. Dette vil kunne bidra til lokal kompetanseheving / utdanning innenfor serviceyrker rettet mot det grønne skiftet / havvind, noe som vil øke prosjektets samfunnsverdi ytterligere.

NVEs utredningsprogram sier at alternative teknologier skal vurderes. Dette punktet ansees ikke som relevant for dette prosjektet, siden det her dreier seg om en vindturbin på inntil 18 MW som skal testes/verifiseres før den kan gjøres kommersielt tilgjengelig. Det er mao. ikke aktuelt å teste alternative teknologier.

Valget av Sløvåg Industriområde som lokasjon for havvindturbinen er basert på følgende kriterier:

- På grunn av turbinens størrelse må den lokaliseres til et opparbeidet areal nær en tilstrekkelig stor kai. Det vil ikke være mulig å transportere den langs offentlige veier. Sløvåg Industriområde oppfyller alle krav til areal, enkel tilkomst og gode grunnforhold.
- Infrastruktur (kai og adkomstvei) er allerede på plass i området. Dette er en forutsetning for å kunne rekke de tidsfristene som prosjektet opererer med (se tabell 2-2).
- Industriområdet ligger i det som ble vurdert som et egnet område for vindkraft, jf. nasjonal ramme for vindkraft på land (NVE, 2019).
- Området er allerede opparbeidet til industriformål og er sterkt preget av eksisterende aktivitet (støy og støv). Utbyggingen berører derfor ikke viktige miljøverdier som naturtyper, kulturminner, friluftsområder, etc. rent fysisk, men kun visuelt.
- Det er gode vindforhold (årsmiddelvind på ca. 7,3-7,5 m/s) og lite turbulens i området, noe som gjør det velegnet for testing og sertifisering av den aktuelle turbinen.
- Det er et behov for å forsterke strømforsyningen til Sløvåg Industriområde. Denne turbinen vil, sammen med nødvendige tiltak i nettet, kunne sikre god tilgang til strøm for eksisterende og ny industri i området.
- Sløvåg Industriområde vil ved en utbygging være basert på lokal grønn energi, noe som gir muligheter for å endre store deler av maskinparken til elektrisk drift.

Basert på kriteriene ovenfor er Georgine Wind AS (tiltakshaver), GE Offshore Wind (produsent av turbinen og nåværende eier) og Wergeland Group (fremtidig eier) av den oppfatning at det omsøkte området er svært godt egnet som testområde for den aktuelle vindturbinen.

To lokasjoner er vurdert inne på industriområdet (se figur 1-3), hhv. A og B, hvor lokasjon B er den valgte blant annet fordi den er lengre fra bebyggelse og mindre til hinder for aktiviteten på industriområdet.

En rekke andre lokaliteter på Sørlandet, herunder Farsund, Kvinesdal og Lista, ble vurdert før man landet på Sløvåg i Gulen. Alle disse lokasjonene ble imidlertid vurdert som betydelig mindre egnet enn den valgte lokasjonen, og ble derfor luket ut tidlig i prosessen.



Figur 1-2. GE Haliade-X 12 MW, som har vært under uttesting i Rotterdam havn de siste årene.



Figur 1-3. Oversikt over vurderte utbyggingsalternativer (lokasjon A og B). Kun lokasjon B er omsøkt.

2 INNLEDNING

2.1 Presentasjon av tiltakshaver

Georgine Wind AS

Georgine Wind AS, heretter benevnt GWAS, er et nyopprettet selskap for utvikling, bygging og drift av det omsøkte prosjektet. Selskapet eies i sin helhet av GE Offshore Wind, men etter avsluttet testperiode (et sted mellom 01.01.2027 og 01.01.2030) er intensjonen at Wergeland Group overtar alle aksjene i selskapet og eier/drifter vindturbinen resten av konsesjonsperioden på 30 år.

Navn	Georgine Wind AS
Organisasjonsnummer	931 480 820
Organisasjonsform	Aksjeselskap
Kontaktperson	Niklas Indrevær
Tlf	97 40 78 89
E-post	niklas.indrevaer@ge.com

GE Offshore Wind

GE Offshore Wind (GEOW) er et joint venture med Alstom og et datterselskap av GE Renewable Energy, opprettet i 2015 da det meste av Alstoms elektriske kraft- og produksjonsmidler ble kjøpt opp av General Electric. GEs eierandel i dette joint venture selskapet er 50 %. Hovedproduktet til selskapet er havvindturbinen GE Haliade-X. GE Renewables omsatte for vel 15,7 milliarder dollar i 2021 og har ca. 38 000 ansatte. GE Renewables har levert vel 50 000 vindturbiner på land og i sjø på verdensbasis.

Innad i GE Renewables, er GEOW sammen med LM Power og GE Onshore Wind de selskapene som utgjør vindsatsingen. GEOW bygger havvindturbiner, og sammenstiller disse for kunder over hele verden. GEOW har levert turbiner til en rekke prosjekt over hele verden, der kanskje Dogger Bank på 3,6 GW er det største og mest kjente prosjektet. I tillegg har GEOW levert turbiner til prosjekter som Merkur (Tyskland), Belwind (Belgia), Le Carnet og St. Nazaire (begge Frankrike), samt Vineyard Wind (USA).

Turbinene bygges i St. Nazaire i Frankrike, støttet av ingeniører fra hele Europa og USA, mens bladene leveres fra LM Powers fabrikker i Cherbourg eller Kina.

I Norge har GE en lang historie både innenfor kraftsystemer og helse. GE Healthcare, som sysselsetter over 2000 personer i Norge, ble skilt ut fra GE-konsernet i begynnelsen av 2023 og opererer som et selvstendig selskap. GE Renewable Energy jobber i Norge med kraftløsninger, vannkraft, nettløsninger og havvind.

Wergeland Group

Wergeland Group er en familieeid bedrift som ble etablert på familiegården Steine i 1956, med produksjon av betongvarer. Utviklingen i Sløvåg startet da eier satte i gang å bygge kaianlegg, ny betongvarefabrikk, og flyttet familiebedriften til Sløvåg i 1989. Den gangen var det 25 tilsatte i selskapet.

Wergeland har fortsatt utbyggingen av Sløvåg Industriområde, og lagt til rette for bedrifter som ønsker å etablere seg der. I dag er Sløvåg arbeidsplassen til over 400 mennesker innenfor både industri og annen næring. I Wergeland Group er det 150 ansatte, og konsernet opererer innenfor ni ulike forretningsområder, noe som gir en breddekompetanse og tyngde inn i markedene konsernet retter

seg mot.

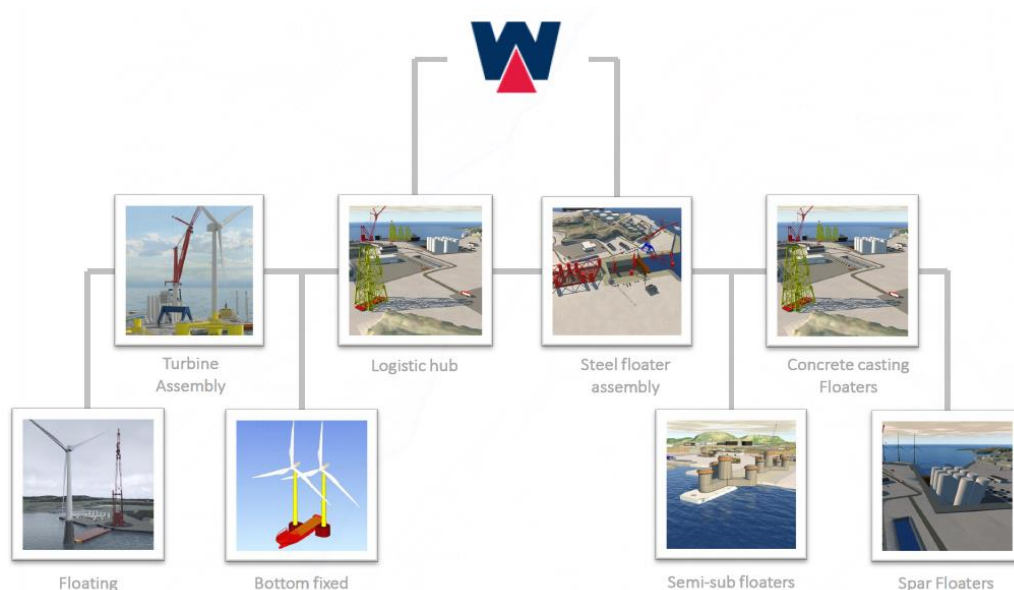
De siste årene har havvind vært et svært viktig satsningsområde, der Wergeland har vært base for både Hywind Tampen (flytende havvind på norsk sokkel) og Neart Na Gaothe (NNG)-prosjektet (bunnfast havvind i Skottland). NNG skal forsyne 370 000 husstander i Skottland med strøm. Disse prosjektene asser godt inn i Wergeland Group sine ambisjoner om å skape lokale muligheter i et globalt marked, og bidra til at vi når klimamålene.

Sløvåg Industriområde er svært sentralt lokalisert med tanke på den planlagte utbyggingen av havvind i Nordsjøen. Industriområdet har store arealer tilgjengelig for bl.a. produksjon av fundamenter, mellomlagring og sammenstilling av vindturbiner. Ambisjonene til Wergeland er å bidra til å redusere kostnader, og full utnyttelse av arealer. Sløvåg kan bli et kompetansesenter for havvind, noe som vil sette lokalsamfunnet og regionen på kartet innenfor akademika.

Mer informasjon kan finnes på www.wergeland.com.



Figur 2-1. Sløvåg industriområde.



Figur 2-2. Wergeland Group sine satsningsområder innenfor havvind.

2.2 Om søknaden

Denne konsesjonssøknaden omfatter både vindkraftverket, tilhørende overføringsanlegg samt annen nødvendig infrastruktur.

Konsesjonssøknaden er utformet i henhold til kravene i energiloven og plan- og bygningsloven, med tilhørende forskrifter.

Dette dokumentet inneholder følgende hovedelementer:

- Søknad om konsesjon.
- En orientering om formelle forhold og saksgang.
- En beskrivelse av forholdet til andre offentlige og private planer.
- En beskrivelse av vindressursene i området.
- En beskrivelse av utbyggingsplanene, utbyggingskostnader og forventet produksjon.
- En omtale av mulige konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn, samt forslag til avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser.

Omtalen av mulige konsekvenser, avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser er hentet fra konsekvensutredningen, som er utarbeidet av Multiconsult Norge AS med underkonsulentene Meventus og Michaelsen Biometrika.

2.2.1 Lovgrunnlag og tillatelse som omsøkes

Energiloven

GWAS søker med dette om konsesjon i medhold av Energiloven av 29. juni 1990 § 3-1 for å etablere, teste og drive en vindturbin på inntil 18 MW innenfor Sløvåg Industriområde i Gulen. Søknaden omfatter også bygging av nødvendig infrastruktur som transformatorstasjon og jordkabel. Prosjektets hovedspesifikasjoner er vist i tabellen under.

Tabell 2-1. Hovedspesifikasjoner for det omsøkte anlegget, flere detaljer er angitt i kapittel 3.

Komponent / tiltak	Spesifikasjon
Antall vindturbiner	1 stk.
Total installert effekt	Inntil 18 MW
Navhøyde	150 – 160 m
Rotordiameter	250 m
Totalhøyde	275 m
Adkomst-/internveger	Eksisterende veger på industriområdet benyttes
Transformatorstasjon	En 66/22 kV transformatorstasjon etableres inne på industriområdet
Jordkabler	Ca. 0,27 km med 66 kV kabel og 0,05 km med 22 kV kabel
Servicebygg	Det er ikke behov for å etablere et eget servicebygg. Eksisterende bygningsmasse på industriområdet vil ivareta denne funksjonen.

Oreigningslova

Grunnen hvor anlegget vil bli oppført eies av Wergeland Group. Det er med andre ord ikke behov for å søke om ekspropriasjon av grunn eller andre rettigheter ifm. den planlagte utbyggingen.

Plan- og bygningsloven

For å styrke kommunenes rolle i planlegging og utbygging av vindkraft på land, vedtok Stortinget den 16. juni 2023 å implementere Regjeringens forslag til endringer i energiloven og plan- og bygningsloven. Vedtaket innebærer at det ikke kan gis konsesjon til et vindkraftverk før tiltaket er planavklart etter plan- og bygningsloven (PBL). Dette vil normalt innebære utarbeidelse av en område-reguleringsplan for tiltaket.

Siden eksisterende reguleringsplan for Sløvåg industriområde tar høyde for etablering av vindturbiner med en maksimal høyde på 150 m, har tiltakshaver i samråd med Gulen kommune lagt opp til en mindre endring av eksisterende reguleringsplan (økt maksimal høyde på vindturbinen). Et vedtak på planendringen forventes å foreligge i løpet av våren 2024.

Kulturminneloven

Undersøkelsesplikten i kulturminneloven må normalt oppfylles før detaljplaner for vindkraftverk kan godkjennes. I dette tilfelle er turbinen lokalisert innenfor et område som allerede er regulert til industriformål, hvor undersøkelsesplikten ble oppfylt i forkant av planvedtaket. Det er derfor ikke behov for ytterligere undersøkelser av kulturminner i forbindelse med dette tiltaket.

Forurensningsloven

Behovet for utslippstillatelse etter Forurensningsloven vil bli avklart med Statsforvalteren i Vestland i forkant av utbyggingen.

Naturmangfoldloven

Tiltaket berører ingen områder som er vernet i medhold av naturmangfoldloven.

Tiltaket er for øvrig vurdert ift. de miljørettslige prinsippene i naturmangfoldloven § 8-12.

Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder

Kravet om rapportering omfatter utenfor tettbygd strøk omfatter alle konstruksjoner med en høyde over bakken eller vannet på 15 meter eller mer. I tettbygd strøk og industriområder omfattes konstruksjoner med en høyde på 30 m eller mer. Vindturbiner med høyde på 150 meter eller høyere, skal merkes med høyintensitets hinderlys type B. Det er ikke krav til lysmerking på mellomliggende nivåer. Alle luftfartshinder skal rapporteres til Kartverket, som fører Nasjonalt register over luftfartshindre (NRL), senest 30 dager før oppføringen starter. For dette prosjektet vil både vindturbinen og den midlertidige vindmålemasta utløse krav om merking og innrapportering til Kartverket.

Havne- og farvannsloven

Det er ikke behov for ytterligere tiltak i sjø ifm. bygging og drift av den planlagte vindturbinen. Det er derfor heller ikke behov for ytterligere avklaringer eller tillatelser etter denne loven.

Privatrettslige tillatelser

GWAS kan ikke se at tiltaket krever privatrettslige tillatelser utover de som allerede er innhentet fra Wergeland Group.

2.2.2 Andre søknader eller konsesjoner

Denne søknaden dekker alle søknadsppliktige anlegg ifm. tiltaket.

Ingen eksisterende anleggskonsesjoner vil bli berørt, men BKKs områdekonsesjon for lokalt 22 kV vil bli benyttet for å tilknytte tiltaket til lokalt nett etter nedtransformering fra 66 kV.

2.2.3 Planlagt organisering

Eierforhold og kontaktperson

Vi viser til beskrivelsen i kapittel 2.1.

Drift og vedlikehold

GE Offshore Wind (GEOW) vil i testperioden drifte vindturbinen med hjelp av egne ressurser og erfaring. GEOW og Wergeland Group vil i samråd finne frem til en tydelig og god rollefordeling på sikker drift av anlegget. Dette vil være gjenstand for kommersielle forhandlinger.

Driften av vindturbinen baserer seg på automatisk styring. Ved feil vil dette varsles inn til en driftssentral som vurderer og gjennomfører utbedring av feil. Anlegget kan driftes av eier, men også av egne selskaper som spesialisere seg på denne typen arbeid. I dette omfattes også jevnlig fysiske inspeksjoner av både turbinfundament, tårn og blader med nødvendig vedlikeholdsarbeid.

Nedleggelse

De fleste komponentene i en vindturbin har en teknisk levetid på nærmere 30 år, og dette er normal varighet på konsesjonene som gis. Hvis denne turbinen settes i drift i 2025, vil konsesjonsperioden derfor utløpe i 2055.

Ved nedleggelse skal konsesjonæren etter lovteksten «*fjerne det nedlagte anlegg og så langt det er mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand*», jf. energilovforskriften § 3-5 d fjerde ledd. Nedleggelse av vindkraftverket innebærer normalt fjerning av vindturbiner, oppstillingsplasser, adkomst/-internveger og annen infrastruktur, samt tildekking av fundamenter. Ettersom tomten allerede er regulert til industriformål, er det sannsynlig at området ikke saneres tilbake til naturlig tilstand, men at den tilbakeføres til industrielle formål.

2.3 Forarbeid, samråd og videre fremdrift

2.3.1 Forhåndsmelding og utredningsprogram

I mai 2023 sendte Wergeland Group inn forhåndsmeldingen for prosjektet til NVE. NVE sendte den deretter på høring og utarbeidet et endelig utredningsprogram basert på forslaget i meldingen og innkomne høringsuttalelser. Konsekvensutredningen (se sammendraget i kapittel 9) er basert på dette utredningsprogrammet.

2.3.2 Samråd med lokale og regionale myndigheter samt naboer

I forbindelse med utarbeidelse av melding, konsesjonssøknad og konsekvensutredning for prosjektet har det vært gjennomført en rekke møter med Gulen kommune, Vestland Fylkeskommune og Statsforvalteren i Vestland. Det har også blitt avholdt et folkemøte lokalt. Videre har de fagansvarlige for konsekvensutredningen hatt dialog med, og innhentet informasjon fra, ulike ressurspersoner, interesseorganisasjoner (herunder Birdlife Norge) og aktører (herunder Statsforvalteren i Vestland) ifm. de ulike utredningene.

Underveis i prosessen har det vært forsøkt opprettet dialog mellom tiltakshaver (GE) og de fastboende i Halsvika. Det har bl.a. vært fremmet et forslag til avtale for økonomisk kompensasjon for de ulemper som anlegget eventuelt vil medføre.

Oversikten under gir en kort oppsummering de viktigste milepælene i samrådsprosessen som har vært frem til innsendelse av konsesjonssøknaden:

- **08.03.2023:** Møte med Gulen kommune. Presentasjon og diskusjon rundt planene.
- **14.03.2023:** Møte med Hordaland Fylkeskommune. Presentasjon og diskusjon rundt planene.
- **23.03.2023:** Møte med Gulen kommunen, beboere og hytteeiere ifm. vedtaket i kommunestyret om godkjenning av oppstart konsekvensutredninger. Dette inkluderte møte på kommunehuset der forhåndsmelding og planer ble gjennomgått og diskutert, og befarings i Halsvika
- **28.04.2023:** Møte med Gulen kommunen. Oppfølgende diskusjon rundt planene, behovet for endringer i eksisterende reguleringsplan, videre fremdrift, etc.
- **02.05.23:** Oppstartsmøte med deltagere fra GE, Wergeland, NVE, Kommunen, Statsforvalteren og Multiconsult. Presentasjon og diskusjon rundt planene.
- **04.05.2023:** Møte med Gulen kommune.
- **12.05.2023:** Møte med Gulen kommune.
- **24.05.2023:** Wergeland Group hadde befarings på området med en hyttenabo.
- **31.05.2023:** Planinitiativ til Gulen kommune.
- **13.06.2023:** Møte med Gulen kommune hvor en kom frem til at en mindre planendring var veien å gå i forbindelse med nåværende høydebegrensing.
- **12.06.2023:** Åpent folkemøte i regi av NVE hvor Multiconsult, GE og Wergeland Group redegjorde for planene.
- **12.07.2023:** Varsel om oppstart planendring ang. høydebegrensing – grunneiere, kommune, og andre relevante organisasjoner fikk tilsendt brev den 10.07.23.

Det har også vært tett dialog med BKK som områdekonsesjonær underveis, slik at teknisk løsning for nettilknytning via 22 kV er bestemt. Tekniske detaljer er under utredning hos begge parter, og avtale om tilknytning og betaling av anleggsbidrag vil bli utarbeidet for signering i løpet av høsten 2023. Videre har det også vært dialog med Statnett, som har bekrefter at det ikke er behov for ytterligere dialog/avklaringer fra deres side.

2.3.3 Videre saksbehandling

Konsesjonssøknaden med tilhørende konsekvensutredning ble oversendt til NVE den 13. oktober 2023.

I samsvar med kravene i energiloven og plan- og bygningsloven, sender NVE konsesjonssøknaden med tilhørende konsekvensutredning på høring til lokale, regionale og nasjonale myndigheter, organisasjoner og andre berørte parter. Ifm. forbindelse med høringen av konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen vil det bli arrangert et nytt folkemøte der planene og forventede konsekvenser av utbyggingen blir presentert, og lokalbefolkningen får anledning til å stille spørsmål knyttet til utbyggingsplanene og konsekvensutredningen til tiltakshaver og utreder.

Etter at NVE har mottatt innspill og kommentarer til utbyggingsplanene, vil de fatte et vedtak om det skal gis konsesjon eller ikke. Dersom NVEs vedtak påklages, vil saken gå til Olje- og energidepartementet (OED) for en endelig avgjørelse.

2.3.4 Tidsplan for anleggsfasen

Tabellen under viser den foreløpige fremdriftsplanen for prosjektet.

Tidsplanen forutsetter at en rettskraftig konsesjon blir gitt i løpet av februar/mars 2024. Detaljplanlegging og bygging vil skje i 2024. Vindturbinen vil være klar for testing/verifisering i juli 2025 og dette arbeidet vil avsluttes en eller annen gang i perioden 2027-2030. Deretter vil turbinen være i normal drift og forsyne industriområdet og regionen for øvrig med strøm.

Tabell 2-2. Foreløpig fremdriftsplan.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2055
Forhåndsmelding inkl. høring (GE)	■									
Konsesjonssøknad og KU (GE)	■									
Konsesjonsbehandling (NVE)		■								
Detaljplan (GE)		■								
Godkjenning av detaljplan (NVE)		■								
Bygging (GE)		■								
Testing/verifisering (GE)			■	■	■	■	■	■		
Normal drift (Wergeland Group)					■	■	■	■	■	■

3 BESKRIVELSE AV PLANLAGTE ANLEGG

3.1 Tiltaksområdet

Tiltaksområdet ligger i Gulen kommune i Vestland fylke. Testlokasjonen ligger nord for Bergen langs Rv 57, nærmere bestemt ved Sløvåg ved inngangen til Fensfjorden.

Tiltaksområdet i sin helhet er regulert til industriformål. Eksisterende reguleringsplan tar høyde for etablering av vindkraft i dette området, men med en maksimal turbinhøyde på inntil 150 m. Det er derfor satt i gang en parallell prosess med justering av eksisterende reguleringsplan (trinn 1) og utarbeidelse av ny reguleringsplan for hele industriområdet (trinn 2).

3.2 Fysiske anlegg

For alle anlegg som inngår i denne søknaden gjelder det at det er gjort en grundig vurdering av utforming og lokalisering ifm. konsesjonssøknaden, og det er derfor liten usikkerhet knyttet til utbyggingsplanene som er beskrevet under.

3.2.1 Vindturbinen

Det er planlagt å oppføre kun én stor havvindturbin (inntil 18 MW) med en nav-/tårnhøyde på 150-160 meter og en rotordiameter på 250 m. Totalhøyden på vindturbinen blir da 275 m.

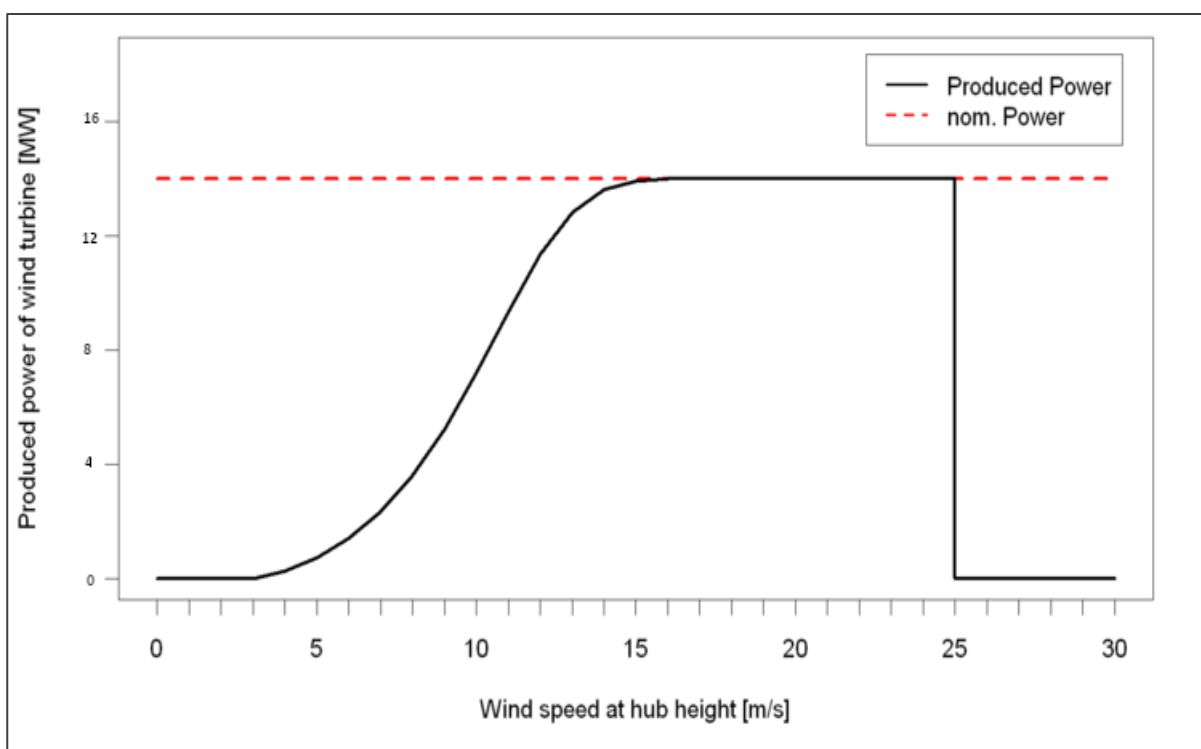
Vindturbiner produserer elektrisk energi ved å utnytte bevegelsesenergien i vinden. Hovedkomponentene i en vindturbin er normalt tårn, rotor, hovedaksel, generator, frekvensomformer, transformator og nødvendig hjelpeaggregat og styringssystem. Den omsøkte havvindturbinen er uten gir («direct drive»). De fleste komponentene er innebygd i maskinhuset på toppen av et ståltårn.

Rotoren, som består av tre blader montert på et nav, omdanner vindenergien til rotasjonsenergi som gjennom en hovedaksel og føres inn på en generator. Denne omdanner deretter rotasjonsenergien til elektrisk energi. Direktdrevne turbiner (uten girkasse) har rotoren og den roterende delen av generatoren opplagret på en fast spindel.

Maskinhuset dreier seg med vindretningen, slik at rotorplanet til enhver tid står på tvers av vindretningen. Ettersom vindhastigheten, og dermed også vindens energiinnhold, øker med høyden over bakken eller havflaten (vindskjær), er det viktig at tårnet har en høyde som er optimalisert i forhold til vindskjæret.

Vindturbiner opererer normalt i vindhastigheter innenfor intervallet 3 – 25 m/s. Elektrisitetsproduksjonen når normalt sitt maksimale nivå ved en vindhastighet på rundt 13 m/s. Ved vindhastigheter mellom ca. 13 og 25 m/s er produksjonen konstant, dvs. tilsvarende merkeeffekten eller nominell effekt. Ved vindhastigheter over 25 m/s dreies rotorbladene slik at farten senkes og produksjonen stopper, jf. figuren under. Dette for å unngå for sterke påkjenninger på drivverk og struktur. Noen turbinleverandører har imidlertid en programvare som tillater vindturbiner å produsere på enda høyere vindhastigheter i korte perioder (høyvindhysterese).

Turbinen vil rotere med variabel hastighet avhengig av vindstyrken og generatoren vil derved generere spenning med variabel frekvens. For å kunne forsyne strømmettet må denne frekvensen omformes til nettets faste frekvens (50 Hz). Test av drift på 60 Hz vil også forekomme i verifikasjonsperioden. Begge frekvensene skapes ved hjelp av en statisk frekvensomformer. Frekvensomformeren er montert i maskinhuset.



Figur 3-1. Energiproduksjonen til en typisk vindturbin.

3.2.2 Fundament

Det er i hovedsak to standardiserte fundamenttyper som benyttes for vindkraftverk i dag, gravitasjonsfundament og fjellfundament. Fundamenttypen vil i stor grad være avhengig av grunnforholdene på stedet. For dette prosjektet er vindturbinen tenkt plassert på et område hvor det allerede pågår anleggs- og sprengningsvirksomhet for etablering av nye arealer inne på tomta. Det er derfor mest sannsynlig at det blir etablert et fjellforankret turbinfundament for montasje av turbinen.

Ved fjellfundamentering etableres et betongfundament direkte på fjell over bakken. På toppen av fundamentet blir det støpt inn en adaptering med bolter for innfesting av turbintårnet og hull for

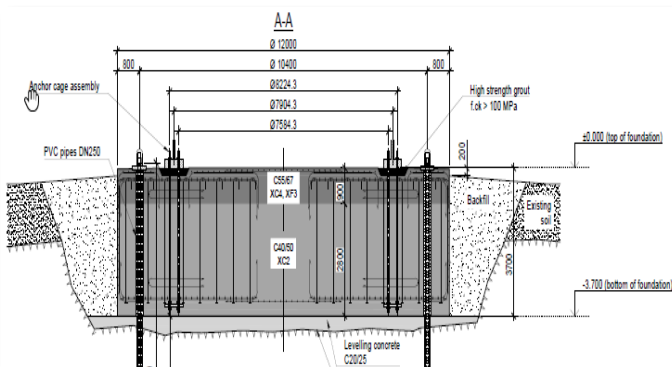
plassering av forankringsstagene (se figur 3-2). Det borres hull for forankringsstagene 10-20 meter ned i grunnfjellet gjennom betongfundamentet før forankringsstagene blir plassert i hullene. Stagene gyses fast og spennes opp mot adapteringen.

Vindturbinen som skal settes opp i Sløvåg er både høyere og har en større tårndiameter enn de mer standardiserte vindturbinene som er satt opp i Norge de siste årene. Tiltakshaver har derfor inngått en avtale med Peikko som skal lage et spesialdesignet turbinfundament for denne vindturbinen. Med en diameter på tårnflensen på om lag 8 m så blir selve fundamentet tilpasset dette med både størrelse og antall forankringsstag. Endelig design er under utvikling, der det ses på to ulike varianter (se figur 3-3 og 3-4) av et fjellforankret turbinfundament.

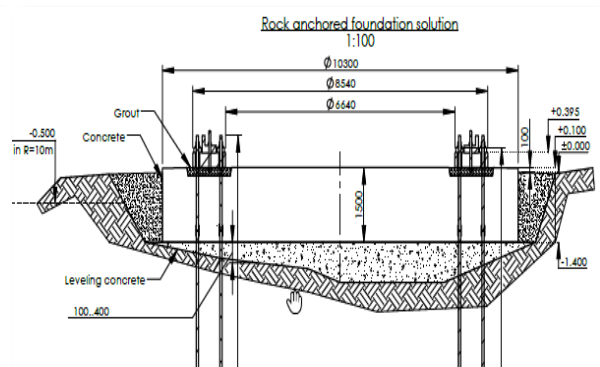


Endelig design blir utarbeidet parallelt med behandling av konsesjonssøknaden. I driftsfasen så vil det kun være øvre del av betong og adaptering som vil være synlig, på lik linje som turbinfundamenter i øvrige vindkraftverk i Norge.

Når turbinen demonteres kan fundamentet enkelt tildekkes eller delvis fjernes, slik at området kan tilbakeføres eller benyttes til annen aktivitet.



Figur 3-3. Turbinfundament variant A.



Figur 3-4. Turbinfundament variant B.

3.3 Elektriske anlegg

Enlinjeskjema for det elektriske anlegget (unntatt offentlighet) er vedlagt (vedlegg 5). Et forenklet enlinjeskjema er tilgjengelig i vedlegg 8. Omsøkt tilknytningsløsning omfatter:

- Vindturbinen (Tabell 3-1), med utgangsspenning på 66 kV
- 66 kV jordkabel (Tabell 3-2), som forbinder vindturbinen og transformatorstasjonen
- Transformatorstasjonen (Tabell 3-4), som transformerer spenningen ned til 22 kV
- 22 kV jordkabel (Tabell 3-3), som forbinder transformatorstasjonen og BKKs koblingsstasjon, som er lokalisert innenfor transformatorstasjonens område.

BKKs koblingsstasjon og forbindelsen videre mot øvrig distribusjonsnett er dekket under BKKs områdekonsesjon, og omsøkes ikke i denne anleggskonsesjonen. Disse anleggsdelene er derfor ikke inkludert i dette kapittelet.

3.3.1 Vindturbinen

Tabell 3-1. Beskrivelse av elektrisk anlegg i vindturbinen.

Parameter	Beskrivelse
Geografisk beliggenhet	Ved Mekjevikholmen, Sløvåg, Gulen (se figur 1-3)
Generator(er)	Generatorens merkedata er som følger: <ul style="list-style-type: none"> • Merkeytelse: 18 MVA • Nominellspenning: 3,1 kV
Transformator(er)	Frekvensomformerne er tilkoblet en treviklingstransformator for transformering til driftsspenning: <ul style="list-style-type: none"> • Omsetningsforhold: 66/3,1/3,1 kV • Merkeytelse: 20/10/10 MVA • Merkefrekvens: variabel til 50/60 Hz • Koblingsgruppe: D11/y0/y0
Frekvensomformer(ere)	Generatoren er tilkoblet to parallellkoblede frekvensomformere: <ul style="list-style-type: none"> • Merkeytelse 9 MVA • Merkefrekvens 50/60 Hz • Merkespenning 3,1 kV)

3.3.2 Kabelanlegg

Tabell 3-2. Beskrivelse av 66 kV jordkabel.

Parameter	Beskrivelse
Trasé	Jordkabelen vil følge veien fra turbinens lokasjon og frem til transformatorstasjonen (se figur 1-3). Kabelgrøfter og trekkerør inngår ikke i søknaden, ettersom dette etableres av grunneieren selv.
Lengde	Ca. 270 m
Nominell spenning	66 kV
Termisk grenselast	325 A
Rydde- og byggeforbudsbelte	Ca. 1 meter til hver side av kabeltraséen.
Type kabel	Jordkabel
Kabelsett	1 stk 3x1x150 mm ² XLPE Cu

For tilknytning av omsøkt transformatorstasjon vil BKK etablere en egen 22 kV nettstasjon som frittstående prefabrikkat. Dette vil ivaretas under BKKs områdekonsesjon, og tekniske detaljer er under utredning i tett dialog med BKK.

Det er omsøkt anleggskonsesjon for 22 kV kabel som forbinder GE sin transformatorstasjon med BKKs nettstasjon, jf. tabellen under.

Tabell 3-3. Beskrivelse av 22 kV jordkabel innenfor stasjonsområdet.

Parameter	Beskrivelse
Trasé	Kabelen er lokalisert inne på det inngjerdete området til omsøkt transformatorstasjon, og er derfor ikke inntegnet i figurer. Kabelgrøfter/-kanaler og trekkerør inngår ikke i søknaden, ettersom dette etableres av grunneieren selv.
Lengde	Ca. 50 m
Nominell spenning	22 kV
Termisk grenselast	600 A
Rydde- og byggeforbudsbelte	Ikke relevant, ettersom kabelen er innenfor inngjerdet område.
Type kabel	Jordkabel
Kabelsett	2 stk 3x1x400 mm ² TSLF Al eller 1 stk 3x1x500 mm ² CU

3.3.3 Transformatorstasjon

Tabell 3-4. Beskrivelse av transformatorstasjon.

Parameter	Beskrivelse
Geografisk beliggenhet	Ca. 300 m nord for omsøkt turbinpunkt (se figur 1-3).
Stasjonsområde	Det vil bli behov for et areal på om lag 5 360 m ² for etablering av transformatorstasjonen med nødvendig utendørsanlegg. Hele området vil bli omsluttet av et stasjonsgjerde med en port for adkomst. Hele stasjonsområdet må graves/sprenges ut til planum under fundamenter, kulverter, konstruksjoner og apparater. Ved telefarlige masser må det i tillegg masseutskiftes til frostfri dybde. Stasjonsområdet bygges så opp med egnede masser rundt underjordiske konstruksjoner opp til planlagt nivå. Det legges egnede toppmasser inne i apparatfeltene mens kjøreveier og parkeringsplasser skal ha et toppdekke av asfalt.
Bygninger	Et toetasjes stasjonsbygg planlegges utført i betong med mursteinskledning. Grunnflaten er 338 m ² og høyden 12, 6 m. Plan- og profiltegning inkludert i vedlegg 4.
Celler	Hovedtransformator og stasjonstransformatorer er planlagt frittstående utendørs uten egne celler.
Transformator	Stasjonen blir utrustet med en frittstående utendørs transformator. <ul style="list-style-type: none"> • Omsetningsforhold: 66/22 kV • Merkeytelse: 25 MVA • Merkefrekvens: variabel til 60Hz • Koblingsgruppe: YN/yn0
Testutrustning-	Stasjonen utrustes med en midlertidig kontainerbasert testutrustning med merkespenning 66 kV til 22 kV. Denne vil kunne simulere ulike nettforhold under drift på 50 og 60 Hz. Siden BKKs 22 kV nett vil bli brukt under test på 60 Hz, inneholder også testutrustningen frekvensomformer 60/50 Hz. Testutrustningen vil bli fjernet når anlegget går over i permanent drift.
Koblingsanlegg	Stasjonen er utrustet med innendørs koblingsanlegg som følger:

Parameter	Beskrivelse
	<ul style="list-style-type: none"> • 1 x 66 kV SF₆-fritt GIS anlegg; <ul style="list-style-type: none"> – enkel samleskinne – 5 bryterfelt. • 1 x 22 kV kapslet anlegg med vakuum brytere; <ul style="list-style-type: none"> – enkel samleskinne – 8 bryterfelt (tre bryterfelt er tilordnet henholdsvis reaktor, overharmonisk filter og lastbank dersom detaljprosjektering viser at det er behov for dette).
Jordslutningsspole	22 kV nettet er dekket av eksisterende jordslutningsspole i BKKs nett.
Nullpunktsreaktor	66 kV nettet er utrustet med en nullpunktsreaktor 66 kV/20 ohm (montert frittstående utendørs).
Hjelpespenning	Stasjonen utrustes med AC (400V) og DC (110V) hjelpeanlegg. To 22/0,42 kV transformatorer på 630 kVA monteres frittstående utendørs.

3.3.4 Eksisterende elektriske anlegg som skal rives

Planlagt tiltak medfører ikke rivning/fjerning av eksisterende elektriske anlegg. Dette punktet er mao. ikke relevant for omsøkt tiltak.

3.3.5 Vurdering av klassifisering i henhold til kraftberedskapsforskriften

Iht. kraftberedskapsforskriften § 5-2 klassifiseres ikke vindkraftanlegg som kraftstasjon¹. NVEs veileder til forskriften spesifiserer videre at det kun er transformatorstasjonen for overføring av produsert vindkraft til regional- eller lokalt distribusjonsnett som klassifiseres².

Den omsøkte transformatorstasjonens formål er kun å overføre produsert vindkraft, den har ikke avganger for å forsyne lokalt nett utover avgangen til tilknytningspunktet for sin industriradial. Det blir derfor første avsnitt i kap. 5.2.4 i veilederen til KBF som blir gjeldende for den omsøkte transformatorstasjonen. Den samlede ytelsen i transformatorstasjonen er lavere enn 75 MVA, som medfører at stasjonen ikke klassifiseres iht. kraftberedskapsforskriften. Det inkluderes derfor ikke 'melding om sikring' for de omsøkte anleggene.

3.4 Alternative lokasjoner for vindturbinen

To alternative lokasjoner for vindturbinen har vært vurdert ifm. konsesjonssøknaden (se også figur 1-3): Alternativ A) Like nord for Båreneset og alternativ B) ved Mekjevikholmen. Alternativ A ville medført uakseptable støynivåer ved bebyggelsen rundt Halsvika, og dette alternativet er derfor ikke omsøkt. Lokasjon B er med andre ord det eneste omsøkte utbyggingsalternativet.

3.5 Permanente hjelpeanlegg

Det er ingen omsøkte permanente hjelpeanlegg, da forholdene på stedet anses å være tilstrekkelige.

3.6 Midlertidige hjelpeanlegg

Det er ingen omsøkte midlertidige hjelpeanlegg, da forholdene på stedet anses å være tilstrekkelige.

¹ Link til kraftberedskapsforskriften § 5-2: <https://lovdata.no/forskrift/2012-12-07-1157/§5-2>

² Link til NVEs veileder til forskriften, se kap. 5.2.4: <https://www.nve.no/energi/tilsyn/kraftforsyningsberedskap-og-kbo/veiledning-til-kraftberedskapsforskriften/>

Det vil derimot være behov for en midlertidig installasjon i testperioden. Denne vil simulere ulike nettforhold som vindturbinen må kunne oppfylle krav for. Denne installasjonen omtales som en E-GRID-modul (kontainerbasert), og er estimert til å være ca. 42 x 41 m. Den vil antagelig plasseres vest for omsøkt transformatorstasjon.

3.7 Anleggsarbeidene

3.7.1 Tidspunkt for gjennomføring

Byggestart er planlagt så fort det foreligger en rettskraftig konsesjon. Målsetningen er at anlegget er klart til testing/verifisering i juli 2025.

Siden anlegget er lokalisert inne på et industriområde med omfattende aktivitet, foreligger det ingen restriksjoner eller tidsmessige begrensninger (av hensyn til f.eks. sårbare arter) mtp. gjennomføringen av anleggsarbeidet.

3.7.2 Kranoppstillingsplass

For montasje av vindturbinen må det normalt etableres en kranoppstillingsplass for hovedkran og hjelpekraner. Størrelse på og utforming av kranoppstillingsplassen varierer normalt ut ifra turbintype og terrenget rundt turbinen. For denne ene vindturbinen, som skal etableres på en allerede utsprengt industritomt, så antas det at det vil være et tilstrekkelig stort areal tilgjengelig rundt turbinen som vil være flatt og egnet for å etablere nødvendige kraner for turbinmontasjen. Det vil derfor ikke være behov for å etablere en egen kranoppstillingsplass for montasje av vindturbinen.

Tiltakshaver har gjennomført befaring med aktuelle kranoperatører, som har bekreftet at det vil være tilstrekkelig med areal tilgjengelig for å gjennomføre turbinmontasjen uten større tiltak.

3.7.3 Adkomst-/internveg

Det er ikke behov for transport av vindturbinkomponenter på det offentlige veinettet, da det forventes at all transport foregår innenfor Sløvåg industriområde.

Internveiene på Sløvåg industriområde er allerede på plass og tilstrekkelig dimensjonert for selv de tyngste delene av vindturbinen. Det vil derfor ikke være noe behov for å etablere egne veier for transport av turbindeler.

Selve transporten av de ulike turbinkomponentene vil i større grad være en logistikkoperasjon innenfor industriområdet for å legge til rette for fremkommelighet for transportkjøretøyet. Dette anses som uproblematisk ettersom Wergeland Group også er eier av det aktuelle området.

3.7.4 Ilandføring og mellomlagring

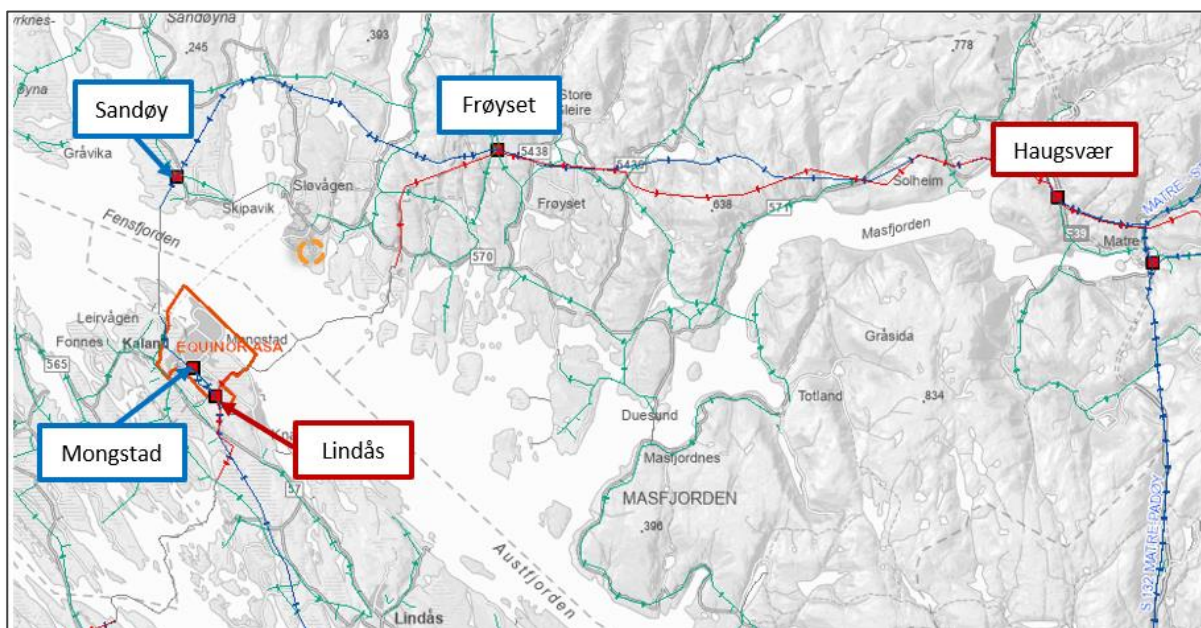
Ekstisterende kaianlegg tilknyttet Sløvåg Industriområde (Wergeland Group) benyttes til ilandføring av vindturbinens bestanddeler. Det er kort avstand (700-800 m) fra kai til turbinpunkt B, som er det omsøkte foretrukne utbyggingsalternativet. Industriområdet brukes også ifm. eventuell kortvarig mellomlagring av turbinkomponenter. Det er ikke behov for arealer utenfor industriområdet til verken transport eller lagring.

3.7.5 Massetak-/deponier

Det er ikke behov for etablering av massetak eller -deponier ifm. utbyggingen.

4 BEHOVET FOR TILTAK I NETTET

4.1 Nåsituasjonen



Figur 4-1. Kartutdrag som viser transmisjonsnettstasjoner (rødt) og regionalnettstasjoner (blått). Ca. plassering for turbin og tilhørende anlegg er angitt med oransje stiplet sirkel.

Det er sett på ulike løsninger for tilknytning til det nærliggende regionalnettet og distribusjonsnettet. De nærmeste transmisjonsnettstasjonene er Lindås og Haugsvær, mens de nærmeste regionalnettstasjonene er Sandøy og Frøyset, som vist i Figur 4-1. Etter tilbakemelding fra BKK, er det oppgitt at det kun er Sandøy transformatorstasjon som har kapasitet til å ta imot produksjon av denne størrelsesorden.

Området rundt Sandøy og Frøyset inneholder mye produksjon fra vannkraft, og om sommeren er dette dimensjonerende for overføringskapasiteten fra 22 kV nettet og til regionalnettet. Kraftproduksjonen fra vindkraft og vannkraft vil i store deler av året supplere hverandre og ikke være i konflikt. BKK vil fortløpende vurdere om det er behov for utskifting til større transformator i Sandøy, men det er ikke planlagt på nåværende tidspunkt.

Sløvåg Industriområde har mange kraftintensive bedrifter. Disse er hovedsakelig forsynt via 22 kV-forbindelsen fra Sandøy. Dette samsvarer godt med omsøkt tiltak om å tilkoble vindturbinen til det eksisterende 22 kV-nettet i industriområdet, da det vil redusere forbruk som henter kraft fra Sandøy og mengden produksjon som ville blitt sendt i den retningen uten lokalt forbruk.

4.2 Behovet for å gjøre tiltak

Norge og resten av Europa har behov for økt kraftproduksjon, og de fleste kraftverk plassert på land er forbundet med konflikter med miljø, samfunn eller begge deler. Å øke produksjonen av kraft fra havvind vil potensielt bidra til å redusere konfliktnivået, men for å videreutvikle teknologiene og gjøre de kommersielt tilgjengelig, kreves det testing og sertifisering. Denne vindturbinen fra GE blir derfor en del av løsningen, men må i første omgang plasseres på land.

Sløvåg Industriområde er den ideelle plasseringen av en vindturbin for testing med tanke på:

- Ingen naturinngrep

- Allerede et utviklet område med høy grad av menneskelig aktivitet
- God tilkomst for anleggsfase, drift og vedlikehold
- Gode vindforhold

Å etablere et miljø for havvind i Norge er nødvendig av nasjonale hensyn, da det gir stor verdi-skaping for samfunnet som helhet.

4.3 Fremtidig utvikling

Testing og sertifisering av ny offshore-teknologi har blitt av særlig stor betydning, både nå og i fremtiden. Dette er avgjørende for å forberede seg til utlysningen av vindkraftprosjekter på norsk sokkel.

Det forventes økt energiforbruk i Sløvåg industriområde, og vindturbinen spiller en sentral rolle i å forsyne dette området med kraft. Dette vil bidra til å minimere energitapet som oppstår under overføringen fra Sandøy til forbrukspunktene.

Det er ansett som lite sannsynlig at det vil utbygges ytterligere vindkraft på land i dette området, da det ikke er noen pågående eller gitte konsesjoner i området. De nærmeste konsesjonene er enten avsluttet eller avslått. Kun to³ av disse ville vært relevante med tanke på Sandøy transformatorstasjon, men ville vært tilknyttet via regionalnettnivå og dermed ikke belastet transformatoren i stasjonen.

4.4 Konsekvensen av å ikke gjøre noe

Det vil være et potensielt tap i utviklingen av en norsk havvindbransje hvis man ikke får utviklet dette prosjektet. Dersom vindturbinen ikke får tilknytning i Sløvåg, vil turbinen potensielt etableres i et annet land eller ikke i det hele tatt. De positive samfunnsvirkningene som følge av etablering av havvind-industri i Norge vil dermed reduseres. Rapporter fra bl.a. Menon Economics og Thema Consulting Group viser til at det kan være betydelig potensial for å skape mange tusen norske arbeidsplasser innen havvind dersom den norske leverandørindustrien posisjonerer seg riktig og tar markedsandeler.

For nettets del vil tapene for Sløvåg industriområdes kraftforsyning fra Sandøy transformatorstasjon ikke bli redusert som følge av lokal tilknytning for produsert kraft fra omsøkte turbin.

Samfunnet vil også tape verdien av ny kraftproduksjon, som i tillegg vil bidra til lavere strømpriser i området.

³ Sandøy vindkraftverk (75 MW) og Setenesfjellet vindkraftverk (50), begge har avsluttet planlegging.

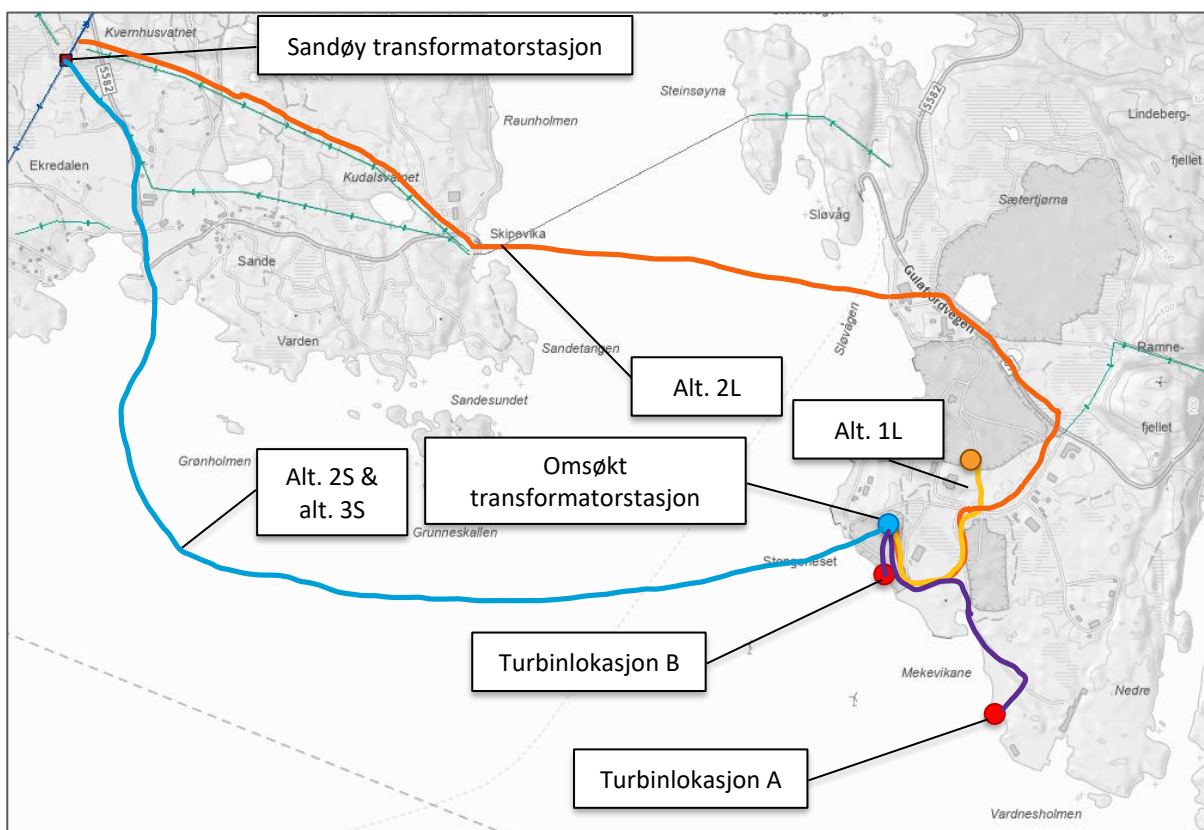
5 TEKNISKE OG ØKONOMISKE FORHOLD

5.1 Beskrivelse av nullalternativet

Dersom det ikke etableres en vindturbin i Sløvåg, vil det ikke bli utført tiltak i nettet som er relevant å inkludere i analysen. I realiteten vil det tilkomme kostnader for turbin og transformatorstasjon uavhengig av hvilket land den plasseres, men tilknytningsløsningen vil kunne variere. Ettersom det er vanskelig å forutsi hvilke kostnader dette ville medført, er det ikke inkludert kostnader for den i nullalternativet, men heller lagt til verdien av ny produksjon for de andre alternativene.

5.2 Vurdering av alternative systemløsninger / konsepter

Det er vurdert en rekke alternativer som kombinerer ulike tilknytningsløsninger, traséer og lokasjoner for etablering av turbin. Tabell 5-1 gir en oversikt over sammensetningen av dem, mens Figur 5-1 illustrerer de geografiske forutsetningene som er lagt til grunn.



Figur 5-1. Oversiktskart over alternativene. Forklaring for linjene: lilla er 66 kV kabel til transformatorstasjon, gul er 22 kV kabel for alt. 1L til eksisterende nett, oransje er ny 22 kV-trasé for direkte tilkobling til Sandøy transformatorstasjon ved alt. 2L, og blå er ny 22 eller 132 kV sjøkabel for hhv. alt. 2S og 3S.

Tabell 5-1. Oversikt over alternativer.

Alternativ	Tilknytningsløsning 1-3	Nettilknytningstrasé	Lokasjon for turbin
0	Ingen tilknytning	Ingen tilknytning	Ingen etablering
1LA	1) Eksisterende 22 kV	L) På land	A) Sørøst
1LB	1) Eksisterende 22 kV	L) På land	B) Nordvest

2LB	2) Ny 22 kV-trasé	L) På land	B) Nordvest
2SB	2) Ny 22 kV-trasé	S) Sjøkabel	B) Nordvest
3SB	3) Ny 132 kV-trasé	S) Sjøkabel	B) Nordvest

5.2.1 Tilknytningsløsning 1: Eksisterende 22 kV-nett

Felles for alternativ 1 er lik plassering for omsøkt transformatorstasjon, som vil tilknyttes det lokale nettet i Sløvåg. Den vil driftes radielt fra tilkoblingspunktet, men produksjonen vil kunne forsyne det lokale forbruket i industriområdet.

For tilknytningsløsning 1 hensyntas forskjellen mellom lokasjon A og B for plassering av vindturbin, benevnt som henholdsvis 1LA og 1LB. Hovedforskjellen er lengden på 66 kV kabel fra turbin til transformatorstasjon. Enkelte deler av eksisterende nett må få oppgradert kapasitet, og dette vil inngå i beregningen av anleggsbidrag for vindturbinen.

5.2.2 Tilknytningsløsning 2: Etablere ny 22 kV-forbindelse til Sandøy transformatorstasjon

Felles for alternativ 2 er at kun lokasjon B for turbin er vurdert, slik at 66 kV-kabelen til omsøkt transformatorstasjon er lik for begge alternativ.

En ny 22 kV-trasé etableres direkte fra omsøkt transformatorstasjon og til Sandøy. Denne vil ikke påvirke eksisterende produksjon eller forbruk i området. Det er overordnet vurdert både en landbasert og en sjøbasert trasé, benevnt som henholdsvis 2LB og 2SB.

OBS: Traséene er kun vurdert som en skrivebordsøvelse for sammenlikning av alternativer og medfører derfor stor usikkerhet for teknisk gjennomførbarhet og dermed reelle kostnader. Landfall for sjøkabel anses som nærmest teknisk umulig ettersom det vil legge store begrensninger på havneaktiviteten i området, og ingen egnede landfall er blitt identifisert.

5.2.3 Tilknytningsløsning 3: Etablere 132 kV-sjøforbindelse til Sandøy

Med en produksjonskapasitet på 18 MW kan vindturbinen være direkte tilknyttet Sandøy på 132 kV. Dette ville styrket nettinfrastrukturen for turbinen betydelig mtp. kortslutningsytelser og kapasiteten på transformatoren i Sandøy ville ikke blitt påvirket av den nye produksjonen.

Kun sjøbasert trasé er vurdert grunnet økt fotavtrykk av luftlinjer med høyere spenningsnivå. Det er tatt utgangspunkt i samme trasé som for alt. 2SB beskrevet ovenfor, men her benevnt som 3SB på grunn av økt spenningsnivå. Ilandføring av sjøkabelen vil som nevnt komme i konflikt med havnevirksomheten, og det er ikke identifisert noe mulig landfall.

5.3 Teknisk/økonomisk vurdering av omsøkt konsept og anleggsløsning

5.3.1 Utbyggingskostnader (CAPEX)

For å synliggjøre utbyggingskostnadene, har vi valgt å presentere estimerte kostnader i tabellform. Disse beløpene er basert på kostnader fra andre sammenlignbare vindkraftprosjekter på land med en estimert prisjustering. Dette prosjektet antas realisert i perioden 2024-2025, forutsatt et positivt konsesjonsvedtak. Videre er prosjektet i seg selv et ledd i teknologiutvikling av vindturbinen, som et testanlegg for GEs Haliade X 18 MW havvindturbin. Dette er lagt til grunn i kostnadsestimatet.

Kostnadsberegningene for den planlagte testturbinen med tilhørende infrastruktur er per august 2023 på 369,8 mill. kr. Herav utgjør posten innkjøp og installasjon av selve vindturbinen hele 230,8 mill. kr (62 %). Kostnaden for nettilknytningen er hentet fra tilknytningsløsning 1, som beskrevet i kap. 5.2.1.

Tabell 5-2. Prosjektets forventede utbyggingskostnad (CAPEX).

Post	Utbyggingskostnad (MNOK)
Prosjektering/prosjektutvikling	4,0
Vindturbin, inklusiv installasjon	230,8
Fundamentering, betong og grunnarbeid	10,0
Adkomst-/internveger	0,5
Transformatorstasjon (bygg)	27,3
Transformatorstasjon (høyspentanlegg og transformator)	70,6
Rigg og drift, byggearbeider	6,4
Intern 66 kV kabelnett	1,3
Nettilknytning (produksjonsledning)	5,4
Annet (prosjekt- og byggeledelse, erstatninger og avbøtende tiltak)	2,0
Uforutsatte utgifter	11,5
Totalt	369,8

5.3.2 Drifts-/vedlikeholdskostnader (OPEX)

Normalt vil et vindkraftverk ha en årlig drifts-/vedlikeholdskostnad på 6-10 øre/kWh. For denne vindturbinen legges det derfor til grunn en årlig drifts-/vedlikeholdskostnad på ca. 10 øre.

I testperioden (2025-2027) vil det periodevis kjøres lavere enn potensialet, og gjennomføres midlertidige avbrudd i produksjonen for å gjøre justeringer og inspeksjoner. Det er derfor i denne perioden forventet en lavere produksjon, antatt til 30 GWh/år. Når produksjonen går over i normal drift er det antatt en årlig produksjon på 55 GWh. I oppstarts- og avslutningsåret er det antatt halv produksjon av verdiene ovenfor, hhv. 15,0 og 27,5 GWh, ettersom forventet idriftsettelse er juli 2025 og siste produksjonsmåned med 30 år konsesjon blir juni 2055. Tabell 5-3 viser forventet produksjon og tilhørende kostnader for hvert år.

For øvrige drift- og vedlikeholdskostnader er det benyttet en sats på 1,5 % av investeringskostnadene.

5.3.3 Verdien av ny produksjon

Vindforholdene for både lokasjon A og B er vurdert, og de er tilnærmet like. Verdien av ny produksjon blir derfor lik for de vurderte alternativene.

For å beregne verdien av ny produksjon er NVEs kraftprisbane i NVEs kraftmarkedsanalyse 2021- 2040 benyttet (NVE, Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021 – 2040, 2021). Samme forutsetninger for produksjonen er benyttet ved beregning av verdien som for drift- og vedlikeholdskostnader ovenfor, og verdien av produksjon er inkludert i Tabell 5-3. Verdien av produksjonen varierer med kraftprisen.

Tabell 5-3. Oversikt over forventet produksjon, kostnader og verdi av produksjonen

År	Produksjon [MWh/år]	Drift- og vedlikeholdskostnader [MNOK/år]	Verdi av prod. [MNOK/år]
2024	-	-	-
2025	15 000	1,5	7,50
2026	30 000	3,0	15,00
2027	30 000	3,0	15,30
2028	55 000	5,5	28,05
...			
2054	55 000	5,5	27,50
2055	27 500	2,8	13,75
2056	-	-	-

5.3.4 Vurdering av ikke-prissatte virkninger

De ulike alternativene medfører ulike virkninger som er utfordrende å kvantifisere, og kalles derfor for ikke-prissatte virkninger. En samfunnsøkonomisk analyse inkluderer en vurdering av den antatte konsekvensen. Tabell 5-4 viser konsekvensmatrisen som er benyttet i vurderingen av ikke-prissatte virkninger i denne analysen.

Tabell 5-4. Konsekvensmatrisen som er benyttet i vurderingen av ikke-prissatte virkninger.

Konsekvensvurdering						
---	--	-	0	+	++	+++
Stor	Middels	Liten	Ingen / ubetydelig	Liten	Middels	Stor
negativ konsekvens				positiv konsekvens		

Tabell 5-5 viser vurderingene som er gjort for hvert enkelt alternativ. Her blir nullalternativet, hvor testturbinen ikke blir etablert i Sløvåg, følgelig gitt verdien null, mens øvrige alternativer er gitt en positiv, negativt eller ubetydelig konsekvens i forhold til dette. Under tabellene er vurderingene som ligger til grunn oppsummert. Se vedlegg 7 "Teknisk-økonomiske vurdering" for utfyllende beskrivelser.

Tabell 5-5. Oversikt over vurderingen av de ikke-prissatte virkningene.

Ikke-prissatte virkninger	0	1LA	1LB	2LB	2SB	3SB
Tapskostnader	0	+	+	--	--	-
Avbruddskostnader	0	0	0	+	+	++
Miljøvirkninger	0	+	+	-	0	-
Støy	0	--	0	0	0	0
Samfunnsvirkninger	0	++	+++	+	0	0

Tapkostnader

Tilknytning til lokalt 22 kV medfører at tapene fra både vindkraftproduksjon og industriforbruk reduseres. Forskjellen i avstander mellom lokasjon A og B anses neglisjerbar på tapkostnadene.

Ny radial til Sandøy transformatorstasjon gir høyere tap for løsning 2 og 3, men mindre for løsning 3 ettersom driftsspenningen er 132 kV. Dette minsker tapene sammenliknet med overføring på 22 kV, som løsning 2 legger til grunn.

Avbruddskostnader

Avbruddskostnader for eksisterende nett vil ikke bli påvirket av tilknytningen av vindturbinen. Løsning 2 og 3 vil medføre mindre sannsynlighet for utkobling av turbin, eller at mengde produksjon fra andre aktører fører til struping av produksjonen for den omsøkte vindturbinen. Løsning 3 vil også unngå at 132/22 kV transformatoren i Sandøy medfører struping av den omsøkte turbinens produksjon.

For langsiktig drift av vindturbinen er tilgjengelighet for vedlikehold og drift en nøkkelfaktor. Sjøbaserte alternativer (2SB, 3SB) vil være avhengig av sjøkabler som, selv om de generelt er pålitelige, byr på utfordringer når feil oppstår. Reparasjoner vil kreve spesialiserte fartøy, utstyr og personell, noe som fører til større logistisk kompleksitet og kostnader.

Landbaserte alternativer (1LA, 1LB, 2LB) gir enkel logistisk tilgang for vedlikehold til mye lavere kostnader, noe som gjør at turbinen kan ha mye mindre nedetid.

Miljøvirkninger

Etablering av vindturbinen på Sløvåg vil ha flere positive virkninger fra miljøet:

- Økt innslag av fornybar energi som erstatter fossile energikilder
- Sertifisering av nye og mer effektive turbiner vil kunne øke utbyggingstakten for nye havvind-områder, og dermed mengde kraft som produseres fra disse.

På den andre siden vil konstruksjon av vindturbin og transformatorstasjon, med transport og installasjon, samt tilknytning til nettet, medføre negative konsekvenser for miljøet. Vurderingene i dette avsnittet varierer som følge av mengde nett som kreves for tilknytningen og trasé på land eller i sjø, hensyntatt de andre positive og negative konsekvensene som er felles for de vurderte alternativene.

Støy

Ingen boliger, fritidsboliger eller andre bygninger med støyfølsom bruk vil oppleve støy over planleggingsgrensen for omsøkt løsning (se kap. 9.9). Lokasjon A er plassert nærmere nevnte bygninger, og gis derfor en liten negativ konsekvens.

Samfunnsvirkninger

Etablering av testturbinen i Gulen vil ha positive konsekvenser for Norge som nasjon. Det vil føre til at omkringliggende områder vil bygge opp en industri med kunnskaper og verktøy til å ta del i havvind-satsingen. Det vil medføre positive ringvirkninger for norske aktører, sysselsetting og verdiskapning. Dette er en positiv konsekvens for alle de vurderte alternativene, men enkelte av dem har minimal risiko enn andre når det kommer til ledetider for komponenter og konflikter med omgivelser.

Spesielt har forutsetningen om et nytt bryterfelt i Sandøy transformatorstasjon for tilknytningsløsning 2 og 3 en mindre risiko, ettersom BKK mener at det vil være teknisk mulig i dagens stasjon og dermed ikke kan skape forsinkelser i etableringen av prosjektet for testing. Det er imidlertid ledetider for anskaffelse av sjøkabler, og det er ikke identifisert egnet ilandføringssone for sjøkabel i Sløvåg Industriområde, noe som vil gi stor tidsmessig risiko for gjennomføring.

Å tilknytte i eksisterende 22 kV-nett i industriområdet eliminerer disse usikkerhetene. Lokasjon B er ansett som mer egnet enn lokasjon A når det kommer til støy fra turbinen for omgivelser, dette

medfører en sannsynlighet for at alt. 1LB vil overholde fremtidsplanen og bli bygget i tide for å realisere disse samfunnsvirkningene.

5.3.5 Resultater

Det er gjennomført en nåverdiberegning av investeringskostnader og kostnader til drift og vedlikehold, samt verdien av ny produksjon. Det er også vurdert ikke-prissatte virkninger som tap- og avbruddskostnader, samt virkninger på miljø, støy og samfunnet som helhet. Resultatene er vist i tabellen nedenfor.

Tabell 5-6. Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger. Tall i 2023-MNOK.

Prissatte virkninger i nåverdi	0	1LA	1LB	2LB	2SB	3SB
Investeringskostnader	0,0	-356,7	-355,6	-364,4	-364,8	-405,9
Drift - og vedlikeholdskostnader	0,0	-109,8	-109,5	-112,7	-112,8	-123,4
Verdi av ny produksjon	0,0	427,8	427,8	427,8	427,8	427,8
Sum	0,0	-38,7	-37,3	-49,3	-49,8	-101,5
Ikke-prissatte virkninger	0	1LA	1LB	2LB	2SB	3SB
Tapskostnader	0	+	+	--	--	-
Avbruddskostnader	0	0	0	+	+	++
Miljøvirkninger	0	+	+	-	0	-
Støy	0	-	0	0	0	0
Samfunnsvirkinger	0	++	+++	+	0	0
Rangering	6	2	1	3	4	5

5.4 Vurdering av usikkerhet

De viktigste usikkerhetsmomentene som kan påvirke anbefaling av alternativ er oppsummert nedenfor.

Valg av nullalternativ

I analysen ovenfor er det tatt utgangspunkt i at den omsøkte turbinen ikke vil bli bygget. Et annet mulig nullalternativ er å sammenlikne det med at den etableres i et annet land. Da vil kostnadene for investering, drift og vedlikehold av turbin, fundamenter og store deler av transformatorstasjonen bli like og holdes utenfor. Verdien av ny produksjon vil også være lik. Ettersom tilknytningsløsningen i et slikt nullalternativ er ukjent, vil det være vanskelig å si hvorvidt det omsøkte alternativet kommer bedre eller dårligere ut. Det er derimot vanskelig å se for seg en rimeligere tilknytningsløsning enn en kort 22 kV-kabel og to bryterstasjoner, som alternativ 1LA og 1LB tar utgangspunkt i.

De fleste ikke-prissatte virkninger antas å bli relativt like slik de er vurdert ovenfor, men med justering mot nytt «null-punkt». Økt innslag av fornybar energi og økt utbyggsintakt vil bli likt for alle, men det vil også konsekvensen av konstruksjon av turbin og felles anlegg. Kun tilknytningsløsningen gjenstår som miljøvirkning, hvor et større anlegg anses som mest sannsynlig dersom det etableres i utlandet. Et bedre sted enn et industriområde er også vanskelig å finne, så alternativ 1LA og 1LB anses derfor å likevel gis best vurdering. Endret vurdering av støy er vanskelig å anslå uten en konkret plassering å sammenlikne med, men den relative forskjellen mellom de vurderte alternativene her vil likevel bestå. Sannsynligheten for økt norsk verdiskapning vil også være tilsvarende, ettersom etablering av turbinen i et annet land ikke vil skape de samme mulighetene her, men heller bli konkurrerende virksomhet.

Det vurderes derfor at endret nullalternativ ikke vil påvirke rangeringen av alternativene.

Forutsetning om direkte tilknytning i Sandøy transformatorstasjon

Utvidelse av Sandøy transformatorstasjon er ansett som teknisk mulig, ifølge BKK, men det er usikkerhet knyttet til kostnadene forbundet med det. I denne analysen er det medtatt 1 stk 22 kV felt for 2LB og 2SB, og 1 stk 132 kV felt for 3SB. Eventuelle kostnader til utvidelse av bygg for 22 kV-utvidelse og utbedring av eksisterende 132 kV-anlegg er ikke medtatt. Denne usikkerheten i kostnader for alternativene 2LB, 2SB og 3SB styrker derfor vurderingen av at 1LA og 1LB er mer økonomisk gunstige.

Inkludering av rivekostnader

I en nåverdiberegning vil den diskonterte verdien av fremtidig rivekostnad bli liten sammenliknet med investeringskostnadene. Større og flere anlegg som medfører høye investeringskostnader medfører også vanligvis høyere rivekostnader enn det færre og mindre anlegg ville gjort. Disse kostnadene ville derfor påvirket alternativene i samme retning, og ville ikke tilført analysen ytterligere verdi.

5.5 Begrunnelse for valg av omsøkt anlegg

Landbaserte alternativer (1LA, 1LB og 2LB) er mer økonomisk gunstige sammenliknet med sjøbaserte alternativer (2SB, 3SB). Det er imidlertid liten kostnadsforskjell mellom 1LA og 1LB.

Alternativ 1LA og 1LB har en overvekt av positive konsekvenser for ikke-prissatte virkninger sammenliknet med øvrige alternativer. Spesielt den høye sannsynligheten for å posisjonere Norge innen havvind og skape ringvirkninger for sysselsetting og verdiskapning skiller seg ut. Alternativ 1LB er bedre enn 1LA med tanke på utbredelse av turbinstøy til omgivelsene øst for industriområdet.

Etter en totalvurdering er det høy teknisk usikkerhet for alternativene 2SB og 3SB, spesielt knyttet til etablering av landfall fra Sløvåg Industriområde og kostnadsusikkerhet for tilknytning i Sandøy transformatorstasjon, hvor sistnevnte også påvirker 2LB. Høye etableringskostnader og lange ledetider for sjøkabelen påvirker imidlertid fortsatt den totale gjennomførbarheten av disse alternativene, og de anses som uegnede for prosjektet.

På bakgrunn av prissatte og ikke-prissatte virkninger anbefales det å velge alternativ 1LB: Tilknytning i det lokale 22 kV-nettet med vindturbinen plassert i lokasjon B. Dette vil gi minst mulig negative virkninger for de lokale omgivelsene, inkludert mindre støy for bebyggelsen øst for industriområdet, samtidig som det gir mest positiv virkning for samfunnet.

5.6 Nettkapasitet for produksjon/forbruk

Området rundt Sandøy og Frøyset inneholder mye produksjon fra vannkraft, og om sommeren er dette dimensjonerende for overføringskapasiteten fra 22 kV nettet og til regionalnettet. Vindkraft har ikke direkte sammenfallende produksjonssesonger, og disse vil kunne utfylle hverandre godt. Dersom maks produksjon mellom vann og vind forekommer, kan det være at vindturbinens produksjon må strupes. Dette er ansett som lite sannsynlig, og vil kun være en potensiell utfordring fram til BKKs '132 kV Lindås-Raunholmen-Sandøy'-prosjekt etableres.

Sløvåg har et stort industriområde med kraftintensive bedrifter. Dette er hovedsakelig forsynt via 22 kV-forbindelsen fra Sandøy. Det er forventet økt forbruk i dette området. Dette sammenfaller godt med kraftproduksjon tilført det lokale nettet for å avlaste forsyningen fra Sandøy, som også vil redusere tap. Samtidig er nettet sterkt nok for kraftproduksjon av denne størrelsen til å kunne gi god nok kortslutningsytelse for sikker utkobling ved feilhendelser.

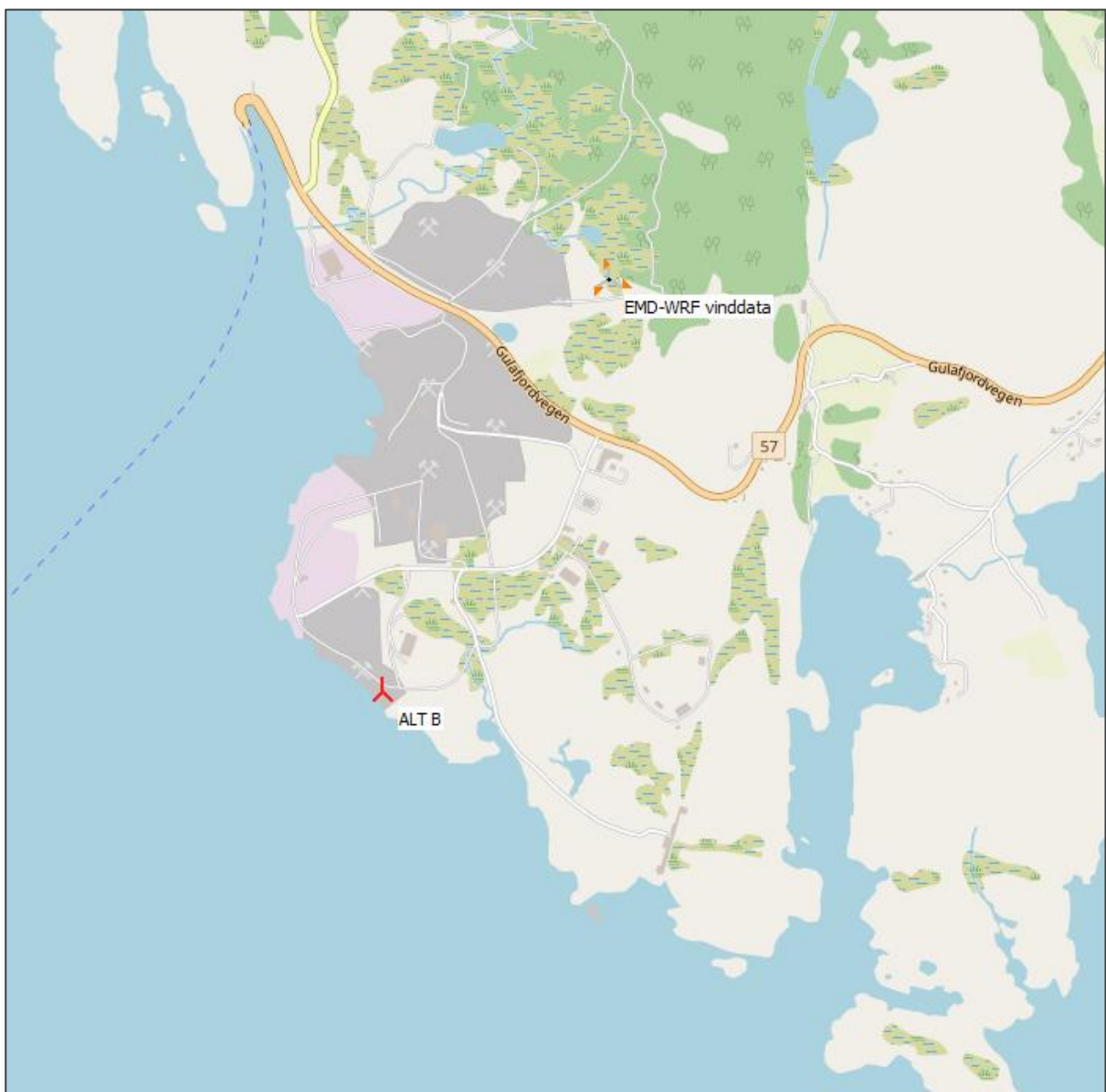
5.7 Andre økonomiske forhold

Det vil bli beregnet anleggsbidrag av nettilknytningen. Det er sannsynlig at andre forbrukere i området vil kunne nyttiggjøre seg av etablerte 22 kV kabler, men inntil slik forespørsel kommer BKK i hende, vil søker være eneste kunde og dermed dekke 100 % av kostnaden. Dette er foreløpig estimert til ca. 5,4 MNOK, men endelig tilbud om anleggsbidrag avventer detaljprosjektering utført av BKK.

6 VINDRESSURSER OG PRODUKSJON

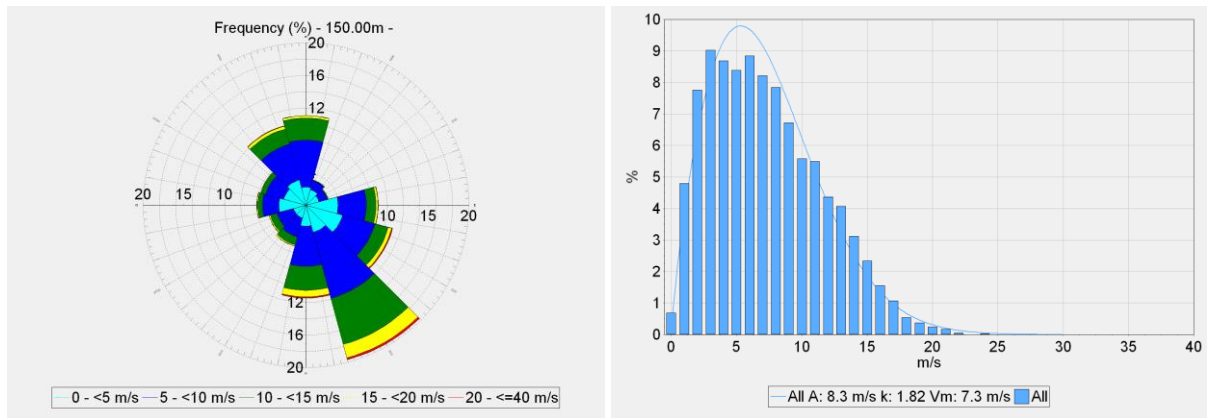
Vindressurskartlegging og produksjonsberegning er utført i programvaren WindPRO, som er et verktøy for denne typen beregninger og analyser.

Siden ingen lokale vindmålinger er tilgjengelige fra området rundt Sløvåg, ble Weather Research & Forecasting Model (WRF) mesoskalamodelldata, produsert av EMD og tilgjengelig i WindPRO, brukt som grunnlag i analysen. Mesoskalamodelldataene har 3x3 km oppløsning. Det ble valgt et punkt (EMD-WRF vinddata) ca. 2 km nord for omsøkt turbinpunkt, jf. Figur 6-1.



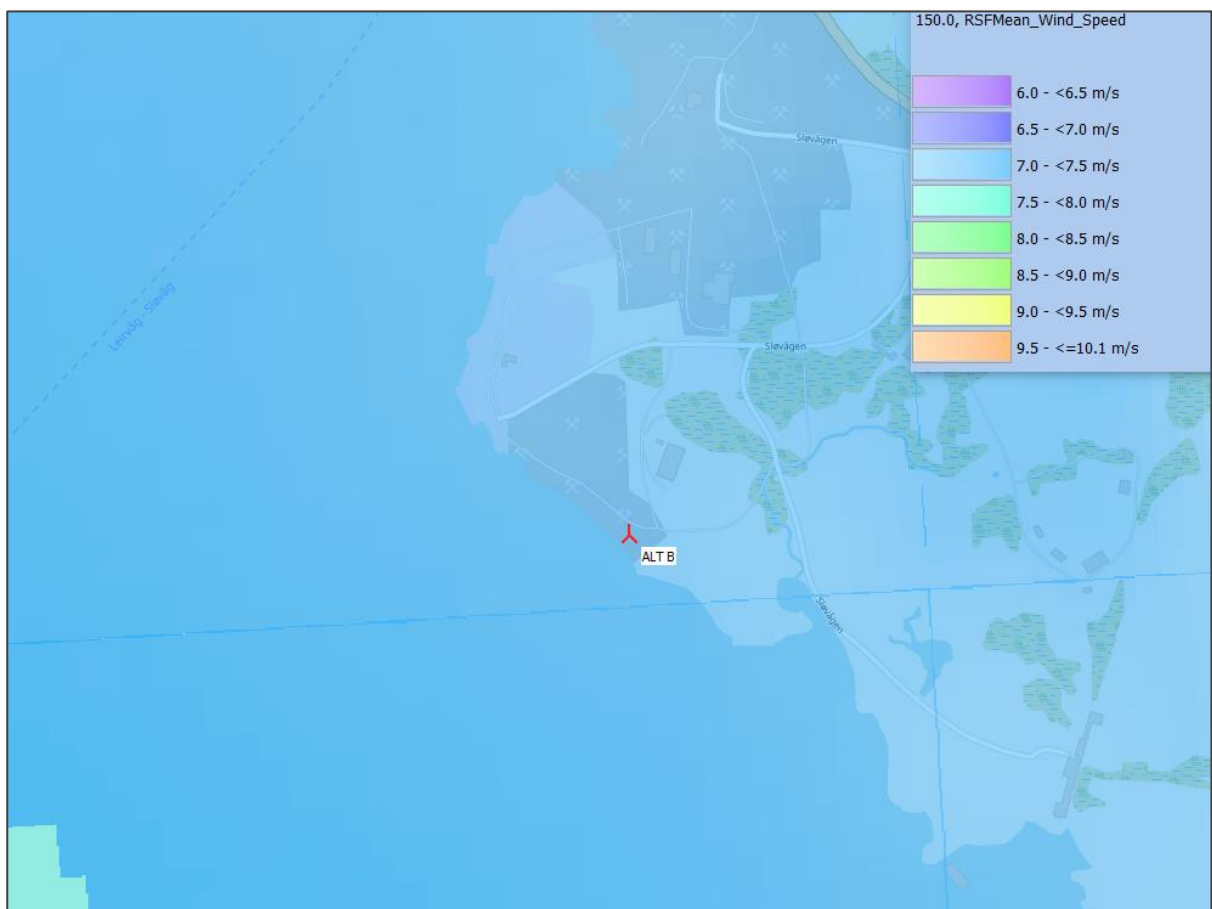
Figur 6-1. Kart over området med turbin (Alt. B) og vinddatapunkt (EMD-WRF vinddata).

Vindrose og Weibull-fordeling for dette punktet er vist i Figur 6-2. Den fremherskende vindretningen er fra sørøst mot nordvest. Dette er gunstig mtp. å redusere støytbredelsen mot husene og hyttene i nordøst.

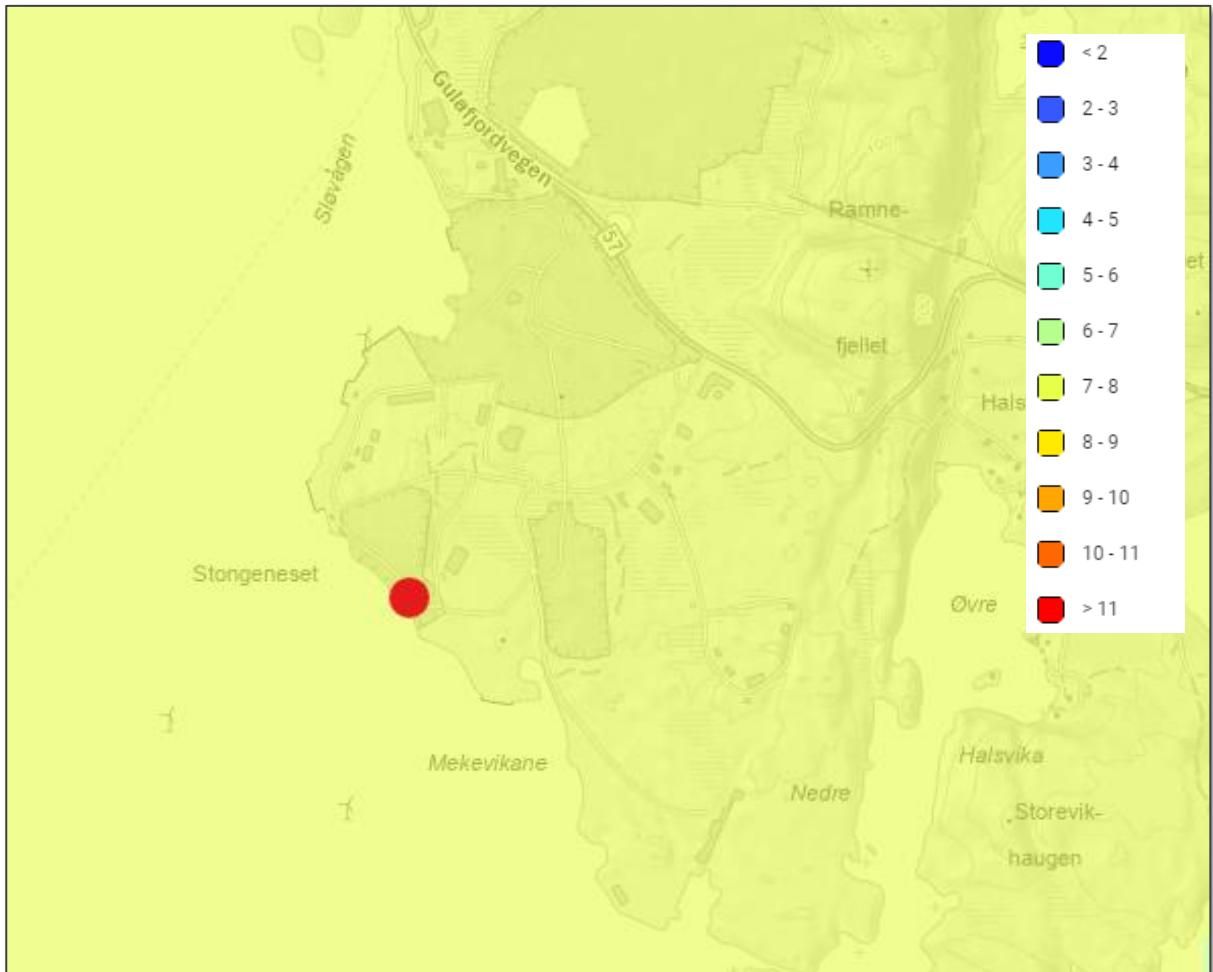


Figur 6-2. Vindrose (venstre) og Weibull-fordeling av vinden (høyre) for referansepunktet.

WasP programvaren ble brukt til å lage et vindressurskart basert på mesoskalamodelldataene i navhøyde (150 m) over området rundt det planlagte turbinpunktet. Figur 6-3 viser beregnet vindressurskart (gjennomsnittshastighet) ved 150 m høyde over hele området. Kartet viser jevn gjennomsnittshastighet 7-7,5 m/s over hele området. Sammenliknet med offisielt vindressurskart fra NVE, vist i Figur 6-4, ligger gjennomsnittshastighet på likt nivå (ca. 7-8 m/s).

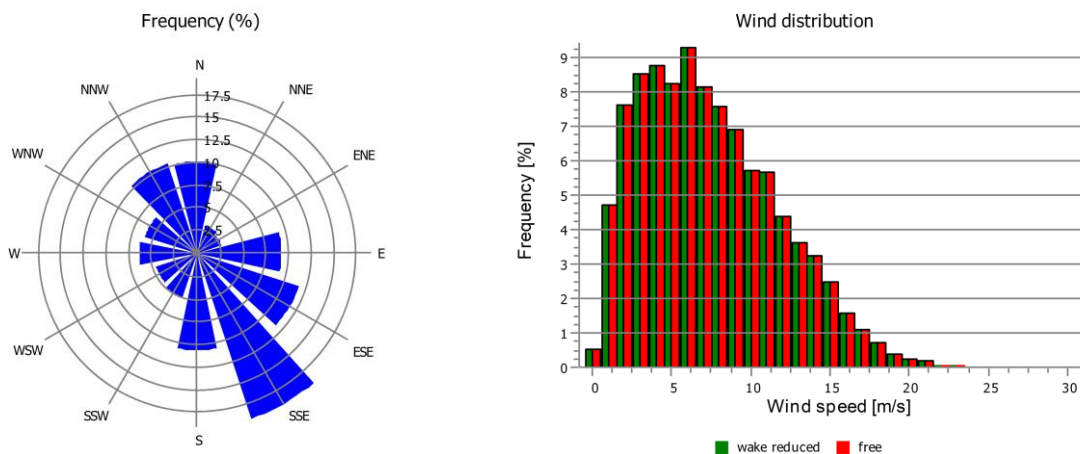


Figur 6-3. Vindressurskart med gjennomsnittshastighet i 150 m høyde.



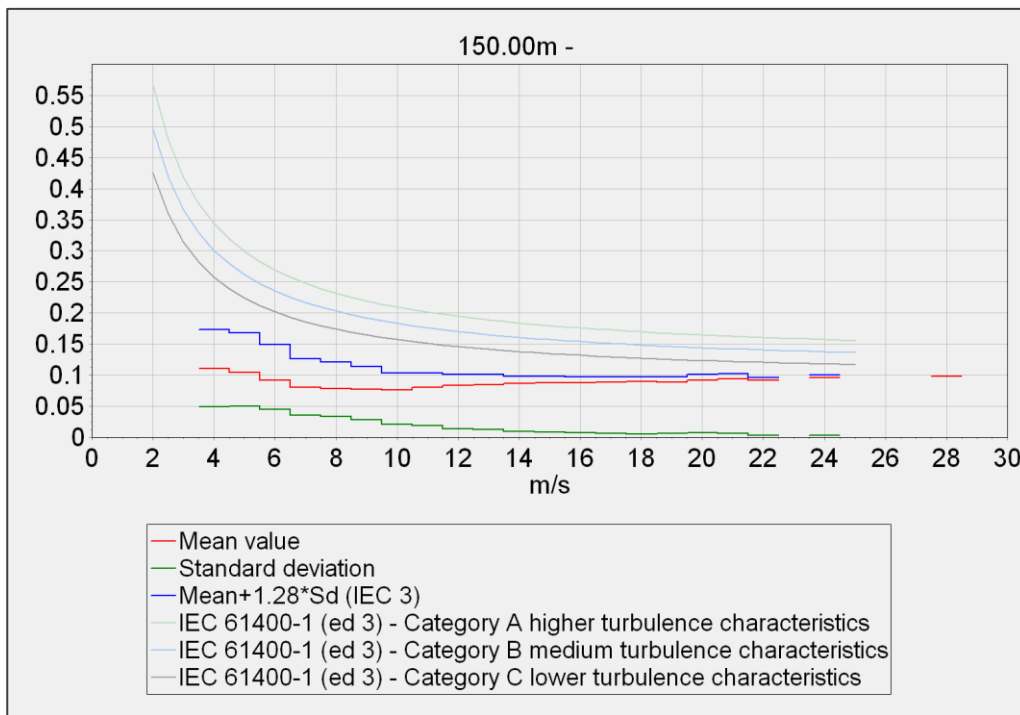
Figur 6-4. NVEs vindressurskart med gjennomsnittshastighet i 120 m høyde.

Basert på foreliggende vindressursdata er årsmiddelvinden i navhøyde (150 m) ved omsøkt turbinplassering (alt. B) anslått til 7,3 – 7,5 m/s. Vindrose og Weibull-fordelingen ved den aktuelle turbinplasseringen er vist i figurene under. Figuren viser at det er neglisjerbare forskjell mellom den aktuelle turbinlokasjonen og vinddatapunktet (Figur 6-2). Dersom prosjektet får konsesjon, vil det bli satt opp en egne målemaster og gjennomført vindmålinger på stedet.



Figur 6-5. Vindrose (venstre) og Weibull-fordeling av vinden (høyre) for den omsøkte lokasjonen.

Den grafiske presentasjonen i figur 6-6 viser turbulensen ved 150 m høyde fra mesoskaladataene. Gjennomsnittverdien (rød linje) samt med standardavvik (grønn linje) og gj.snt + 1.28 ganger standardavvik (blå linje) ligger under karakteristisklinjer til IEC 61400 (ed3) kategorier A, B og C. I dette tilfellet samsvarer turbulensen ved turbinpunkt (alt. B) med IEC 61400 (ed3) Kategori A, B og C veldig bra.



Figur 6-6. Turbulensen fra mesoskaladataene og turbinklasser etter IEC 61400-1 (ed3).

Årlig bruttoproduksjon er foreløpig estimert til ca. 60,2 GWh, mens netto produksjon er anslått til ca. 55 GWh per år. Dette tilsvarer det årlige strømforbruket til ca. 3450 husstander.

Hovedresultatet fra produksjonsberegningen er vist i tabellen under.

Tabell 6-1. Hovedresultater fra WindPRO.

Calculated Annual Energy for Wind Farm					Specific results ^{*)}			
WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10.0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	60 179.6	54 161.6	60 179.6	0.0	34.3	54 161.6	3 009	7.4

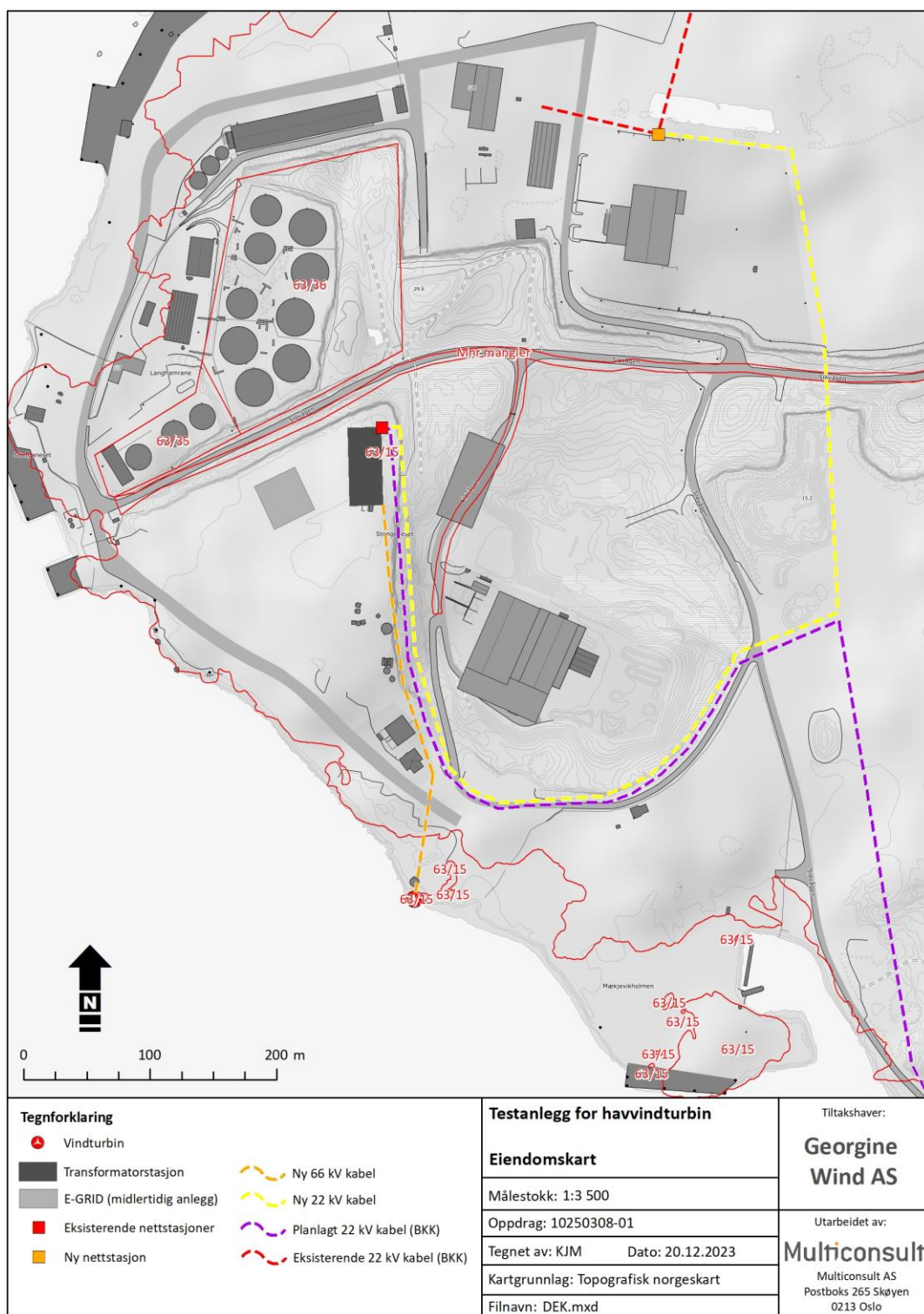
^{*)} Based on Result-10.0%

7 EIENDOMSFORHOLD

Tiltaket ligger i sin helhet innenfor en eiendom, 63/15, som eies av Wergeland Eigedom AS.

Tabell 7-1. Oversikt over berørte eiendommer.

Gnr/bnr	Eier	Adresse	Postnr/-sted
63/15	Wergeland Eigedom AS	Sløvåg	5960 DALSFØYRA

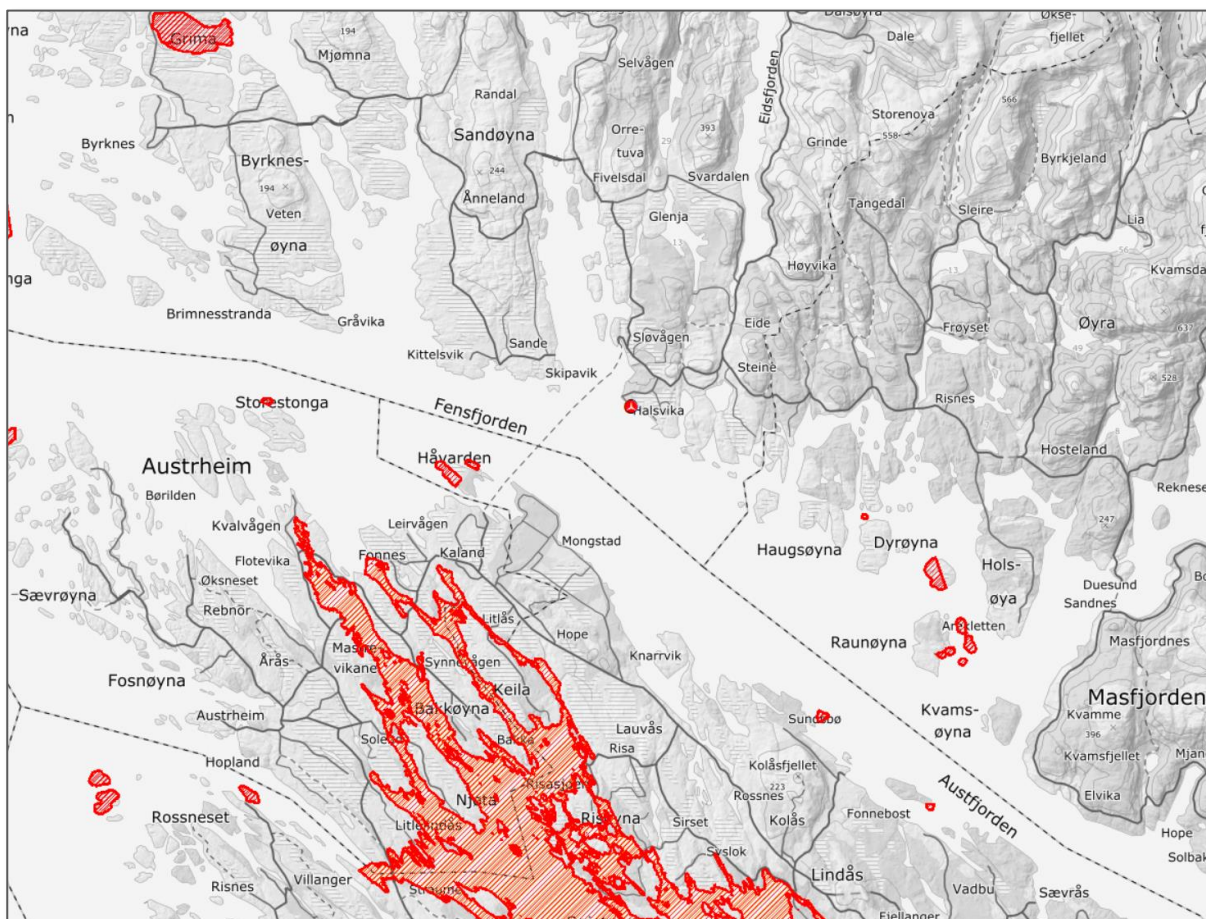


Figur 7-1. Oversikt over eiendommer. Kilde: Statens kartverk.

8 FORHOLDET TIL ANDRE PLANER

8.1.1 Nasjonale planer

Tiltaksområdet er avsatt til industri- og næringsformål, og er følgelig ikke omfattet av nasjonale verneplaner e.l. De nærmeste områdene som er vernet etter naturmangfoldloven er Håvarden og Klubben naturreservat (4,3 km mot sørvest) og Dyrøysundskjeret naturreservat (5,9 km mot sørøst), jf. figuren under.



Figur 8-1. Oversikt over naturvernområder. Kilde: Miljødirektoratet.

8.1.2 Regionale planer

Regional plan for vindkraft i Sogn og Fjordane (2011)

Denne planen, som kun gjelder for gamle Sogn og Fjordane fylke, ble vedtatt i 2011. I Utviklingsplan for Vestland (2020-2024) står følgende om den aktuelle planen:

Planen har behov for revisjon, særleg med tanke på å oppdatere kunnskapsgrunnlaget, men også for å sette strategisk retning og ambisjonsnivå for utbygging.

Mye har med andre ord skjedd siden planen ble vedtatt i 2011, og den ansees derfor som et mindre relevant styringsverktøy per 2023.

Planen inneholder for øvrig en vurdering av 20 utvalgte områder i Gulen, men ingen av disse omfatter industriområdet i Sløvåg. I den samlede konfliktvurderingen av de ulike områdene ble det konkludert med lite (9 områder) til middels konfliktnivå (11 områder).

Regional plan for fornybar energi (2023-2035)

Regional plan for fornybar energi (2023-2035) for Vestland fylke har nylig vært på høring, men det foreligger per 1. september 2023 ikke et planvedtak. I planen er det bl.a. sagt følgende om vindkraft:

Bakgrunn for ambisjonsmål vindkraft:

Som vist vert det produsert 1,6 TWh kraft frå vindkraft i fylket per hausten 2022. Samstundes er det teoretiske potensialet for produksjon frå landvind betydeleg høgare. Retningslinjene for vindkraft som beskyttar urørd natur og viktige verdier knytt til natur, landskap, kulturminne/-miljø og reiseliv, legg føringar for auke i vindkraftproduksjon. Det same vil kommunale vedtak gjere. Dette inneber stor usikkerheit til ambisjonsnivået for landvind, og derfor er det satt eit intervall frå dagens produksjon frå 1,6 TWh til 5 TWh årleg produksjon.

Ambisjonsnivå og utbygging av vindenergi:

- *I Vestland fylke har vi ikkje bygd ut vindkraft i urørd natur eller på kostnad av viktige verdier knytt til natur, landskap, kulturminne eller kulturmiljø og reiseliv.*
- *I Vestland fylke har vi ikkje bygd ut vindkraft som var i strid med kommunestyrevedtak.*
- *I Vestland har vi utvikla havvind i samråd med havbruk- og fiskeinteressene.*
- *Vestland har stilt tydelege og strenge krav til konsekvensutgreiningar i samband med vindkraft-utbyggingar. Naturmangfaldslova og miljøforvaltninga har vore sterkt vektlagt.*
- *5-10 TWh straum frå havvind har blitt ilandført i fylket.*
- *0,5 – 3,4 TWh ny straum frå åndvind i høve til 2022 er kopla til kraftnettet i Vestland.*

GWAS er av den klare oppfatning at dersom man skal kunne klare å oppfylle målene om 0,5 – 3,4 TWh ny strøm fra landbasert vindkraft, uten vesentlige konsekvenser for natur, landskap, kulturminne/kulturmiljø og reiseliv, så er løsningen å bygge vindkraft på eksisterende industriområder i fylket. Planlagt prosjekt i Sløvåg Industriområde vil med andre ord kunne være et svært viktig bidrag for å oppfylle den skisserte målsetningen.

Utviklingsplan for Vestland (2020-2024)

Utviklingsplan for Vestland 2020-2024 – regional planstrategi, ble vedtatt av Fylkestinget i Vestland den 29. september 2020. Denne planen, som bygger på bærekraftsmålene til FN, skisserer den strategiske retningen for utviklingen i fylket i perioden frem mot 2024.

Planen sier bl.a. at:

- *Vestland skal medverke til at det vert skapt nye arbeidsplassar gjennom omstilling, grøn konkurransekraft og entreprenørskap.*
- *Vestland skal utvikle eit framtidretta og inkluderande arbeids- og næringsliv basert på regionale fortrinn, forskning og innovasjon.*
- *Vestland skal vere ein pådrivar for klimaomstilling og nullutslepp innan 2030.*

Planlagt vindturbin i Sløvåg Industriområde vil være et svært viktig tiltak for grønn omstilling av industrien i dette området, og bidra til å redusere utslippene av klimagasser. Det er også lagt opp til et omfattende samarbeid med akademia (se kapittel 1.2), noe som vil være viktig med tanke på utdanning, forskning og innovasjon knyttet til land- og havbasert vindkraft i regionen. Tiltakshaver er derfor av den oppfatning at planlagt tiltak oppfyller sentrale målsetninger i denne planen.

8.1.3 Kommunale planer

I kommuneplanens arealdel det satt av et større areal til industri og næring i Sløvåg. Kommuneplanens arealdel er under revidering (2020-2032). Tiltakshaver er ikke kjent med endringer i tiltaksområdet utover en utvidelse av området avsatt til industri og næring.

8.1.4 BKKs kraftsystemutredning for Midtre Vestland 2022-2042

Det er planlagt utbedring av Mongstad-snittet, som i dag har forbruk hele året. Etter at Statnett har etablert Lindås T2 og BKK Nett har etablert 132 kV Lindås-Mongstad nr 2 vil Mongstad-snittet opphøre å være et kritisk snitt. Økt produksjon innenfor snittet er anses av prosjektet å være gunstig.

Prosjektet 132 kV Lindås-Raunholmen-Sandøy er ikke nevnt i kraftsystemutredningen fra 2022, men er angitt i PlanNett. Dette prosjektet vil øke forsynings sikkerheten for området, og er ikke i konflikt med omsøkte tiltak.

8.1.5 Private planer

Sløvåg industriområde har syv kaier og ligger på nordsiden av Fensfjorden vis à vis Mongstad. Hovedmålet til Wergeland Group er å levere komplette løsninger som er tilpasset enkeltkundens behov. Sløvåg Industriområde markedsføres med god tilgjengelighet og kapasitet for godshåndtering og lagring av utstyr. Havna driver også med reparasjoner, og har mengder av tilgjengelig utstyr inklusive tyngre kraner, gravemaskiner og ulike transportmidler. De driver også med mottak av farlig avfall innenfor gjeldende avtale og konsesjon.

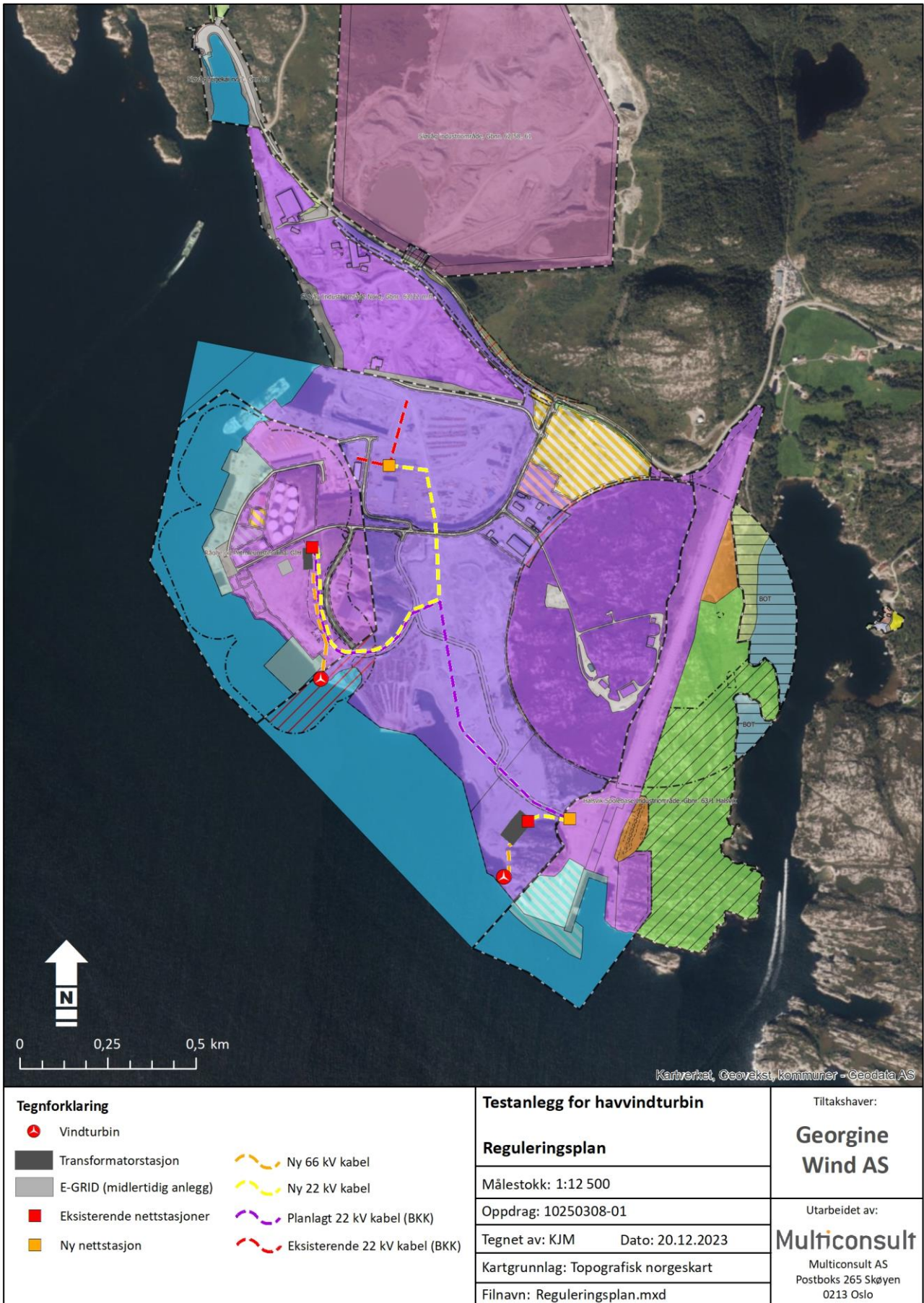
Tiltaksområdet er i sin helhet regulert til industriformål (se figur 8-2). Eksisterende reguleringsplan åpner for vindturbiner opp til 150 meters høyde. Som beskrevet i kapittel 2.2.1 legges det derfor opp til en mindre endring av eksisterende reguleringsplan. Det legges opp til et vedtak på denne planendringen i god tid før NVE fatter sitt vedtak.

8.1.6 Andre vindkraftprosjekter i regionen

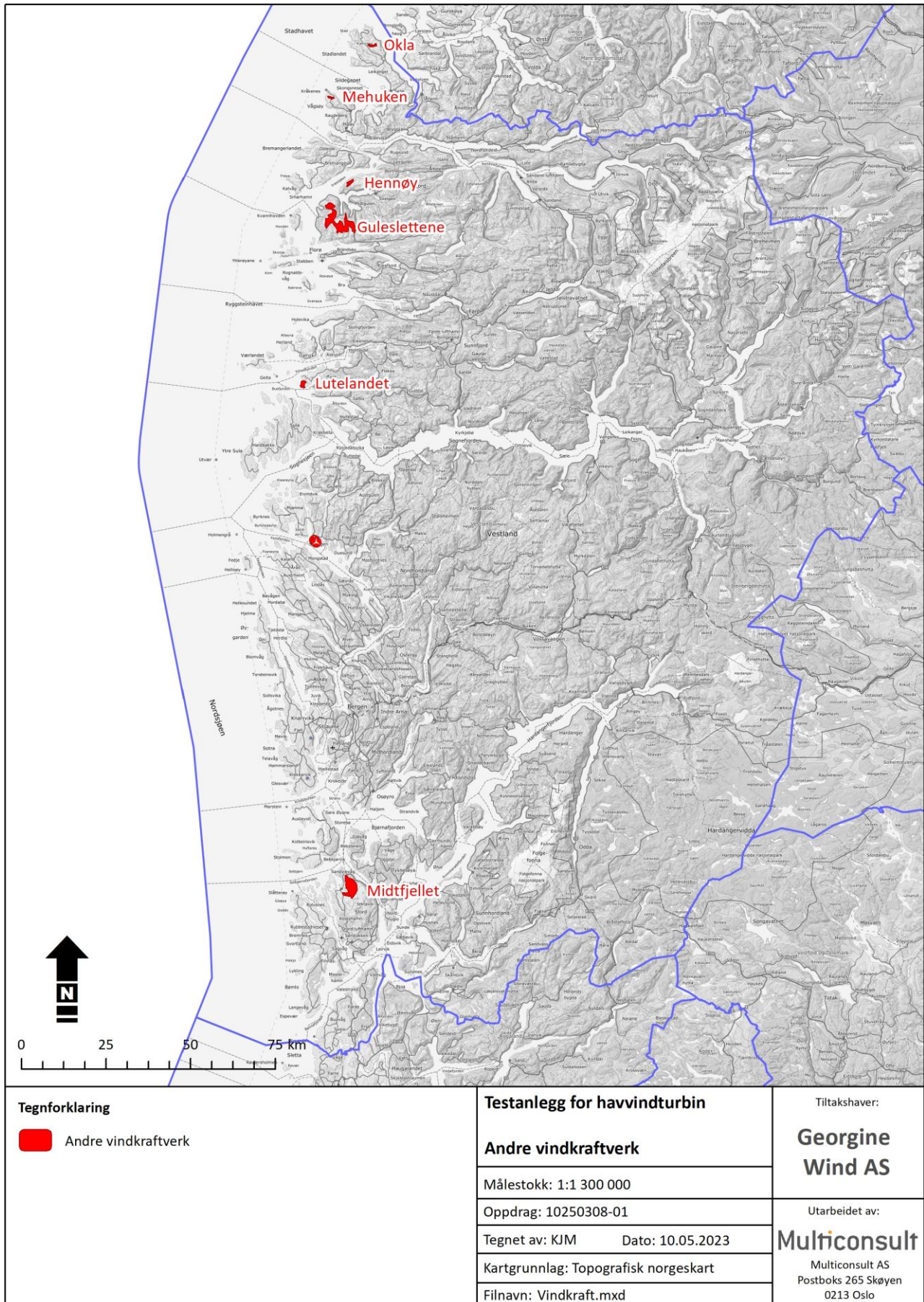
Tabellen under viser andre vindkraftverk i Vestland fylke, og inkluderer kun prosjekter som er bygget eller har gyldig konsesjon.

Tabell 8-1. Oversikt over vindkraftprosjekter i regionen samt deres status. Alle tall er hentet fra NVEs database. Se også figur 8-3.

Navn	Kommune	Idriftsettelse	Effekt (MW)	Est. Produksjon (GWh)
Okla	Stad	15.11.2021	21	75
Mehuken	Kinn	01.07.2001	25,3	75
Hennøy	Bremanger	12.12.2019	50,4	170,7
Guleslettene	Bremanger	14.08.2020	197,4	712
Lutelandet	Fjaler	27.10.2021	56	148,6
Midtfjellet	Fitjar	01.01.2012	150	433,7



Figur 8-2. Oversikt over områdets planstatus. Kilde: Gulen kommune.



Figur 8-3. Oversikt over eksisterende vindkraftverk i Vestland fylke per september 2023. Se også tabell 8-1.

9 KONSEKVENSER AV TILTAKET

Denne delen av konsesjonssøknaden inneholder et kort sammendrag av konsekvensutredningene, som foreligger som egne rapporter. Vi viser til sistnevnte for mer utfyllende informasjon om de ulike fagtemaene.

9.1 Landskap

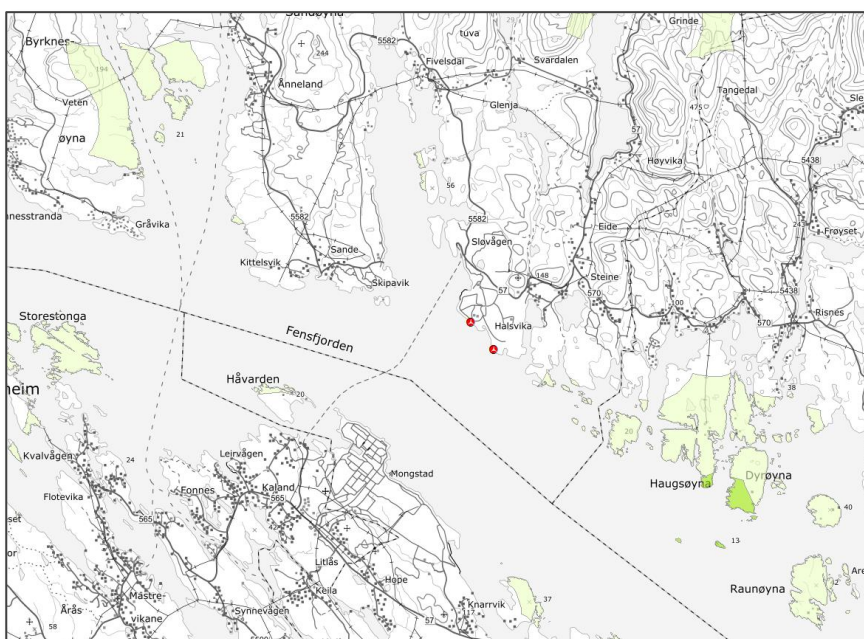
I forbindelse med utredningen for landskap er influensområdet delt inn i 12 delområder (se figur 9-2). De fleste av delområdene er vurdert til å ha *middels verdi* ut ifra gode og representative naturgeografiske forhold, kulturhistorien i landskapet og andre romlige visuelle kvaliteter. Delområdene *Gulen* og *Den indre farleia* er vurdert til å ha *svært stor verdi* på grunn av at de er KULA-områder med landskap som i svært stor grad viser virksomheter eller faser av kulturhistorisk betydning og har gode visuelle kvaliteter. Delområdene *Sløvåg*, *Mongstad* og *Lindås* er vurdert til å ha *noe verdi* på grunn av at områdene har vanlig forekommende naturlandskap og er tydelig preget av menneskelig arealbruk i form av store industriområder som påvirker landskapskarakteren.

Konsekvensene for de ulike delområdene er generelt vurdert til *noe miljøskade (-)*, med begrunnelse at tiltaket fra mange delområder vil oppleves hovedsakelig fra lang avstand. Turbinen kan bryte noe av den romlige sammenhengen, men vil trolig ikke påvirke landskapskarakteren i disse områdene. Mange av nærområdene er allerede preget av inngrep i form industriområder med store installasjoner av permanent og midlertidig karakter, men tiltaket vil forsterke dette uttrykket. Tiltaket vil ikke være synlig fra Gulatinget eller det kulturhistoriske viktige området Molde - Slengesol. I delområdet Den indre farleia blir fjernvirkningen kraftig redusert som følge av vegetasjonen i området.

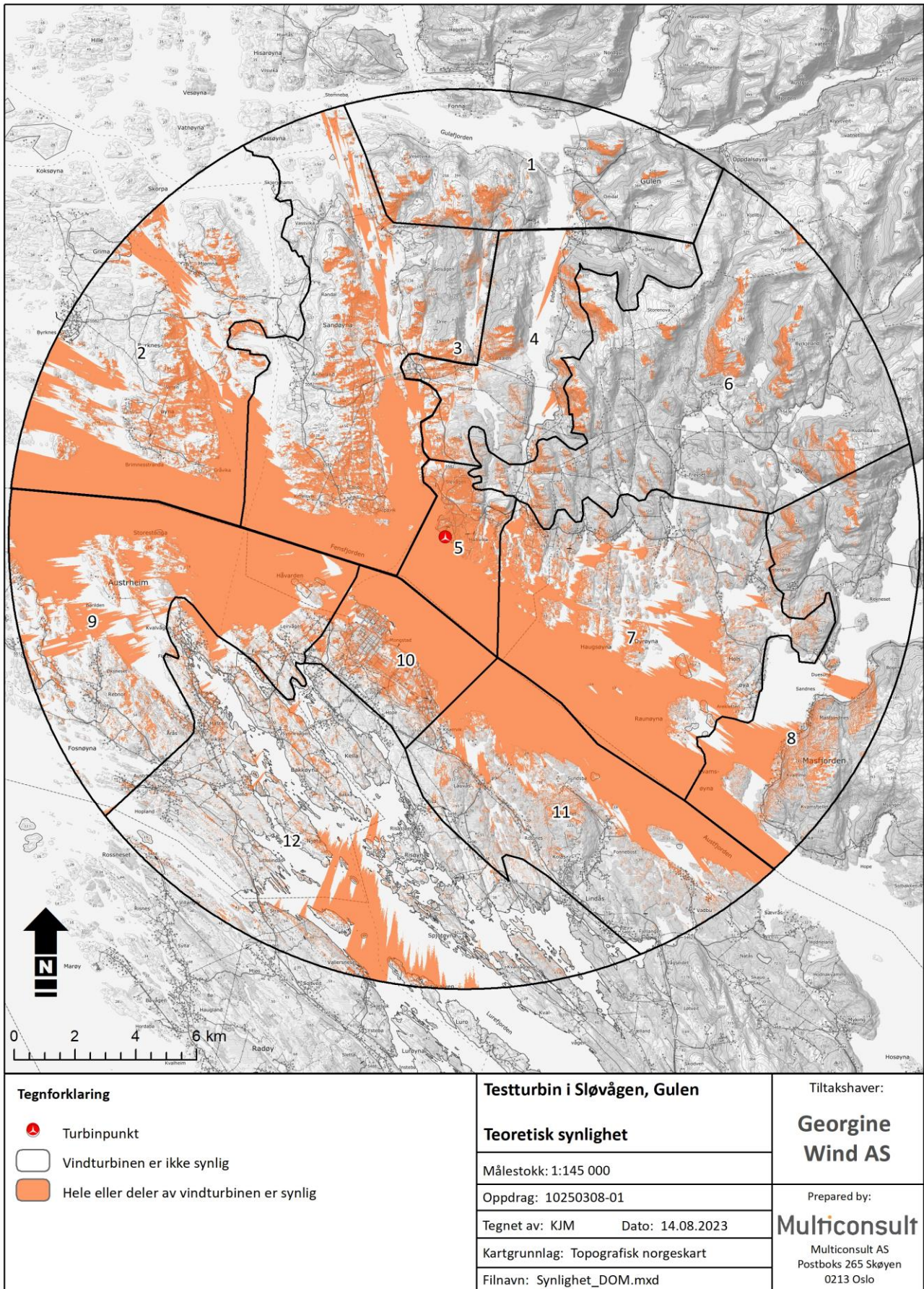
Samlet sett er tiltaket vurdert til å ha *noe negativ konsekvens (-)* for landskapet.

9.2 Store naturområder med urørt preg (SNUP/INON)

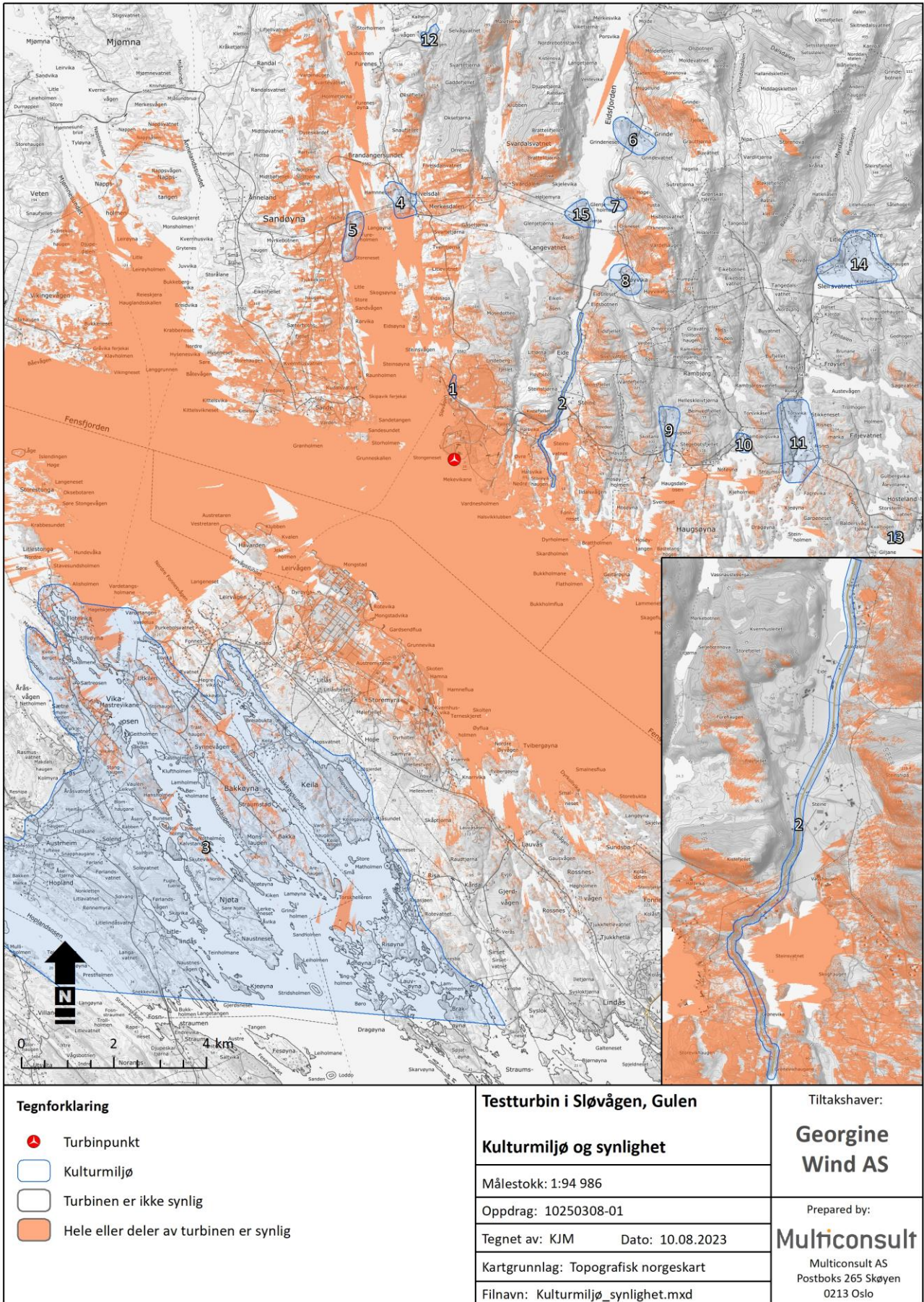
Vindturbinen er planlagt inne på et eksisterende industriområde, og tiltaket medfører derfor ikke noe tap av store naturområder med urørt preg (tidl. benevnt inngrepsfrie naturområder/INON).



Figur 9-1. Oversikt over store naturområder med urørt preg / inngrepsfrie naturområder. Kilde: Miljødirektoratet.



Figur 9-2. Teoretisk synlighetskart for influensområdet. Kartet er basert på en digital overflatemodell, og tar derfor hensyn til skjermende vegetasjon, bygninger, etc.



Figur 9-3. Oversikt over registrerte kulturmiljø.

9.3 Kulturminner og kulturmiljø

Påvirkning og konsekvens for 15 definerte kulturmiljøer er vurdert i konsekvensutredningen. Ingen av disse påvirkes direkte (fysisk), kun visuelt.

Kun ett av disse delområdene blir nevneverdig visuelt påvirket av tiltaket, nærmere bestemt KM2 (Trondhjemske Postvei). Planlagt vindturbin vil være noe synlig fra dette delområdet, men topografi og skjermende vegetasjon (skog) vil dempe den visuelle påvirkningen en god del, jf. synlighetskartet i figur 9-3. For KM2 isolert sett vurderes tiltaket å medføre *noe miljøskade (-)*. Kombinert med stor verdi gir dette *noe negativ konsekvens*.

For de øvrige 14 kulturmiljøene vurderes tiltaket å medføre *ubetydelig konsekvens*.

Samlet sett vurderes tiltaket derfor å medføre *ubetydelig konsekvens* for kulturminner og kulturmiljø.

9.4 Naturmangfold

Selve tiltaksområdet i Sløvåg er avsatt til industri- og næringsformål, og det er følgelig begrensede naturkvaliteter der vindturbinen er planlagt.

Det er påvist én marin naturtype i influensområdet; *Større tareskogsforekomst*, men ingen terrestriske naturtyper etter miljødirektoratets instruks (M-2209). Det er like fullt viktige områder for fugl og vilt spredt i Fensfjorden, herunder også en del naturreservater. Ingen av disse blir direkte berørt. Det forventes generelt begrensede negative virkninger på biologisk mangfold som følge av oppføringen av testturbinen.

Artsgruppen som det forventes størst negative virkninger for er fugl, herunder natttrekkende arter spesielt. Her er også usikkerheten stor mtp. områdets verdi for trekkfugl og mulige konsekvenser av tiltaket, og det anbefales derfor ytterligere undersøkelser dersom det blir gitt konsesjon.

Samlet sett vurderes tiltaket å medføre *noe negativ konsekvens* for naturmangfold, men med en stor usikkerhet knyttet til natttrekkende fugl.

9.5 Flaggermus

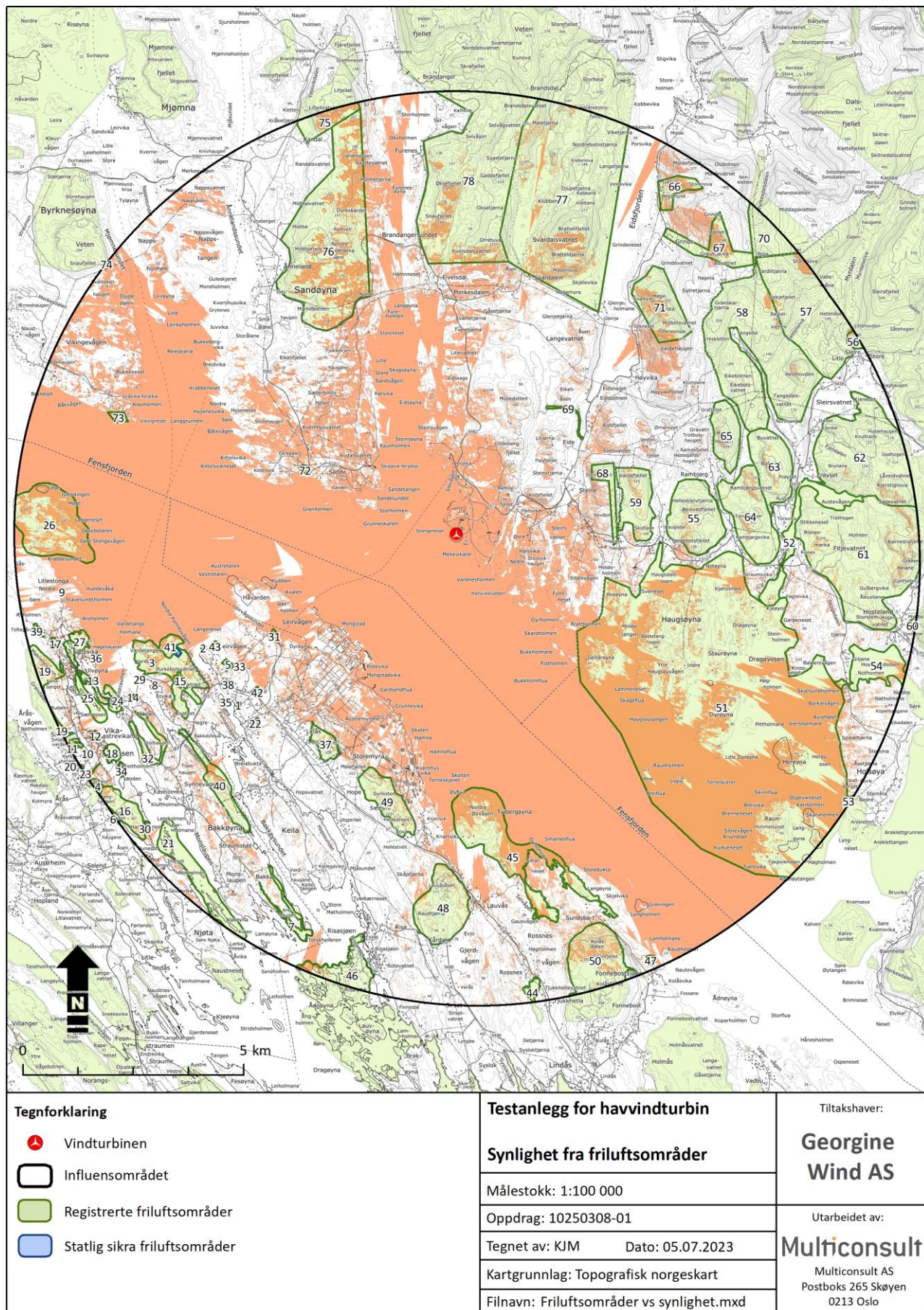
Det pågår for tiden registrering av flaggermus på den aktuelle lokasjonen, vha. Wildlife Acoustics SM4BAT (flaggermusdetektor). Denne registreringen/kartleggingen vil fortsette frem til månedsskiftet september/oktober, slik at man også fanger opp høsttrekket. Resultatene fra undersøkelsen, og vurderinger knyttet til vindturbinens mulige påvirkning på flaggermus, vil bli ettersendt til NVE etter at kartleggingen er avsluttet (trolig i slutten av oktober).

9.6 Friluftsliv

Innenfor influensområdet på 10 km fra planlagt tiltak er det registrert 79 friluftsområder, hvorav 77 tidligere er registrert i Naturbase (se også figur 9-4).

De fleste av områdene har så stor avstand fra tiltaksområdet at påvirkningen av bruken og opplevelsen av friluftsområdene vil være ubetydelig eller liten. Støy og skyggekast fra turbinen vil bare påvirke to av 79 områder, nærmere bestemt Halsvika og Kistefjellet. Eventuelle episoder med iskast fra turbinen vil ikke påvirke områder brukt til friluftsliv

Samlet sett vurderes vindturbinen å medføre *noe negativ konsekvens* for friluftslivet i regionen.



Figur 9-4. Vindturbinens teoretiske synlighet i nærliggende friluftsområder.

9.7 Reiseliv / turisme

Gulen er en liten reiselivskommune i nasjonal sammenheng, det gjelder også områdene rundt. Reiselivet er i hovedsak knyttet til naturopplevelser på land og til sjøs, men også til industrien i området. Verdien av reiselivsnæringen i området er vurdert til å være liten og basert på erfaringer fra eksisterende norske vindkraftverk vurderes at tiltaket å medføre ubetydelige virkninger på dagens eller fremtidige reiselivsaktiviteter i regionen.

9.8 Lokal og regional verdiskaping

Det beregnede antall årsverk som følge av utbyggingen utgjør under en prosent av dagens samlede sysselsetting i Gulen kommunes sekundærnæringer. I sum ansees dermed tiltaket å ha *ubetydelig konsekvens* for sysselsetting i Vestland fylke i anleggsfasen og *liten positiv konsekvens* i Gulen kommune. I driftsfasen vil det meste basere seg på automatisk styring og overvåking, samt at nødvendig vedlikehold i stor grad forventes å måtte utføres av spesialister utenfor regionen. Derfor er det forventet en *ubetydelig konsekvens* av tiltaket i driftsfasen, både i Gulen kommune og i Vestland. Det er likevel muligheter for å opparbeide lokal kompetanse og erfaring med denne typen teknologi, som kan ha en fremtidig verdi for kommunen ved å posisjonere Sløvåg industriområde med tanke på med den fremtidige havvindutbyggingen i Nordsjøen. Indirekte effekter som følge av generell økt økonomisk aktivitet forventes også å være positive for kommunen, men dette er ikke forsøkt tallfestet.

Prosjektet vil gi økte inntekter til kommunen i form av eiendomsskatt, produksjonsavgift og naturressursskatt. Samlet sett er skatteinntektene estimert til ca. 4 millioner kroner per år, noe som utgjør 1,1% av kommunens netto driftskostnader per 2023. Dette tilsier *middels positiv konsekvens* på kommunens økonomi i driftsfasen.

9.9 Støy

9.9.1 Innledning

Vindturbiner genererer støy på to ulike måter:

- Mekanisk støy som skyldes motordur fra turbinens gir og generator (det presiseres at den omsøkte vindturbinen er en *direct drive* turbin uten gir).
- Aerodynamisk støy som skyldes vingenes bevegelse gjennom luften.

Den mekaniske støyen fra vindturbiner har blitt vesentlig redusert de siste årene på grunn av konstruksjonsforbedringer, og hovedstøykilden fra en vindturbin vil derfor normalt være den aerodynamiske støyen fra luftstrømmen rundt turbinbladene. Denne fremstår som en «svisje»-lyd og forårsakes av at lydnivået fra vingene er høyest når de skjærer ned mot bakken.

Anbefalt støygrense for vindturbiner og transformatorstasjoner følger av tabellen under.

Tabell 9-1. Anbefalte støygrenser ved planlegging av ny støyende virksomhet og bygging av boliger, sykehus, pleieinstitusjoner, fritidsboliger, skoler og barnehager. Alle tall er oppgitt i dB, innfallende lydtryknivå.

Støykilde	Støynivå på uteplass og utenfor rom med støyfølsom bruk	Støynivå utenfor soverom, natt kl. 23 – 07
Vindturbiner	$L_{den} \leq 45$ dB	-
Industri med helkontinuerlig drift	Uten impulslyd: L_{den} 55 dB Med impulslyd: L_{den} 50 dB	L_{night} : 45 dB $LAFmax$: 60 dB

9.9.2 Resultater

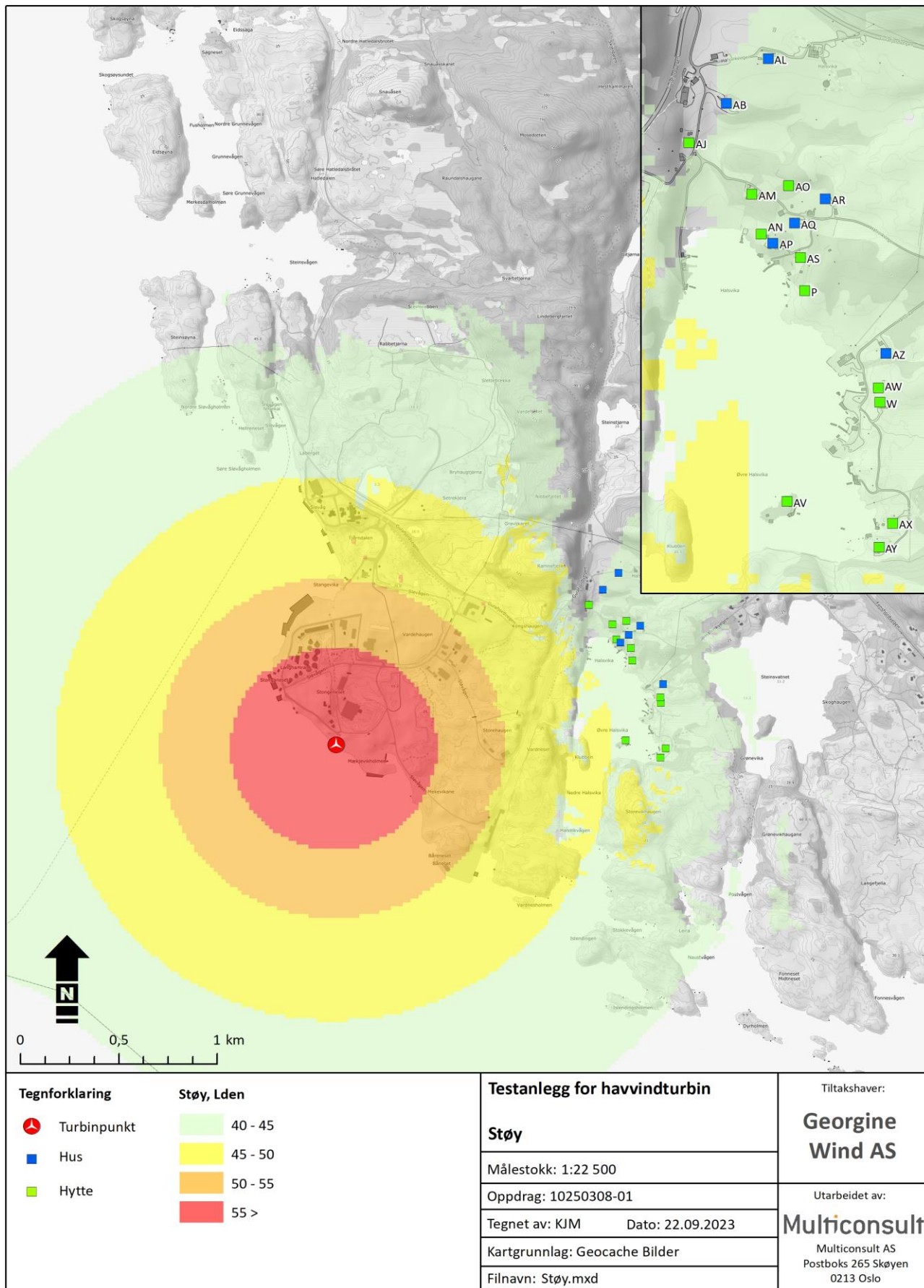
Støyberegningene for omsøkt lokasjon viser at ingen boliger, fritidsboliger eller andre bygninger med støyfølsom bruk vil bli eksponert for støynivåer over grenseverdien for gul sone på $L_{den} = 45$ dB. Grunnen til dette er primært at vindturbinen har blitt flyttet såpass langt vest, sammenlignet med opprinnelig lokasjon (se figur 1-1), at man unngår å overskride grenseverdien. Resultatene er vist i tabell 9-2 og figur 9-5.

Tabell 9-2. Resultat fra støyberegningene for støyfølsom bebyggelse i nærområdet.

Bygnings-ID	Type bygg	Gnr/bnr	Avstand til turbinen (m)	Støy, Lden (dB)
AX	Hytte	62/18	1687	42,1
AZ	Bolig	62/19	1706	43,6
AW	Hytte	62/22	1680	43,0
AV	Hytte	62/23	1484	45,0
AY	Hytte	62/29	1662	42,9
W	Hytte	62/59	1679	43,3
AP	Bolig	63/11	1555	42,9
AN	Hytte	63/12	1541	42,9
AJ	Hytte	63/17	1493	35,3
P	Hytte	63/18	1584	42,9
AB	Bolig	63/24	1594	40,6
AL	Bolig	63/3	1708	42,7
AR	Bolig	63/4	1681	44,3
AS	Hytte	63/5	1596	42,8
AQ	Bolig	63/6	1608	43,2
AM	Hytte	63/7	1555	43,7
AO	Hytte	63/8	1626	42,7

Selve etableringen av vindturbinen med tilhørende infrastruktur vil kunne forårsake noen støyulemper for omgivelsene i en tidsavgrenset periode. Støyen i denne perioden vil være knyttet til bruk av anleggsmaskiner (borerigg m.m.). Det er ikke foretatt egne beregninger for støy i anleggsfasen.

Det er per i dag ikke vurdert å være behov for avbøtende tiltak mtp. støy. Målinger av faktisk kildestøy fra vindturbinen vil bli gjort i løpet av testperioden og nye støykart vil bli utarbeidet hvis det viser seg at faktisk kildestøy overskrider estimatet som er lagt til grunn for beregningen ifm. konsesjonssøknaden ($L_{WA} = 113,9$ dBA). Behovet for avbøtende tiltak må da vurderes på nytt.



Figur 9-5. Beregnet støynivå for omsøkt turbinlokasjon (alt. B).

9.10 Skyggekast

9.10.1 Innledning

Skyggekast oppstår når rotoren på vindturbinen står mellom observatøren og solen. Rotoren vil i slike tilfeller sveipe foran solen, noe som medfører at en bevegelig skygge projiseres mot betrakningsstedet (se eksemplet i figur 9-6). Dette kan være sjenerende, spesielt når skyggekastet faller på lysåpninger som vinduer. Skyggen av en stillestående vindturbin vil normalt være uproblematisk.



Figur 9-6. Skyggekast fra en vindturbin på Smøla. Foto: Kjetil Mork.

Omfanget av skyggekast avhenger først og fremst av hvilken retning og posisjon vindturbinene står i forhold til betrakningsstedet, avstand og relativ terrengplassering mellom vindturbin og betrakningsstedet, størrelsen på vindturbinenes rotor, samt til en viss grad også vindturbinenes høyde. Det oppstår mest skyggekast når solen står lavt slik at skyggene blir lange. Effekten av skyggene avtar imidlertid med avstanden fra vindturbinen. Turbinbladene vil da dekke en mindre del av solskiven slik at skyggen bli mer diffus eller til slutt forsvinner.

NVEs «*Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis (2014)*», angir følgende anbefalte grenseverdier for bygninger med bruk som er følsomt for skyggekast:

- Teoretisk skyggetid < 30 timer per år eller 30 minutter per dag
- Faktisk forventet skyggetid < 8 timer per år

9.10.2 Resultater

Beregninger som er gjennomført viser at ingen boliger eller fritidsboliger i nærområdet vil eksponeres for teoretisk skyggekast over 30 timer/år eller faktisk skyggekast over 8 timer/år, mens noen bygninger vil overskride anbefalt grenseverdi for teoretisk skyggekast på 30 minutter per dag.

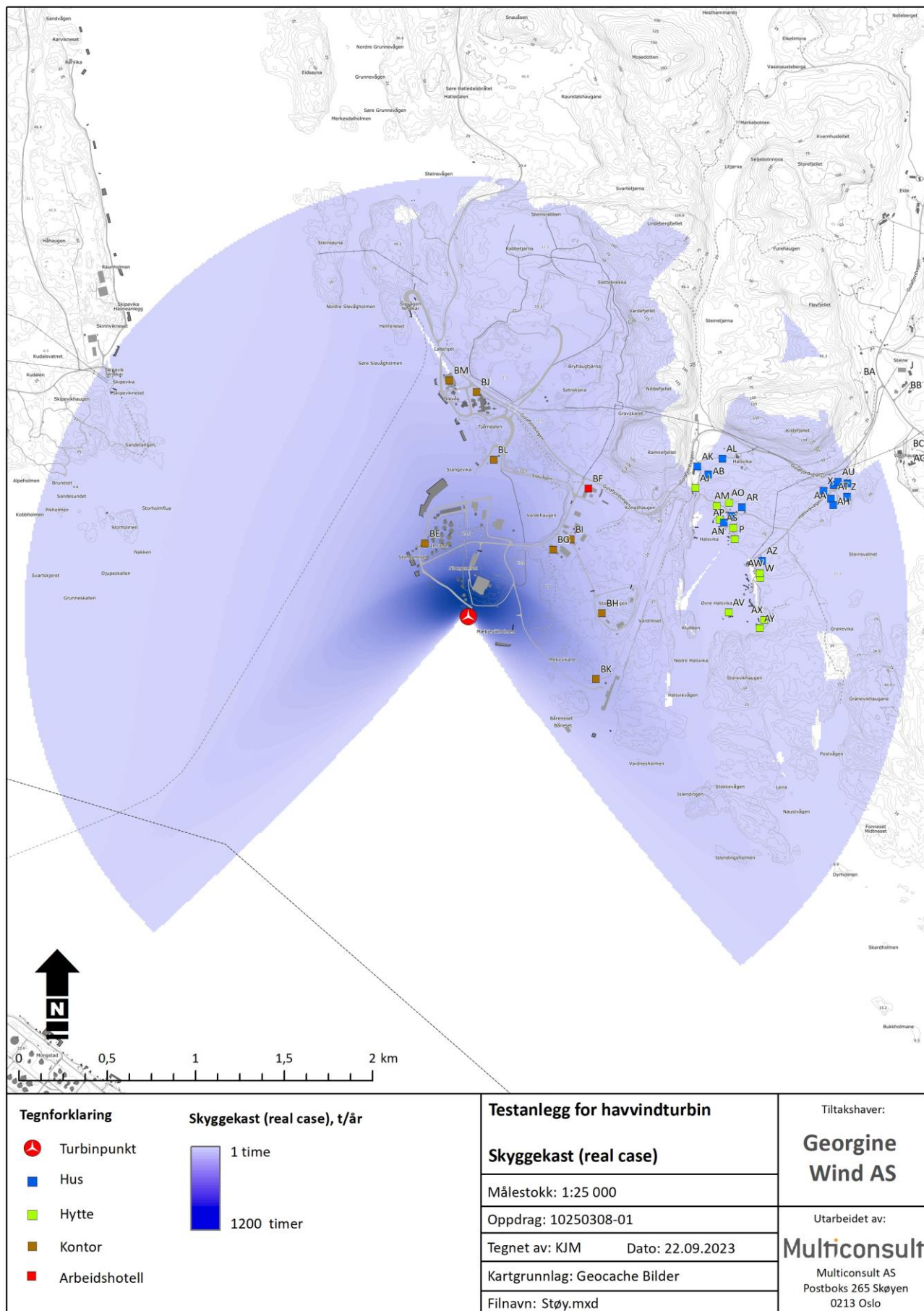
Tallene for de ulike boligene og fritidsboligene er vist i tabell 9-3 og figur 9-7. Se vedlegg 12 for ytterligere informasjon om skyggekast ved de ulike bygningene, herunder når på året skyggekast vil være mest merkbart.

Tabell 9-3. Beregnet omfang av skyggekast ved boligene og hyttene i Halsvika. Grønne ruter indikerer at verdien er under anbefalt grenseverdi, mens oransje indikerer at den er over.

ID	Type bygning	Worst case (teoretisk)		Real case (faktisk)
		Timer:min/år	Timer:min/dag	Timer:min/år
P	Fritidsbolig	17:24	00:37	02:19
W	Fritidsbolig	15:07	00:34	02:08
X	Bolig	06:11	00:24	00:47
Z	Bolig	06:05	00:23	00:47
AA	Bolig	06:28	00:24	00:50
AB	Bolig	15:30	00:36	01:45
AF	Bolig	05:22	00:22	00:41
AH	Bolig	06:47	00:24	00:53
AJ	Fritidsbolig	17:52	00:39	02:03
AK	Fritidsbolig	15:01	00:36	01:38
AL	Bolig	12:38	00:32	01:25
AM	Fritidsbolig	17:35	00:37	02:10
AN	Fritidsbolig	18:21	00:38	02:20
AO	Fritidsbolig	15:21	00:35	01:53
AP	Bolig	18:01	00:37	02:19
AQ	Bolig	16:19	00:36	02:04
AR	Bolig	13:59	00:34	01:45
AS	Fritidsbolig	17:00	00:37	02:13
AT	Bolig	05:38	00:23	00:43
AU	Bolig	05:24	00:22	00:41
AV	Fritidsbolig	20:29	00:39	03:12
AW	Fritidsbolig	14:49	00:34	02:04
AX	Fritidsbolig	15:00	00:35	02:22
AY	Fritidsbolig	15:39	00:35	02:34
AZ	Bolig	13:58	00:34	01:55

I følge NVE (2014) kan grenseverdiene for teoretisk skyggekast fravikes dersom faktisk skyggekast begrenses til under 8 timer per år og 30 minutter per dag gjennom avbøtende tiltak. For å være sikre på at man overholder disse grenseverdiene vil GE installere sensorer som kobles til vindturbinens styringssystem (SCADA), slik at vindturbinen kan stoppes i korte perioder når værforholdene og solens posisjon tilsier at skyggekast kan oppstå ved de bygningene som risikerer å overskride disse grenseverdiene. Dette tiltaket vil bli nærmere beskrevet i detaljplanen for anlegget.

Enkelte kontorbygninger og Vidsyn Arbeidshotell i Sløvåg vil også bli eksponert for skyggekast fra den omsøkte turbinen. Tilsvarende verdier for disse bygningene er angitt i tabell 9-4. Ulike skjermingstiltak på vinduene til disse bygningene vil kunne være et aktuelt avbøtende tiltak. Dette må vurderes nærmere ifm. utarbeidelse av detaljplan for anlegget.



Figur 9-7. Beregnet antall timer med faktisk skyggekast for omsøkt lokasjon (alt. B).

Tabell 9-4. Beregnet omfang av skyggekast for kontorbygg og hotell i Sløvåg.

ID	Type bygning	Worst case (teoretisk)		Real case (faktisk)
		Timer:min/år	Timer:min/dag	Timer:min/år
BE	Kontor	242:22	01:56	28:53
BF	Vidsyn Arbeidshotell	58:06	00:59	05:06
BG	Kontor	134:49	01:32	14:36
BH	Kontor	86:48	01:15	14:54
BI	Kontor	95:21	01:18	10:24
BJ	Kontor	55:26	00:49	02:25
BK	Kontor	138:04	01:15	30:07
BL	Kontor	110:46	01:07	06:14
BM	Kontor	54:01	00:47	02:22

9.11 Iskast

Vi viser til egen fagrapport for temaet iskast, utarbeidet av Meventus (2023). Under er sammendraget i rapporten gjengitt:

En analyse av sannsynlighet og risiko for iskast fra en planlagt vindturbin i Sløvåg industriområde i Gulen kommune er utført. Beregningene er i tråd med veiledende dokumentasjon fra NVE.

Modellerte meteorologiske data for området viser at ising vil kunne forekomme i det aktuelle området, men omfanget av ising er svært begrenset (data fra EMD indikerer en forventet hyppighet av meteorologisk ising, dvs. > 10 g/time, på 0,3 timer/år, mens tilsvarende tall fra NVE er ca. 20 timer/år). Beregning av maksimal teoretisk kastavstand viser at avstanden mellom de to aktuelle turbinlokasjonene og nærliggende bolighus, hytter og offentlig vei er tilstrekkelig til at disse områdene ikke vil bli truffet av eventuelle isbiter som kastes fra den planlagte vindturbinen.

Flere lagerbygninger, kaianlegg og anleggsveier innenfor Sløvåg industriområde ligger imidlertid innenfor maksimal teoretisk kastavstand fra begge turbinlokasjonene, dette gjelder også skips- og båt-ruter langs nordsiden av Fensfjorden. Basert på beregnet sannsynlighet for iskast rundt de to turbinlokasjonene, i kombinasjon med konsekvensen av et treff på person med konstant eksponering, er risikosoner for individuell risiko (LIRA) beregnet. Risiko knyttet til aktivitet i områdene rundt turbinlokasjonene er ikke vurdert i detalj, men følgende risikoreduserende tiltak for aktivitet i området anbefales:

- Det bør settes opp fareskilt ved inngangen til industriområdet som advarer om risiko knyttet til iskast og isnedfall når de meteorologiske forholdene ligger til rette for dette.*
- For aktivitet knyttet til drift og vedlikehold av vindturbinen, og annen aktivitet i industriområdet, bør det utarbeides prosedyrer for hvordan man oppfører seg i perioder hvor det er sannsynlig at ising kan forekomme. Det kan være tiltak som at unødvendig opphold nær turbin i drift skal unngås, samt at hjelm og annet sikkerhetsutstyr skal benyttes når man ferdes i området. Gjennom HMS-prosedyrer må det sikres at personalet har tilstrekkelig kunnskap og rutiner til å håndtere risikoen knyttet til iskast.*
- For skips- og båttrafikk langs nordsiden av Fensfjorden, i det aktuelle området, bør det oppfordres til rutevalg i god avstand til vindturbinen ved forhold for ising, samt settes opp skilt som informerer*

om risikoen knyttet til iskast og isnedfall under slike forhold.

- *Det anbefales at det installeres et system for isdeteksjon på turbinen. Dette signalet kan kobles opp mot en varselampe som blinker rødt når det registreres ising på turbinen og/eller benyttes inn i en varslingstjeneste for iskast på industriområdets nettside. Varsellampen må være synlig både fra land og i fjordområdene utenfor.*
- *Avhengig av aktivitetsnivået i området kan det også være fornuftig å stanse turbinen når i perioder hvor det registreres is på bladene, og eventuelt også vende rotoren slik at ikke bladene står over bygninger eller annen viktig infrastruktur.*

Gjennom implementering av de nevnte tiltakene anses risikoen knyttet til iskast og isnedfall å være akseptabel. Periodisk evaluering av sikkerhetstiltakene bør implementeres i selskapets internkontrollsystem.

9.12 Klima/CO₂

Ved etablering av ulike typer kraftverk oppstår CO₂-utslipp i sammenheng med byggeprosessen, drift, vedlikehold og avvikling. I de senere årene har det blitt gjennomført en rekke livsløpsanalyser for ulike former for kraftproduksjon. Hvis vi tar utgangspunkt i det høyeste estimatet for CO₂-utslipp fra vindkraft, som er 14 g CO₂/kWh ifølge NVEs nyeste verdier, kan den potensielle positive effekten på klimaet ved å etablere vindturbinen i Gulen anslås til å være 736 g CO₂/kWh. Ved en årlig produksjon på 60 GWh vil reduksjonen i klimautslipp bli ca. 1,13 millioner tonn CO₂-ekvivalenter gjennom vindturbinens driftsperiode på 28 år (ikke inkludert de to årene med testing/verifisering). Det er viktig å påpeke at vindkraft er en variabel energikilde, og at den årlige strømproduksjonen kun er et estimat, men at resultatene viser fortsatt den store klimanytten til vindkraft.

På bakgrunn av dette konkluderes det med at den omsøkte vindturbinen vil medføre *liten positiv konsekvens* i et klimaperspektiv.

9.13 Annen forurensning

I løpet av driftsfasen vil det være noe slitasje på turbinbladene, noe som igjen kan føre til erosjon og avskalling. Utslipp fra slitasje på turbinbladene vil i hovedsak være mikroplast, som er en samlebetegnelse for plastfragmenter som er mindre enn fem millimeter.

Erfaringer fra turbinleverandører og operatører av norske vindkraftverk antyder en årlig slitasje på mellom 150 og 200 gram per turbin (NVE, 2022). En 18 MW havvindturbin vil ha en større overflate på rotorbladene enn dagens landbaserte vindturbiner, samt større hastighet på tuppen av rotorbladene, noe som øker slitasjen. Noe større slitasje/avskaling av mikroplast enn det som er indikert ovenfor må derfor forventes.

Med utgangspunkt i et anslag på 250 - 300 gram per år, vil den planlagte vindturbinen kunne medføre utslipp av 9,0 kg mikroplast i løpet av anleggets levetid på 30 år. Til sammenligning slippes det hvert år ut ca. 19 000 tonn mikroplast fra ulike prosesser på land i Norge, hvorav biltrafikk og kunstgressbaner står for i overkant 70% av disse utslippene (Miljødirektoratet 2020). Utslippene fra de 2000 kunstgressbanene i Norge utgjør ifølge Miljødirektoratet ca. 6000 tonn per år, dvs. ca. 3000 kg per kunstgressbane per år. I et slikt perspektiv er utslippene fra den omsøkte vindturbinen helt marginale.

På bakgrunn av dette konkluderes det med at den omsøkte vindturbinen vil medføre *ubetydelige konsekvenser* mtp. annen forurensning.

9.14 Annen infrastruktur

Utbyggingen vil kun berøre infrastruktur (kaianlegg, veger o.l.) inne på industriområdet i Sløvåg. Det omsøkte tiltaket medfører derfor ingen konsekvenser for denne typen infrastruktur eller vei-/kysttrafikk. Forholdet til BKKs infrastruktur inne på industriområdet (nettanlegg) er for øvrig omtalt i kapittel 3 og 4.

9.15 Forsvarsinteresser

Forsvarsbygg har i sin høringsuttalelse til meldingen opplyst at den omsøkte vindturbinen ikke vil påvirke Forsvarets aktivitet eller anlegg. Dette tilsier *ubetydelig konsekvens*.

9.16 Vær-/kystradarer

Med avstander til nærmeste værradar på hhv. 110 og 150 km er det ikke noe som tilsier at den planlagte vindturbinen vil ha noen merkbar effekt på disse anleggene. Dette bekrefter også Meteorologisk institutt i sin høringsuttalelse til forhåndsmeldingen.

Nærmeste kystradar ligger på Fedje, ca. 21-22 km mot sørvest. Bak den planlagte turbinen i Sløvåg er det kun fjellområder, og ingen sjøområder med skips-/båttrafikk. Vindturbinen vil derfor ikke påvirke radarens funksjonalitet eller mulighetene for å overvåke skipstrafikken langs kysten.

9.17 Luftfart

Avinor har i sin høringsuttalelse til forhåndsmeldingen konkludert med at den omsøkte vindturbinen ikke vil medføre noen negative konsekvenser for luftfarten.

9.18 Telekom

Telenor Norge AS er engasjert av tiltakshaver til å gjennomføre en utredning av mulig påvirkning på elektronisk kommunikasjon. Denne vil først foreligge litt ut på høsten 2023, og vil bli ettersendt NVE i god tid før et konsesjonsvedtak skal fattes.

9.19 Oppsummering

Tabellen under gir en kort oppsummering av utbyggingens konsekvenser for de ulike fagtemaene som er vurdert i konsekvensutredningen og kort oppsummert i de foregående kapitlene. Vurderingene gjelder for alt. OA, som innebærer en videreføring av dagens aktivitet i Sløvåg, og den langsiktige driftsfasen.

Tabell 9-5. Oppsummering av tiltakets konsekvenser i den langsiktige driftsfasen.

Tema / fagområde	Samlet konsekvensvurdering
Landskap	Noe negativ konsekvens
Store naturområder med urørt preg (SNUP)	Ubetydelig konsekvens
Kulturminner og kulturmiljø	Ubetydelig konsekvens
Naturmangfold	Noe negativ konsekvens
Flaggermus	Uavklart. Kartlegging / utredning pågår. Rapporten ettersendes NVE.

Tema / fagområde	Samlet konsekvensvurdering
Friluftsliv	Noe negativ
Reiseliv og turisme	Ubetydelig
Verdiskaping - Lokal/regional sysselsetting - Kommuneøkonomi	Ubetydelig Middels positiv
Støy	Ingen boliger eller fritidsboliger berøres av støy over gjeldende grenseverdi på Lden = 45 dB.
Skyggekast og refleksblink	Ingen boliger eller fritidsboliger vil eksponeres for teoretisk skyggekast over 30 t/år eller faktisk skyggekast over 8 t/år, mens noen bygninger vil overskride grenseverdien for teoretisk skyggekast på 30 min/dag. GE vil implementere nødvendige avbøtende tiltak, slik at alle grenseverdiene overholdes for alle boliger og fritidsboliger i nærområdet.
Ising/iskast	Liten fare for skade på 3. person eller infrastruktur med foreslått overvåkning og avbøtende tiltak.
Folkehelse	Noe økt støybelastning og visuell påvirkning på eiendommene i Halsvika, men grenseverdier knyttet til støy og skyggekast vil overholdes. Dette kan medføre noe ekstra plage.
Klima / CO ₂	Noe positiv konsekvens
Annen forurensning	Ubetydelig konsekvens
Forsvarsinteresser	Ubetydelig konsekvens
Vær-/kystradar	Ubetydelig konsekvens
Luftfart	Ubetydelig konsekvens
Elektronisk kommunikasjon	Uavklart. Kartlegging / utredning pågår. Rapporten ettersendes NVE.

Som beskrevet i konsekvensutredningen (kapittel 2.3.1) innebærer alt. OB at dagens aktivitet i industriområdet videreføres, i tillegg til at industriområdet blir base for sammenstilling av havvindturbiner i forbindelse med fremtidige utbygginger i Nordsjøen i perioden 2030-2050. Dette vil innebære sammenstilling på land, og mellomlagring av inntil fire store havvindturbiner i sjøen utenfor industriområdet, fra ca. 2030 og utover. I en slik situasjon vil den omsøkte turbinen på land kun utgjøre en av fem større vindturbiner i Sløvåg, og dermed også en liten del av den samlede påvirkningen på landskap, friluftsområder, etc. i regionen. De fire turbinene som er mellomlagret i Fensfjorden vil imidlertid ikke påvirke omfanget av støy (kapittel 10) og skyggekast (kapittel 11), siden de ikke vil være i drift mens de står oppankret i fjorden. Vurderer man tiltaket opp mot alt. OB, reduseres med andre ord konsekvensene for flere fagområder noe ift. det som er skissert i tabellen over.

9.20 Avbøtende tiltak

Tabellen under oppsummerer hvilke avbøtende tiltak som er foreslått i de ulike fagutredningene, samt status for de ulike tiltakene.

Tabell 9-6. Oversikt over foreslåtte avbøtende tiltak og deres status.

Fagtema	Tiltak	Status
Landskap	Det er ikke foreslått avbøtende tiltak.	
Kulturminner/ kulturmiljø	Det er ikke foreslått avbøtende tiltak.	
Naturmangfold	Male det ene rotorbladet med kontrastfarge. Kartlegge og overvåke fuglenes bruk av området vha. AI-kamera (Spoor). Evt. automatisert avstengning av turbinen når det er mye fugl på trekk i området.	Tiltaket krever tillatelse fra NVE (uavklart per i dag). Tiltaket vil bli vurdert implementert fra vinteren 2023/2024.
Friluftsliv	Det er ikke foreslått avbøtende tiltak.	
Reiseliv/turisme	Det er ikke foreslått avbøtende tiltak.	
Støy	Oppdatere støyberegningen når målinger av kildestøy er gjennomført (forutsatt at den overskrider 113,9 dBA). Periodevis avstengning av vindturbinen dersom boliger eller hytter med støyfølsom bruk overskrider grenseverdien på $L_{den} = 45$ dB.	Vil bli gjennomført etter ett års drift av turbinen (juli 2026), dvs. etter en sesong med målinger av kildestøy.
Skyggekast	Periodevis avstengning av vindturbinen i perioder med fare for skyggekast, slik at ingen boliger eller hytter overskrider gjeldende grenseverdier.	Vil bli implementert ved driftsstart i juli 2025.
Ising og iskast	Installere et system for deteksjon av is på vindturbinen, med varsellampe som lyser når det registreres ising på turbinen samt varsling via anleggets nettsider. Turbinen stanses når det registreres is på den, og starter ikke opp igjen før isen er smeltet/fjernet.	Vil bli implementert ved driftsstart i juli 2025.
Folkehelse	Se foreslåtte tiltak under støy, skyggekast og iskast.	
Klima/CO ₂	Det er ikke foreslått avbøtende tiltak.	
Annen forurensning	Det er ikke behov for avbøtende tiltak utover de beredskapsplaner/-rutiner som allerede foreligger.	
Forsvarsinteresser	Det er ikke behov for avbøtende tiltak.	

Fagtema	Tiltak	Status
Vær-/kystradarer	Det er ikke behov for avbøtende tiltak.	
Luftfart	Merking av vindturbinen iht. gjeldende krav i <i>Forskrift om merking av luftfarts-hinder.</i>	Vil bli implementert ved driftsstart i juli 2025.
Elektronisk kommunikasjon	Tiltak vil bli vurdert etter at NTV/Telenors utredning foreligger (se tabell 9-5).	Uavklart

Tiltakshaver er av den oppfatning at konsekvensene av tiltaket for miljø, naturressurser og samfunn vil være små med de foreslåtte avbøtende tiltaket, og at nytten av prosjektet langt overskrider ulempene.

10 NATURFARE OG BEREDSKAP

10.1 Naturskade

Som tidligere beskrevet skal vindturbinen med tilhørende nettanlegg etableres inne på et allerede opparbeidet industriområde. Toppen av fundamentet til turbinen, og transformatorstasjonen, vil komme på 3,2 m over NN2000 (Safety class 3), jf. figuren til høyre.

Dette innebærer at risikoen for naturskade, i form av flom, stormflo (se figur 10-1), skred (snø, kvikkleire, jord, flomskred m.m.), trefall, skogbrann, etc. er helt marginal.

Det er heller ingen risiko for at etableringen av omsøkt anlegg skal medføre økt naturfare i nærliggende områder.

10.2 Overvann

Vindturbinen

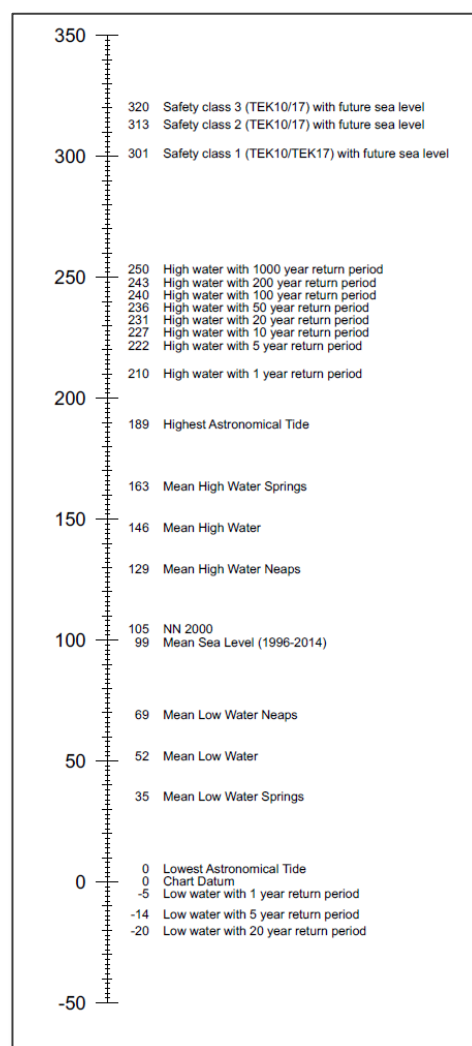
Turbinfundamentet står på fast fjell og er boltet fast. Området rundt fundament vil bestå av en steinfylling og fundamentet blir det høyeste punktet i området. Overflate-vannet rundt vindturbinen vil renne til sjø gjennom steinfyllinga som blir etablert.

Transformatorstasjonen

Topp bunnfundament for transformator-stasjonen vil komme på minimum 3,2 m over NN2000. Stasjonen vil ligge på en steinfylling som er grøftet, der disse grøftene leder overflatevannet til sjø.

Oppsummering

Kort oppsummert vil overvann i det aktuelle området raskt trenge ned gjennom stein-fyllingen, eller blir ledet i tilstrekkelig dimensjonerte grøfter til sjø, og overvann representerer derfor ikke noen utfordring for det planlagte anlegget.



Figur 10-1. Safety Class som følge av høyde.



Figur 10-2. Forventet nivå på 1000 års stormflo i 2050. Kilde: NVE.

10.3 Klimatilpasninger

10.3.1 Forventede klimaendringer i turbinens levetid (frem mot 2055)

Klimaendringene i området (gamle Sogn og Fjordane fylke) vil særlig føre til mer kraftig nedbør, økt havnivå, samt økt fare for skred, flom og stormflo (Kilde: Norsk Klimaservicesenter). Følgende klimaendringer er forventet *mot slutten av hundreåret (2071-2100)* sammenlignet med 1971-2000. Dette er derfor endringer som trolig ikke har kommet like langt i 2055 (innenfor turbinens levetid), men som på grunn av usikkerheten bør legges til grunn.

- *Årsnedbøren* er beregnet å øke med rundt 15 %, men klimapåslaget er anbefalt satt til minst 40 % på dimensjonerende nedbør på regnskyll som varer under 3 timer.
- *Vindforholdene* er ikke forventet å endres i vesentlig grad, men det bør tas hensyn til lokale vindforhold i planleggingen.
- *Snømengder* vil gå vesentlig ned i kystnære strøk, da middeltemperaturen allerede er på 0 grader.
- *Middeltemperaturen* for året er beregnet til å øke med 4,0 °C (lav: 3,0 °C, høy 5,0 °C).
- *Flom* er ventet å øke, men ifølge NVE sitt flomkart er det ingen utsatte flomområder i Gulen. Det anbefales et klimapåslag på flomvannføring på 20-40 % for alle nedbørsfelt i Sogn og Fjordane, avhengig av plassering og flomsesong.
- *Havnivået* er forventet å stige, noe som også øker faren for stormflo. I figur 10-1 er det illustrert hvordan en 1000-års stormflo vil påvirke området rundt turbinen i 2050.

10.3.2 Tiltakets klimatilpasninger

Målet med vindturbinens design er å sikre sikker og pålitelig drift gjennom hele turbinens levetid i området den er plassert, samtidig som effektiviteten optimaliseres under gjeldende værforhold. En viktig del av produktutviklingen innebærer derfor identifisering av de ulike landene der vindturbinen potensielt skal kommersialiseres, og værforholdene som statistisk sett forventes å forekomme i løpet av levetiden i disse områdene.

Denne metoden resulterer i at turbinens design må ta hensyn til et spekter av ulike værforhold, identifisert i henhold til gjeldende internasjonale tekniske standarder. I dette tilfellet, hvor man ser på Norge og spesielt Bergensområdet, går grenseverdiene for GE Haliade-X sitt standarddesign langt over fremtidig forventede verdier for omgivelsestemperatur og vindhastighet, og har ingen begrensninger knyttet til luftfuktighet. Klimaendringer som påvirker sikkerhet og funksjonalitet er også i stor grad dekket, med et akseptabelt lufttemperaturområde på -15/+40°C (uten begrensninger) og en vindhastighet opp til IEC 61400-tyfonklasse-sertifisering, dvs. 57 m/s.

11 SAMFUNNSSIKKERHET

Den omsøkte vindturbinen vil etableres innenfor eksisterende industrihavn i et område hvor det forventes at antall personer som oppholder seg eller ferdes vil være begrenset.

Det er identifisert enkelte hendelser som kan medføre personskade som følger av etableringen av vindturbinen. Både eksterne hendelser som kan ramme vindturbinen og hendelser som forårsakes av vindturbinen er vurdert. Det er i hovedsak hendelser som medfører nedfall fra turbinen som vurderes å representere en risiko for personskader. Det er ikke identifisert hendelser som vurderes til å kunne true samfunnskritiske funksjoner eller infrastruktur.

Med tanke på hendelser som kan medføre personskade under vanlig drift er det i hovedsak hendelser

som involverer nedfall fra turbinen som anses som mest relevant. Eksempelvis kan dette være rotorblader som løsner eller eksterne påkjenninger som påkjørsel, eksplosjonslaster fra nærliggende virksomheter eller brann. Nedfall fra turbin vil kunne treffe personer på industriområdet eller i nærheten av tilstøtende kai. Sannsynligheten for slike hendelser vurderes som svært lav. Det vises til egen vurdering i forbindelse med iskast. Videre vurderes sannsynlighet for at vindturbinen løsner fra fundament og velter som svært lav da det forutsettes at dimensjonering av fundamenteringsløsninger hensyntar relevante laster og grunnforhold.

Videre vil brann i turbinen kunne forårsake flere uønskede hendelser. Brann kan oppstå som følger av eksempelvis varmgang i brems, brann i elektriske komponenter eller hendelser som medfører antennelse av oljer i maskinhuset. Ekstern varmepåkjøring, eksempelvis skogbranner eller brannhendelser hos nærliggende virksomheter kan også medføre skade på eller brann i vindturbinen. Det er derimot svært begrenset med vegetasjon på Sløvåg industriområde og det vil være ca. 150 m til nærmeste bygg. Sannsynligheten for at det oppstår brann i turbinen er generelt lav, men dette forutsetter at turbinen driftes og vedlikeholdes på tiltenkt måte. Ved brann i turbinen kan det oppstå behov for å evakuere personer som oppholder seg i nærheten, både som følge av fare for nedfall og røykutvikling. Videre vil slukkearbeider ved brann i maskinhuset være svært krevende grunnet betydelige utfordringer forbundet med vindturbinens høyde.

Det vil være viktig at bruk av kraner som kan treffe tårn eller turbinblader reguleres da dette kan medføre skader på vindturbin som igjen fører til at deler kastes innenfor et større område og kan utgjøre en trussel for personer i nærområdet. Videre må eventuell bruk av droner hensynta risiko for å treffe turbinblader under en driftssituasjon. Vindturbinen skal etableres med lynavleder for å minimere eventuelle farer forbundet med lynnedslag. Det forutsettes at vindturbinen etableres på en slik måte at eventuelle lynnedslag ikke medfører skader og nedfall av rotorblader.

Utover eventuelle hendelser som innebærer at deler fra vindturbinen kastes innenfor et større område samt røykspredning som følger av en eventuell brann, er det ikke identifisert hendelser som vurderes til å representere en risiko for nærliggende virksomheter.

Tilgang til vindturbinen

Adkomst til vindturbinen vil være langs eksisterende vegstrekninger. Adkomst til Sløvåg industriområde er via fv. 57 hvorpå videre adkomst frem til turbinen gis av veiakser inne på industriområdet. Veiene inne på industriområdet vil sikre tilgang til vindturbinen, både for brannmannskaper og drifts- og vedlikeholdspersonell.

Brannmannskaper fra Dalsøyra brannstasjon vil kunne rykke ut til anlegget innen ca. 20 minutter. Videre vil mannskaper fra Duesund brannstasjon kunne nå frem innen 25 minutter. Utrykningstider forutsetter god framkommelighet, slik at utrykningstid ved vinterføre kan være noe lengre. Som nevnt vil det være utfordrende å drive slukkeinnsats ved brann i maskinhuset grunnet vindturbinens høyde.

Nærhet til eksisterende, offentlig veinett vil bidra til å redusere reparasjons-/utbedringstiden skulle en uønsket hendelse sette anlegget ut av drift grunnet god framkommelighet.

12 VEDLEGG

Vedlegg 1. Konsekvensutredning – hovedrapport (Multiconsult, 2023)

Vedlegg 2. Helsekonsekvensutredning (Multiconsult, 2023)

Vedlegg 3. Vurdering av risiko for iskast (Meventus, 2023)

Vedlegg 4. Plan- og profiltegning for transformatorstasjonen.

Vedlegg 5. Enlinjeskjema (GE, 2023) (unntatt offentlighet)

Vedlegg 6. Bekreftelse på nettkapasitet (brev fra BKK).

Vedlegg 7. Teknisk-økonomisk vurdering (Multiconsult, 2023)

Vedlegg 8. Forenklet enlinjeskjema før og etter tiltaket (Multiconsult, 2023)

Vedlegg 9. Grøftesnitt av omsøkte kabler (Multiconsult, 2023)

Vedlegg 10. Utskrift av produksjonsberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).

Vedlegg 11. Utskrift av støyberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).

Vedlegg 12. Utskrift av skyggekastberegningen i WindPro (Multiconsult, 2023).

REFERANSER

NVE. 2014. Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis. Veileder 2-2014.

NVE. 2019. Forslag til nasjonal ramme for vindkraft på land.

Miljødirektoratet 2020. Kartlegging av landbaserte mikroplastkilder i Norge og oppdatering av utslippeestimer. Prosjekt 1648.

Miljødirektoratet. 2021. Konsekvensutredning av klima og miljø. Veileder M-1941.

Miljødirektoratet 2021. Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442).

Miljødirektoratet 2021. Veileder om behandling av støy i arealplanlegging (M-2061).

