
MILJØ-, TRANSPORT- OG ANLEGGSPAN (MTA) MED DETALJPLAN FOR

Frøya vindkraftverk

OPPDRAKSGIVER

Sarepta Energi AS

EMNE

Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA)

DATO / REVISJON: 19.11.2018 / 03

DOKUMENTKODE: 418487-RIM-RAP-MTA_Frøya



Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult i egen regi eller på oppdrag fra kunde. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Tredjepart har ikke rett til å anvende rapporten eller deler av denne uten Multiconsults skriftlige samtykke.

Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

Forside: Visualisering av Frøya vindkraftverk fra Hallarvatnet (SV for parken)

Foto: Fra konsekvensutredningen, visualisering ved Einar Berg, Inter Pares AS

RAPPORT

OPPDRAAG	Frøya vindkraftverk	DOKUMENTKODE	418487-RIM-RAP-MTA_Frøya
EMNE	Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA)	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAAGSGIVER	Sarepta Energi AS	OPPDRAAGSLEDER	Bernt Rune Richardsen
KONTAKTPERSON	Lars Jørgen Sivertsen	UTARBEIDET AV	Ørjan W. Jenssen, Trine Riseth, Kristine Sundsdal
KOORDINATER		ANSVARLIG ENHET	3084 Naturressurser
GNR./BNR./SNR.			

SAMMENDRAG

Frøya vindkraftverk har gode forutsetninger for en miljø- og landskapsmessig god realisering: Netttilknytningen er en oppgradering av en eksisterende linje, atkomstveien er særdeles kort, trafo- og servicebygg ligger innsynsmessig godt skjermet, og terrenget i konsesjonsområdet er relativt flatt selv om det er småkupert. På den annen side er det avgrenset verdifulle naturtyper innenfor 18,4 % av arealet, og det skal særlig hensyntas 2 plante- og 5 fuglearter i området. Hubro jakter i konsesjonsområdet, selv om nærmeste reir ligger et stykke unna. Det hekker havørn innenfor og like inntil konsesjonsområdet.

Det må påregnes at utbyggingen i noen grad vil være negativ for de nevnte naturverdiene, men verdiene er forsøkt hensyntatt mest mulig innenfor praktiske og økonomiske rammer. Det er også slik at det konsesjonsgitte vindkraftverket er mye mindre enn opprinnelig omsøkt og ligger i den delen av opprinnelig areal med minst negative konsekvenser iht. konsekvensutredningen. Støy skal ivaretas iht. gjeldende støyretningslinje.

03	19.11.2018	MTA for Frøya vindkraftverk hensyntatt merknader fra NVE	ØWJ	TRR	ØWJ
02	5.11.2018	MTA for Frøya vindkraftverk	ØWJ	TRR	ØWJ
01	15.3.2018	Foreløpig utgave, oppdatert, nytt utbyggers utlegg	ØWJ, KSU		
00	18.3.2015	Foreløpig utgave (oppdrag 417004)	ØWJ	TRR	ØWJ
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	Innledning	8
1.1	Konsesjon og tiltakshavere	8
1.2	Konsesjonsvilkår	9
1.3	Status for andre planer og tillatelser	12
1.4	Framdriftsplan	15
2	Planprosess.....	16
2.1	Medvirkning og konsultasjoner	16
3	Beskrivelse av tiltaket og arealbruk	17
3.1	Lokalisering og eksisterende situasjon.....	17
3.2	Nøkkeltall.....	18
3.3	Flom- og skredfare	19
3.4	Veier.....	19
3.4.1	Tiltak på offentlig vei.....	19
3.4.2	Atkomstvei til Frøya vindkraftverk.....	20
3.4.3	Internveier	20
3.5	Bruk av veinettet.....	20
3.5.1	Anleggsfase	20
3.5.2	Driftsfase.....	21
3.6	Turbiner	21
3.7	Oppstillingsplasser og fundamenter	21
3.8	Massetak.....	21
3.9	Transformatorstasjon og kabler.....	22
3.10	Nettilknytning	22
3.11	Servicebygg.....	22
3.12	Tomt for trafo, servicebygg og rigg.....	23
3.13	Meteorologimast	23
3.14	Kaianlegg.....	23
4	Endrete virkninger for miljø og samfunn	24
4.1	Endret turbinutlegg og derav endret internveinett	24
4.2	Justert konsesjonsgrense	24
4.3	Forlengelse av konsesjonsperiode	24
5	Transport.....	25
5.1	Koordinering	25
5.2	Transportplaner	25
5.2.1	Transport av turbiner.....	25
5.2.2	Transport av transformator	26
5.3	Oppfølging og tiltak anleggsfase	26
6	Terrenginngrep og istandsetting	27
6.1	Plan- og prosjekteringsfase.....	27
6.2	Veiledning i byggefase	27
6.3	Styringsdokument i byggefase	27
6.4	Avgrensning av anleggsområdet	27
6.5	Massetak og deponi	28
6.6	Arrondering.....	28
6.7	Bygging av vei	28
6.8	Oppstillingsplasser for kraner og utstyr	29
6.9	Fundamentplasser	29
6.10	Skog	29
6.11	Vegetasjonsetablering	29
6.12	Oppfølging i anleggs- og driftsfasen.....	29
7	Naturmangfold	31
7.1	Datagrunnlag	31
7.2	Områdebeskrivelse	31
7.2.1	Planteliv	31
7.2.2	Dyreliv	32
7.3	Oppfølging av særlige konsesjonsvilkår	35
7.3.1	Planteliv	35

7.3.2	Dyreliv	35
7.4	Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen	36
8	Kulturminner og kulturmiljø	37
8.1	Datagrunnlag	37
8.2	Områdebeskrivelse	37
8.3	Konsesjonsvilkår	39
8.4	Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen	39
9	Friluftsliv	40
9.1	Datagrunnlag	40
9.2	Områdebeskrivelse	40
9.3	Konsesjonsvilkår	40
9.4	Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen	41
10	Landbruk	42
10.1	Datagrunnlag	42
10.2	Områdebeskrivelse	42
10.3	Konsesjonsvilkår	42
10.4	Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen	43
11	Vannforsyning	44
11.1	Datagrunnlag	44
11.2	Dagens situasjon	44
11.3	Konsesjonsvilkår	44
11.4	Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen	44
12	Støy og skyggekast	45
12.1	Datagrunnlag	45
12.2	Områdebeskrivelse	45
12.3	Konsesjonsvilkår	45
12.4	Støy i anleggsfasen	45
12.5	Støy i driftsfasen	46
12.5.1	Støyberegninger, grunnlag	46
12.5.2	Støyberegninger, resultater	47
12.6	Skyggekast	49
12.6.1	Skyggekastberegninger, grunnlag	49
12.6.2	Skyggekastberegninger, resultater	49
12.6.3	Skyggekast, avbøtende tiltak	51
13	Avfall og forurensning	53
13.1	Datagrunnlag	53
13.2	Områdebeskrivelse	53
13.3	Nærmere om forurensning og avfallshåndtering	53
13.4	Oppfølging/tiltak	53
14	Frist for istandsetting	55
15	Prosjektilpasset kontrollplan	55
15.1	Beskrivelse	55
15.2	Beskrivelse av prosjektilpasset kontrollplan	55
15.3	Oppfølging og tiltak i anleggs- og driftsfasen	56
16	Vedlegg	56
16.1	Konsekvensutredninger og fagrapporter	57

FIGURER OG KART

Figur 1: Kart tilknyttet konsesjonssøknad og konsesjon for Frøya vindkraftverk.....	11
Figur 2: Kart tilknyttet anleggskonsesjon for 66 kV nettilknytning Frøya vindkraftverk	12
Figur 3: Kommuneplanens arealdel Frøya kommune.....	15
Figur 4: Lokalisering av Frøya vindkraftverk med nettilknytning.....	17
Figur 5: Krysset fra Nordhammervika kai, rundkjøringa ved tunnelen, fartsdumper ved Nabeita skole.	19
Figur 6: Trafo- og servicebyggtomt.....	20
Figur 7: Nordhammervika kai med tilknyttet område for industri.	23
Figur 8: Kystlynghei på Frøya november 2014.....	32
Figur 9: Hjort i konsesjonsområdet for Frøya vindkraftverk.....	33
Figur 10. Naturmangfold, kjente miljøverdier.. ..	34
Figur 11: Kulturminne ID 95270 "Tomasnesvatnet 1".	37
Figur 12. Freda kulturminner og SEFRAK-bygg (data fra Askeladden).....	38
Figur 13: Viktige områder for friluftslivet ved Frøya vindkraftverk.	40
Figur 14: Jordbruksarealer inn i konsesjonsområdet for Frøya vindkraftverk.	42
Figur 15. Oversikt over aktuelt utbyggingsalternativ og nærliggende helårs- og fritidsboliger.	47
Figur 16. Nabobebyggelse sørvest (K1) og sørøst (K2) for planområdet.	47
Figur 17. Støysonkart basert på beregnet støynivå for verste scenario (medvind fra alle retninger).	48
Figur 18. Oversikt over omfang av reelt skyggekast (timer/år) for Frøya vindpark.	50

TABELLER

Tabell 1. Framdriftsplan.....	15
Tabell 2. Dokumentasjon av planprosess, jamfør krav om involvering.	16
Tabell 3. Grunnlagsdata for anlegget.....	18
Tabell 4. Tema det blir søkt endring for.....	18
Tabell 5: Tiltak transport.....	26
Tabell 6: Tiltak terrengingrep og istandsetting.....	29
Tabell 7: Oversikt over verdifullt naturmangfold i konsesjonsområdet.	33
Tabell 8: Tiltak naturmiljø.....	36
Tabell 9: Tiltak kulturminner.....	39
Tabell 10: Tiltak friluftsliv.....	41
Tabell 11: Tiltak landbruk.	43
Tabell 12: Mal for utendørs støykrav for bygg- og anleggsvirksomhet, jf. T-1442..	45
Tabell 13. Beregnede støyverdier for de mest støyeksponerte områdene.	48
Tabell 14. Beregnet omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse.	50
Tabell 15. Beregnet omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse med curtailment-strategi.....	51
Tabell 16: Tiltak mhp. avfall og forurensning	53
Tabell 17. Beskrivelse av prosjektilpasset kontrollplan.	55

1 Innledning

Frøya vindkraftverk i Frøya kommune fikk konsesjon 28. juni 2012, opprettholdt i OEDs klagebehandling av 26. august 2013. Gjeldende konsesjon er datert 3.10.2016 da grensesnitt mot TrønderEnergi Nett ble endret. Konsesjonen gir tillatelse til bygging og drift av vindkraftverket med en samlet installert effekt på inntil 60 MW. Denne miljø-, transport- og anleggsplanen (MTA) skal informere og veilede om sentrale føringer ved utformingen av vindkraftverket.

NVE stiller i konsesjonen vilkår om detaljplan og miljø-, transport- og anleggsplan. Detaljplanen skal iht. NVE-veileder 1-2016 konkretisere utbyggingsplanene med en teknisk beskrivelse og stedfesting på kart. Miljø- og transportplanen skal sikre at kjente miljøverdier og konsesjonsvilkår ivaretas tilfredsstillende, samt skildre arealbruk, transport og påvirkning på natur og miljø. Siden innholdet i disse planene henger sammen, foretrekker NVE at de presenteres samlet i ett miljø-, transport- og anleggsplandokument, MTA. Denne MTA beskriver også de tekniske forhold som inngår i detaljplan.

Arealbruken som detaljeres i MTA skal være i samsvar med ytre rammer satt i konsesjonsvedtaket, men kan angi mindre justeringer. Slike endringer skal beskrives, herunder hvordan de er avklart med kommune, parter og interesser, som grunnlag for NVEs vurdering og evt. godkjenning gjennom behandlingen av MTA.

Konsesjonen for Frøya vindkraftverk angir at planen skal utarbeides i samråd med Frøya kommune.

Konsesjonæren har ansvaret for at godkjent MTA etterleves. Det er anbefalt at godkjent MTA legges til grunn for utforming av kontrakter med hoved- og underentreprenører.

1.1 Konsesjon og tiltakshavere

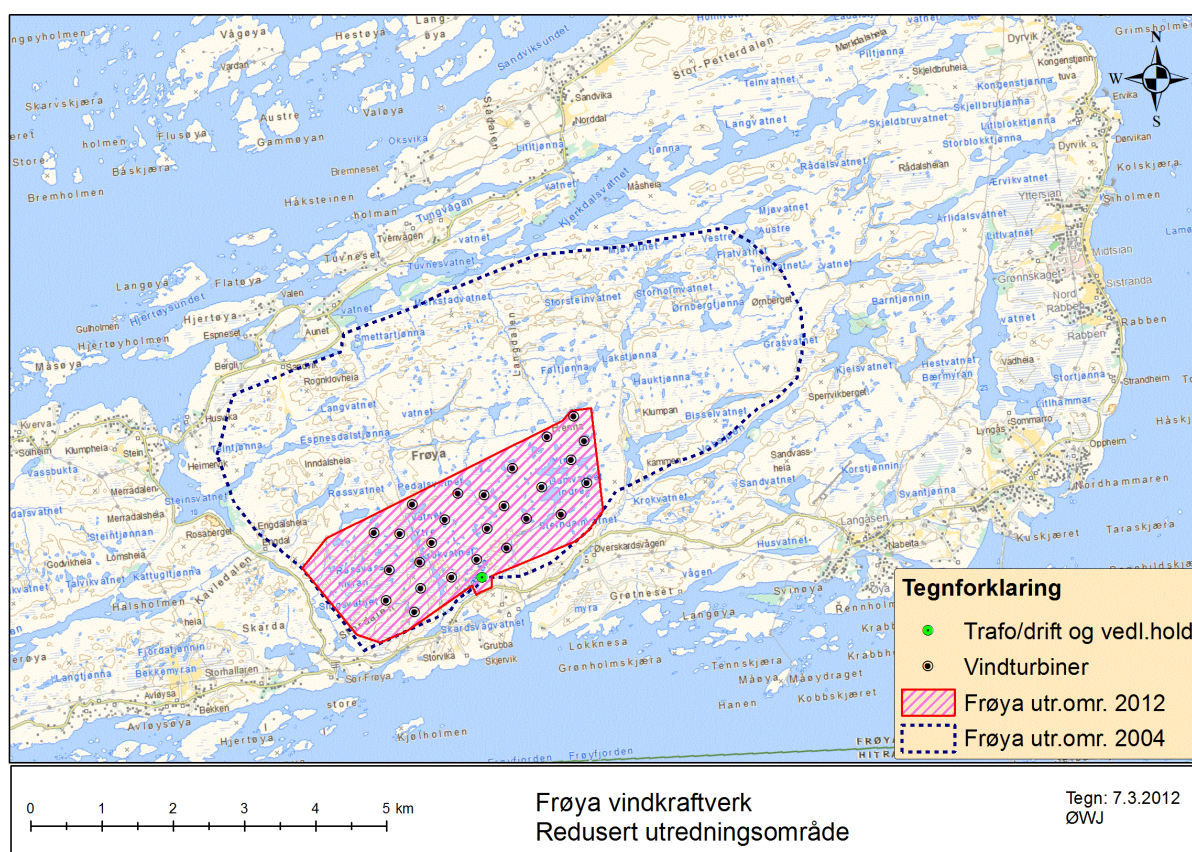
Konsesjonær	Navn: Sarepta Energi AS (kraftverk). <i>[TrønderEnergi Nett for nettilknytningen]</i>	
	Kontaktperson: Ragnhild Remmen Bull	Tlf: 97 42 73 57
Kommune	Frøya	
Fylke	Trøndelag	
Konsesjon	Anleggskonsesjon for Frøya vindkraftverk, datert 3. oktober 2016. NVE ref. 200702919-82.	
Konsesjonens innhold	Frøya vindkraftverk med samlet installert effekt inntil 60 MW. En 22/66 kV transformatorstasjon sentralt i konsesjonsområdet. En ca. 100 m 66 kV kabel til Frøya vindkraftverk, tverrsnitt 400 mm ² . Nødvendig høyspenningsanlegg.	
Tiltakets navn	Frøya vindkraftverk	
Organisasjonsnr.	988 470 937 (Sarepta Energi AS).	
Adresse	Besøksadresse: Klæbuveien 118, 7031 Trondheim	
	Postadresse: Postboks 2959, Sluppen, 7438 Trondheim	
Kontaktinformasjon byggefase	Kontaktperson: Nils Henrik Johnson	Tlf: 91 39 79 76
	Prosjektleder: Lars Jørgen Sivertsen	Tlf: 99 21 73 61
	Byggeleder: Ikke fastsatt	Tlf:
	MTA-koordinator for utbygger: Ikke fastsatt	Tlf:

1.2 Konesjonsvilkår

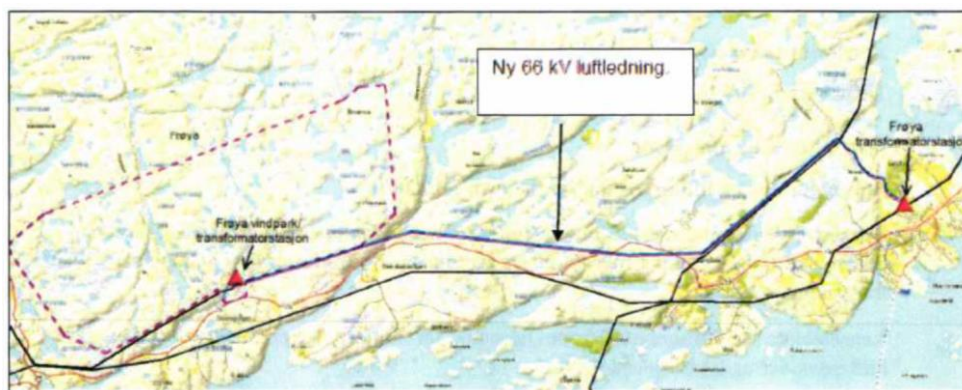
Vilkår	Vilkårets innhold	Merknad
Kart	Vindkraftverket med tilhørende infrastruktur skal i det vesentlige være som vist på kart merket «kart over planområdet» gjengitt i konsesjonen.	Kartet datert 7.3.2012 er gjengitt i Figur 1. Avvik er omtalt i kapittel 3.2 og 4.
1. Konsesjonens varighet	Inntil 25 år fra idriftsettelse men ikke ut over 1.10.2045.	Søkes forlenget til 30 år, jf. vedlegg 10.
2. Idriftsettelse av anlegget	Må være i drift innen 1.10.2020. Melding til systemansvarlig. Dokumentasjon til NVE innen 6 mnd. etter idriftsettelse på at anlegget er bygd iht. konsesjon.	Søkes forlenget til 31.12.2020, jf. vedlegg 10.
3. Nettkapasitet	Nettkapasiteten skal dokumenteres før utbygging. Forholdet til NVEs praktisering av tilknytningsplikten skal beskrives.	Se kapittel 3.10.
4. Bruk av internveier	Internveier skal stenges for allmenn motorisert ferdsel. Bruk skal avklares med lokale myndigheter og grunneiere/rettighetshavere.	Avtaler er inngått. Vegen skal være stengt med bom.
5. Spesifikasjoner for elektriske anlegg	NVE skal framlegges detaljerte spesifikasjoner før anleggsstart.	Framgår i tabell 3.
6. Detaljplan	Endringer i turbinplassering, -størrelse og internveger samt vesentlige endringer ift. konsesjonssøknaden skal framlegges i detaljplan som skal godkjennes av NVE. Detaljplan skal legges til grunn for MTA.	Detaljplan inngår i denne MTA.
7. Hensyn til naturmangfoldet	NVE kan kreve undersøkelser av mulige virkninger for naturmangfoldet i driftsperioden. Miljøforsvarlige teknikker og driftsmetoder skal benyttes for å unngå eller begrense virkninger for naturmangfoldet.	
8. Miljø- og transportplan	Anlegget skal bygges, drives, vedlikeholdes og nedlegges i henhold til MTA utarbeidet iht. NVE-veileder (hovedpunkt gjengitt i vilkåret) godkjent av NVE. Planen skal inneholde en beskrivelse av hvordan landskaps- og miljøforhold skal ivaretas i anleggs- og driftsperioden, herunder hensynet til sårbare hekkelokaliteter for fugl i anleggsperioden. Naturtypelokalitetene Stutvassheia og Røssvassmyran, vegetasjonstypene terrengdekkende myr og reinrosehei og forekomster av brunskjene og engmarihand skal hensyntas. Hensynet til områder med dyrket mark skal også omtales. Anleggsarbeidet kan ikke starte før MTA er godkjent. MTA skal legges til grunn for utforming av kontrakter. Opprydding ferdig senest 2 år etter driftsettelse. NVE forutsetter at Sarepta samarbeider med TEN om MTA for Frøya vindkraftverk med nettilknytning.	Se kap. 6 og 7. Se kap. 7. Se kap. 10. 2 atskilte MTAs, men utarbeides i tett dialog (Sarepta og TEN sitter i samme hus).
9. TV- og radiosignaler	Dersom vindkraftverket gir redusert kvalitet på radio/TV i nærområdet skal tiltak dokumenteres	Norkring v/Terje Nordtorp vurderer vindkraftverket å «i liten

Vilkår	Vilkårets innhold	Merknad
	og forelegges for NVE innen anleggsstart. NVE kan kreve tredjeparts verifikasjon av tiltak.	<i>grad påvirke mottak av våre kringkastingssignaler». Avklart med Norkring at det ikke er påkrevd noen spesielle tiltak/hensyn.</i>
10. Telenett	Det må avklares med Telenor om tiltak for telenett og radiolinjesamband må iverksettes. Dokumenteres og forelegges NVE før anleggsstart. Tredjeparts verifikasjon kan kreves.	Avklart med Telenor v/Torbjørn Tanem: « <i>Telenor har ingen radiolinjer i det aktuelle planområdet som dere behøver å ta hensyn til.</i> »
11. Ising og iskast	Omfanget av ising og iskast og evt. opplegg for varsling skal vurderes og godkjennes av NVE før idriftsettelse. NVE kan stille ekstra krav dersom friluftslivsutøvelsen må begrenses i planområdet.	Det vil bli gjort en ny vurdering av ising og iskast. Sensorer i turbinene vil varsle isingsfare. Det vil bli satt opp nødvendige skilt og etablert rutiner for varsling før idriftsettelse.
12. Fargevalg, design og reklame	Vindturbinene skal være hvite/lys grå og uten firmamerker eller annen reklame, tårn og maskinhus skal ha matt overflate.	Ivaretatt
13. Vindmålinger og produksjonsregistreringer	Skal foretas. Årsrapport til NVE innen 15.2. etterfølgende år.	Ivaretas i driftsfasen.
14. Kart over planområdet	Shape/sosi-fil for endelig planområde skal sendes til NVE før idriftsettelse.	Sendes inn sammen med MTA/detaljplan.
15. Last og dimensjoneringskriterier	Anlegget skal dimensjoneres for å operere sikkert på lokaliteten. Vindmålinger, metoder og beregninger skal dokumenteres. Det skal redegjøres for lynintensitet og beskyttelse mot lynskader. Det skal lages et inspeksjonsprogram for vindkraftverket for å kunne avdekke feil, mangler eller svakheter som kan påvirke sikkerhet over tid. Programmet skal forelegges NVE før anlegget settes i drift.	Ettersendes NVE før idriftsettelse.
16. Automatisk fredete kulturminner	Forholdet til freda kulturminner skal avklares med berørte fagmyndigheter i god tid før anleggsstart. Kml. § 9 skal være avklart/gjennomført før anleggsstart.	Hele konsesjonsområdet er vurdert av fylkeskommunen og Sametinget og klarert.
17. Luftfart	Rapportering og merking av luftfartshinder skal skje iht. gjeldende forskrift.	Skal bli ivaretatt etter vedtak om utbygging.
18. Krav til idriftsettelse	Vindkraftverket skal ikke idriftsettes før 420 kV-kraftledningen fra Snillfjord til Trollheim er idriftsatt.	Statnett idriftsetter i 2019 dvs. dette oppfylles.
19. Atkomstvei	Endelig plassering og utforming av avkjørsel fra fylkesvei 716 skal skje i samråd med Statens vegvesen.	Avkjørselstillatelse er gitt av Statens vegvesen i brev 6.3.2015, saknr. 2015/23956, forutsatt at bygging skjer iht. byggeskisse og andre vilkår fra SVV.
20. Støy-reducerende tiltak	Ingen helårsboliger skal berøres av støynivå over Lden 45 dB.	Ivaretas, se kap. 12.
21. Nedleggelse av	Ved nedleggelse skal anlegget fjernes og området	

Vilkår	Vilkårets innhold	Merknad
anlegget	tilbakeføres til naturlig tilstand så langt det er mulig. Innen utgangen av 12. driftsår skal NVE oversendes et konkret forslag til garantistillelse som sikrer kostnadsdekning for fjerning og tilbakeføring ved utløpet av driftsperioden.	
OED-vilkår jf. klagebehandling 26. august 2013	<p>Det kreves for- og etterundersøkelser av hubro, storlom, smålom, svartand og hønehauk. Undersøkelsene og detaljplanleggingen skal omfatte evt. bruk av hekkeplasser. Påvist hekking i influensområdene skal hensyntas i størst mulig grad i anleggsarbeidet med sikte på å minimere forstyrrelsene.</p> <p>Tilknyttet nettkonsesjonen for ny 66 kV kreves det utredning og tiltak for å redusere elektrokusjonsfaren for hubro på bestående 22 kV kraftledning fra krysset mellom vei 411 og 716.</p>	<p>Forundersøkelser er utført, se kap. 7 Naturmangfold.</p> <p>Håndteres av TEN i separat MTA for nettilknytningen.</p>



Figur 1: Kart tilknyttet konsesjonssøknad og konsesjon for Frøya vindkraftverk.



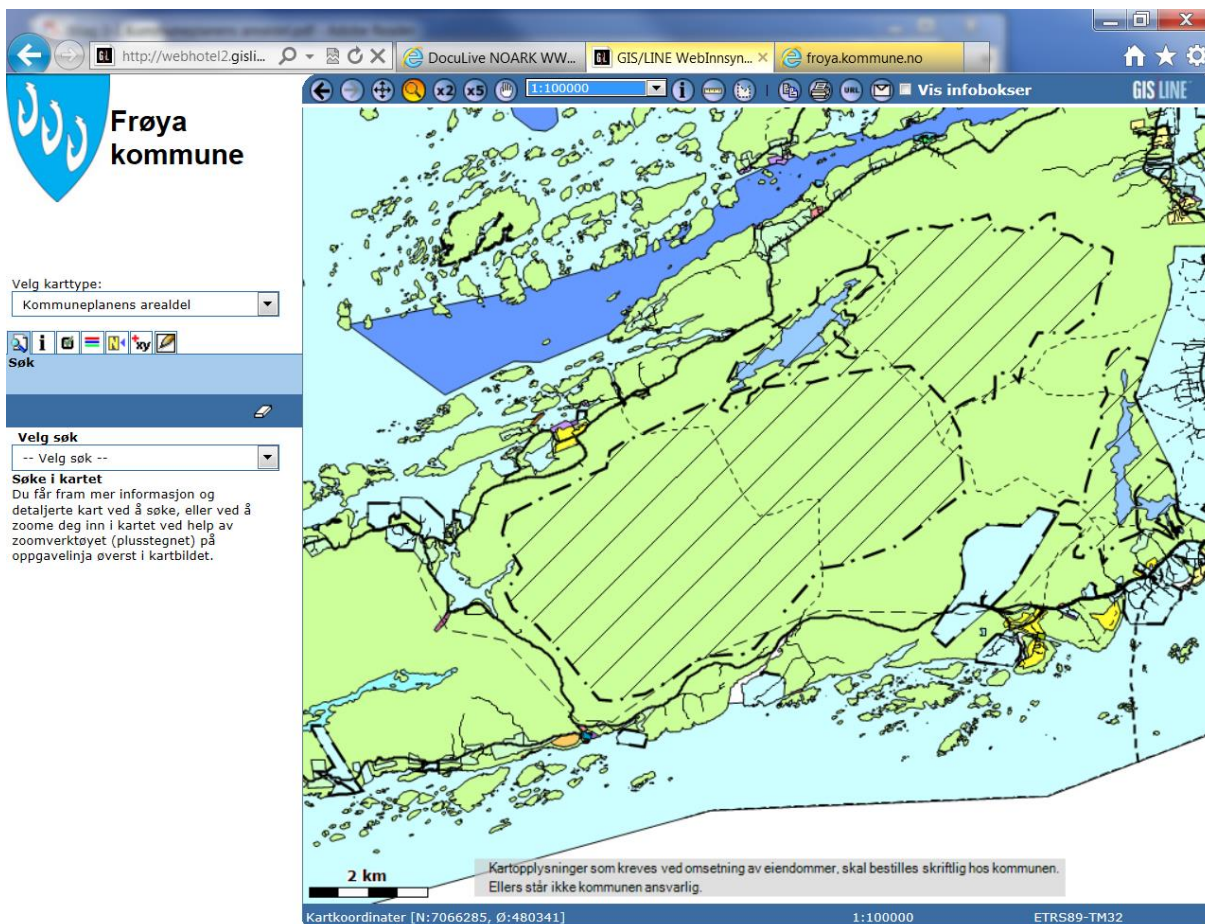
Figur 2: Kart tilknyttet anleggskonsesjon for 66 kV nettilknytning Frøya vindkraftverk. Konsesjonen innebærer en spenningsoppgradering av eksisterende 22 kV kraftledning.

1.3 Status for andre planer og tillatelser

Lowverk, krav, avtaler	Grensesnitt	Avklaring
Plan- og bygningsloven	<p>Fylkesdelplan vindkraft Sør-Trøndelag, vedtatt 16.12.2008.</p> <p>I fylkesdelplan anbefales det at vindkraft på land konsentreres til indre kystheier i Snillfjordområdet og området Bjugn/Åfjord til Osen.</p> <p>Gjeldende plan i konsesjonsområdet er Frøya kommunes kommuneplan fra 25. mai 2011, vedtatt etter ny plan- og bygningslov (pbl2008). Konsesjonsområdet er utlagt til LNF uten bestemmelser om spredt utbygging. Et stort areal sentralt på øya som omfatter så å si hele konsesjonsområdet samt betraktelig større arealer som ble vurdert for vindkraftutbygging er også gitt hensynssone framtidig vindmøllepark. «Tiltak innenfor denne sonen skal ikke være til hinder for framtidig bygging av vindmøller. Hensynssonen gjelder fram til konsesjonsbehandlingen er avgjort. Dersom konsesjon blir gitt, vil hensynssonen måtte erstattes av reguleringsplan for tiltaket. Dersom konsesjon ikke blir gitt, opphører hensynssonen og planformål i plankartet blir gjeldende.»</p> <p>Frøya kommune har igangsatt rullering av arealdelen i 2017.</p>	<p>Frøya vindkraftverk er i tråd med fylkesdelplanen.</p> <p>Frøya er nevnt som et mulig unntak fra dette siden prosjektet lå til konsesjonsbehandling før fylkesdelplanen ble vedtatt.</p> <p>Etter søknad fra Sarepta Energi ga Frøya kommune i brev 7.4.2016 dispensasjon fra arealdelen for konsesjonsområdet. Utbyggingen er dermed brakt i tråd med hele plan- og bygningsloven.</p>
Kulturminneloven	<p>Undersøkelsesplikten iht. kulturminneloven §9.</p> <p>Samiske kulturminner</p>	<p>Oppfylt, jf. brev fra Sametinget og Sør-Trøndelag fylkeskommune. Det er ett automatisk fredet kulturminne i konsesjonsområdet. Se nærmere omtale i kapittel 9 Kulturminner og kulturmiljø.</p>
Naturmangfoldloven	<p>Verneområder, prioriterte arter og utvalgte naturtyper, forekomst av rødlistearter.</p>	<p>Konsesjonsområdet og nettilknytningen berører ikke områder vernet etter naturmangfoldloven (nml.). Det er ingen områder for prioriterte arter (nml. § 23) eller utvalgte naturtyper (nml. § 52) i nærheten. Se nærmere omtale i kapittel</p>

Lovverk, krav, avtaler	Grensesnitt	Avklaring
Forurensningsloven	<p>Forurensning: Forurensning i forbindelse med etablering og drift av Frøya vindkraftverk kan skje fra f.eks. anleggskjøretøyer, drivstoff-tanker, kjemikaliebruk/vasking, oljetransport til transformator og turbiner, eller ved havari av transformator eller turbiner.</p> <p>Støy: Fra 2018-versjon av veileder til støyretningslinjen (s. 205): <i>Støy fra vindkraftverk krever normalt ikke behandling av Fylkesmannen i medhold av forurensningsloven, ettersom dette behandles av NVE i deres konsesjonsbehandling etter energiloven, med utgangspunkt i retningslinjen.</i></p>	<p>8 Naturmangfold.</p> <p>Det vil bli innhentet tillatelse fra kommunen for håndteringen av gråvann og svartvann fra anleggsrigg og servicebygg. Tiltaket krever ellers ikke særskilte tillatelser etter forurensningsloven. Se kapittel 12.5.1 Avfall og forurensning for nærmere omtale.</p> <p>Se kap. 12 Støy og skyggekast for nærmere omtale av støy og støytiltak.</p> <p>NVE håndterer forhold knyttet til støy overfor Fylkesmannen.</p>
Havne- og farvannsloven	Etablert kommunalt kaianlegg vil benyttes for ilandføring.	Ingen behandling/tillatelser etter havne- og farvannsloven er nødvendig.
Veglova	<p>Det skal etableres en ny avkjørsel fra fylkesvei 716 Sørfrøyveien i området Midter Nesadalen.</p> <p>Det kan være nødvendig med utbedringer på eksisterende offentlig veinett.</p>	<p>Det er innhentet nødvendige tillatelser fra Statens vegvesen for avkjøring fra fv. 716.</p> <p>Tillatelse til utbedring av eventuelle kritiske punkter langs eksisterende veier innhentes ved behov fra berørte myndigheter.</p>
Motorferdselloven	Kraftverk og kraftlinjer regnes som «offentlige anlegg» etter motorferdsellovens § 4 første ledd bokstav e, uavhengig av hvem som bygger dem. Bruk av motorkjøretøy på barmark og snøføre samt bruk av luftfartøy (helikopter) er etter nevnte bestemmelse tillatt uten særskilt tillatelse for nødvendig transport i forbindelse med anlegg og drift.	<p>Miljødirektoratet har uttalt at den direkte hjemmelen gjelder fra MTA (energilov-konsesjoner) eller detaljplan miljø og landskap (vassdragskonsesjoner) er godkjent av NVE.</p> <p>NVE åpner for enkeltgodkjenning av tiltak forut for komplett MTA, som for anleggstiltak også utløser den direkte hjemmelen til motorferdsel.</p>
Forskrift om rapportering, registrering og merking av luftfartshinder	<p>Kravet om rapportering omfatter utenfor tettbygd strøk alle konstruksjoner med en høyde over bakken eller vannet på 15 meter eller mer. I tettbygd strøk omfattes en høyde på 30 m eller mer. Alle luftfartshinder skal rapporteres til Kartverket, som fører Nasjonalt register over luftfartshindre (NRL), senest 30 dager før oppføringen starter.</p> <p>Kravet om merking omfatter permanente konstruksjoner med en høyde på 60 m eller mer, for luftledninger begrenset til luftspenn der over 100 m sammenhengende lengde er over slik høyde.</p> <p>§ 10: (1) Vindturbiner skal merkes med farge og hinderlys. Hver merkepliktig vindturbin skal ha to hinderlys, plassert på toppen av nacellen.</p> <p>(2) For vindturbiner som utgjør en vindpark, kan Luftfartstilsynet godkjenne at kun vindturbinene som utgjør vindparkens</p>	<p>For Frøya vindkraftverk vil turbiner og vindmålemast utløse krav om innrapportering til Kartverket.</p> <p>Dette gjøres så snart detaljprosjektering er ferdigstilt.</p> <p>Turbiner og vindmålemaster vil bli lysmerket i henhold til forskriftens krav, etter nærmere dialog med Luftfartstilsynet.</p>

Lovverk, krav, avtaler	Grensesnitt	Avklaring
	perimeter merkes, dersom den individuelle avstanden mellom merkede vindturbiner ikke er større enn at hensynet til flysikkerheten ivaretas. Luftfartstilsynet kan fastsette at også sentrum eller høyeste vindturbin i vindparken skal merkes. Dersom det benyttes blinkende hinderlys i en vindpark skal disse blinke samtidig.	
Straffelov, matrikkel- lov	Grensemerker er iht. straffeloven og matrikelloven beskyttet mot skade.	Dersom anleggsdeler medfører at grensevarder e.l. må flyttes permanent eller midlertidig, skal dette skje i samråd med kommunen som matrikkelmyndighet.
Drikkevanns- forskriften	Det er iht. forskriften § 4 forbudt å forurense drikkevann.	Se nærmere omtale i kapittel 11.
Grunneiere og rettighetshavere	Rettigheter knyttet til opparbeiding og bruk av arealer, permanente og midlertidige.	Det er inngått minnelig avtale med alle grunneiere berørt av vindkraftverket.
Andre hensyn	Det er ingen verna vassdrag på Frøya. Vindkraftverket vil redusere et inngrepsfritt naturområde (INON) 1-3 km fra inngrep på Frøya. Dette er en utløper fra øyas største inngrepsfrie areal som ligger øst for Stutvassdalen og utbyggingsområdet. Andre kraftledninger. Vannledning langs fylkesveien.	Ingen tiltak aktuelle Må hensyntas i detaljprosjektering



Figur 3: Kommuneplanens arealdel Frøya kommune.

1.4 Framdriftsplan

Tabell 1. Framdriftsplan.

Aktivitet	Tidspunkt
Kontrahering	Q4 2018
Oppstart bygging av atkomstvei	Q1 2019
Mobilisering på site for bygging av internveier, turbinfundamenter, kabelanlegg og bygninger	Q2 2019
Turbinmontasje	Q2 2020
Permanent nettilknytning	Q2 2020
Idriftsettelse vindturbiner	Q4 2020
Opprydding og istandsetting av anleggsområder ferdig	Q4 2020

2 Planprosess

2.1 Medvirkning og konsultasjoner

Tabell 2. Dokumentasjon av planprosess, jamfør krav om involvering.

Hvem	Type (møte, skriftlig dokumentasjon)	Dato
Frøya kommune	Møte formannskap og administrativt	24.4.2018
	Møte administrativt	27.6.2018
	Skypemøte	12.9.2018
	Div. epost-korrespondanse	2018
Grunneiere	Kontakt gjennomført via advokat, planlegges også et åpent orienteringsmøte med alle grunneiere senere i høst	Q4 2018

3 Beskrivelse av tiltaket og arealbruk

3.1 Lokalisering og eksisterende situasjon



Figur 4: Lokalisering av Frøya vindkraftverk med nettilknytning.

3.2 Nøkkeltall

Tabell 3. Grunnlagsdata for anlegget.

Komponent	Konsesjonsgitt utbyggingsløsning 2012	Endelig utbyggingsløsning
Totalt installert effekt	60 MW	58,8 MW
Antall turbiner	26 (eksempelutlegg)	14
Installert effekt pr turbin		4,2 MW
Turbintype	Ikke angitt	Vestas V136
Kildestøynivå	Ikke angitt	103,9 dB(A)
Navhøyde	Ikke angitt	112 m
Rotordiameter	Ikke angitt	136 m
Lengde internveinett	Ikke angitt	10,5 km
Bredde internveinett	Ikke angitt	5 m med full bæreevne
Lengde atkomstvei	Ikke angitt	150-200 m
Bredde atkomstvei	Ikke angitt	5 m med full bæreevne
Lengde internt nett/kabelgrøft	Ikke angitt	10,5 km
Spenningsnivå internt nett	22 kV	22 kV
Spenningsnivå eksternt nett	66 kV	66 kV
Spenningsnivå og effekt i transformatorstasjon	22/66 kV, effekt ikke angitt	22/66 kV, 65 MVA
Andre høyspennings-apparatanlegg	Nødvendig høyspennings apparatanlegg	66 kV innendørs apparat- og kontrollanlegg

Tabell 4. Tema det blir søkt endring for.

Endring	Begrunnelse og utdypende opplysninger
Endret turbinutlegg	Større men færre turbiner medfører et annet utlegg innenfor vindkraftverket enn tidligere eksempelutlegg. Det småkuperte terrenget medfører også justerte turbinplasseringer på de enkelte høyder for å innpasse oppstillingsplassen best mulig til terrenget.
Endret internveinett	Endret turbinutlegg medfører endret veiutlegg. Veiføringen må også tilpasses terreng/vannforekomster og tekniske krav best mulig.
Justering av konsesjonsgrense pga. sveip	Turbinene 2 og 7 vil sveipe noe utenfor konsesjonsområdet. Konsesjonsgrensa ønskes justert med ekstra knekkpunkt slik at sveiparealene havner innenfor. Dette vil ikke berøre nye eiendommer eller miljøverdier.
Forlengelse av konsesjonsperiode	Det søkes forlengelse av konsesjonsperioden med 5 år til totalt 30 år fra idriftsettelsestidspunkt. Søknad i eget vedlegg.
Forlenget frist for idriftsettelse	Det søkes forlenget frist for idriftsettelse fra 1.10.2020 til 31.12.2020 for å sikre noe fleksibilitet i utbyggingsplanen. Søknad i eget vedlegg.

3.3 Flom- og skredfare

De konsesjonsgitte anleggene tilknyttet Frøya vindkraftverk er ikke formelt omfattet av krav til kartlegging av naturfarer i byggteknisk forskrift. Slike farer er likevel viktige å vurdere også for vindkraftverk, spesielt ved plassering og utforming av byggverk.

Det er iht. NVEs karttjenester for flom- og skredfare ingen risikoområder for flom eller skred i konsesjonsområdet eller i umiddelbar nærhet til nettilknytningen. Det er angitt to risikoområder for steinsprang like nord og sør for fylkesvei 716 ca. 1,3 km før avkjøringen til vindkraftverket.

3.4 Veier

3.4.1 Tiltak på offentlig vei

Fra kaia i Nordhammarvika vil utstyr transporteres langs fylkesvei 716 til avkjøring til vindkraftverket. Mindre anleggsdeler og maskiner vil ankomme gjennom sjøtunnelen og inn på samme fylkesvei.

I hovedsak har fylkesveien tilfredsstillende framkommelighet. Det vil være behov for midlertidige tiltak som følger:

- Krysset opp fra Nordhammervika kai: Fjerning av skilt/lysstolper.
- Rundkjøringa ved tunnelen: Fjerning av skilt, breddeutvidelse.
- Nabeita skole: Utjevning av fartsdumper.

Fylkesveien er nylig lagt nord for bygda Flatval for å bedre trafikksikkerheten i området. Dette vil forenkle turbintransporten vesentlig.



Figur 5: Krysset fra Nordhammervika kai, rundkjøringa ved tunnelen, fartsdumper ved Nabeita skole.

3.4.2 Atkomstvei til Frøya vindkraftverk

Atkomstveien fra fylkesvei 716 til transformator- og servicebygg i Frøya vindkraftverk vil være svært kort (under 200 m) og gå i småknauset terrenget.



Figur 6: Trafo- og servicebyggtomt. Atkomstveien vil gå opp fra fylkesveien som ses i høyre kant, til høyre for høyspentmasta. Knausen med høyspentmasta på vil i stor grad skjule tomta fra veien. Nettilknytning skjer ved kabel mot denne masta.

3.4.3 Internveier

Veinettet i vindkraftverket vil få en samlet lengde inklusive stikkveier til turbinene på ca. 10,5 km. Veienes kjørebredde blir 5 meter med full bæreevne, med noe breddeutvidelse i krappe svinger og kryss. Total trasébredde (vei med skulder og grøfter) vil normalt være omkring 10 m. Dette inkluderer ikke eventuelle skjæringer og fyllinger. Denne bredden er nødvendig både i bygge- og driftsperioden grunnet store transporter ved montasje av turbinene i byggefasen, og mulige utskiftninger av vindturbinenes komponenter i driftsperioden. Møteplasser skal etableres med ca. 0,5 km avstand. Det skal være fri sikt fra en møteplass til den neste. Veiene skal dimensjoneres for aktuell last i anleggsfasen.

Veiene vil bli lagt så skånsomt som mulig i terrenget. Konesjonsområdet er en mosaikk av grunnlendt/nakent berg omkranset av myr og et stort antall småtjønner og vatn. Det er både teknisk og miljømessig ønskelig å legge veinettet i størst mulig grad utenom myrer og vatn. Veiene bygges opp av sprengt eller stedegen stein og avrettes med knust masse. Skjæringer vil i størst mulig grad bli flatet ut, og fyllinger vil i den grad dette er naturlig bli dekket med stedlige løsmasser (jord og torv) og naturlig revegetert.

3.5 Bruk av veinettet

Internveinettet skal iht. konsesjonsvilkår nr. 4 være stengt for allmenn motorisert ferdsel. Tillatt bruk skal avklares med lokale myndigheter og grunneiere/rettighetshavere. Det vil bli montert en permanent bom mellom fylkesveien og trafo-/servicebygg.

3.5.1 Anleggsfase

Atkomstveien skal så snart som praktisk mulig etter anleggsstart stenges med bom. Bommen skal være stengt etter arbeidstidas slutt. Dette av sikkerhetsmessige årsaker. Tilgang til anlegget i

anleggsfasen reguleres av Utbygger i samarbeid med Entreprenør. Entreprenøren vil ha ansvaret for adgangskontroll.

3.5.2 Driftsfase

Anlegget skal i utgangspunktet være stengt for motorisert ferdsel ved at det etableres en bom i tilknytning til atkomstveien. Atkomst til vindkraftanlegget via atkomstveien vil bli regulert gjennom en avtale mellom Utbygger, kommunen og grunneiere.

Det vises forøvrig til grunneieravtalen som sier at atkomstveiene skal holdes stengt med låst bom i driftsfasen, og at grunneierne skal gis nøkkel til bommen.

Avkjøringen fra fylkesveien vil pga. transportenes lengde måtte bli svært bred i anleggsfasen. Dette framgår ikke på detaljplankartet i vedlegg, da krysset i skrivende stund ikke er ferdig detaljprosjektert. I driftsfasen vil krysset bli omformet til å tilfredsstillende Statens vegvesens krav om tilnærmet vinkelrett avkjørsel, omtrent slik det nå framgår på detaljplankartet. Det vil da kunne bli aktuelt å benytte østre deler av avkjøringen som parkeringsplass for allmennheten. En evt. slik løsning vil bli avklart i den videre dialogen med NVE.

3.6 Turbiner

Det skal installeres 14 vindturbiner med en nominell effekt på 4,2 MW, totalt 58,8 MW. I hver vindturbin er det installert en transformator som hever spenningen fra maskinspenning til 22 kV. Transformatorene er tørrisolert, og blir plassert oppe i maskinhuset i den enkelte vindturbin. I hver vindturbin vil det også være installert nødvendig bryterutrustning.

3.7 Oppstillingsplasser og fundamenter

Vindturbinene blir satt sammen ved hvert montasjested ved bruk av mobile kraner. Ved hver vindturbin blir det opparbeidet oppstillingsplasser for kraner til bruk under montasjearbeidet. Det opparbeides et flatt gruslagt areal på 1,5-2,0 dekar ved hver vindturbin. Arealets størrelse og avgrensning vil tilpasses topografien på stedet. Endelig plassering og utforming av montasjeplassene blir gjort i samarbeid med vindturbinleverandør og landskapsarkitekt. Plassering og omfang skal optimaliseres med sikte på å minimere inngrep.

Det skal ikke etableres vingelager (bladefingers) ved den enkelte turbin. Dette medfører mindre terrenginngrep ved turbinene. Nordhammervika kai skal brukes til mellomlager og ferdigstilling. Dette reduserer behovet for opparbeidelse av mellomlager i selve planområdet.

Fundamentene til vindturbinene vil hovedsakelig bli utført som fjellfundamenter med forankring i fjellet ved hjelp av forspente strekkstag, eller alternativt som gravitasjonsfundamenter (betongfundamenter) dersom fjellkvaliteten ikke er god nok for fjellfundamenter. Endelige fundamentløsninger vil bli bestemt etter at det er foretatt grunnundersøkelser på hver enkelt turbinposisjon. Fundamentene vil bli konstruert/dimensjonert i samarbeid med vindturbinleverandøren. Fundamentene vil bli liggende under endelig terrengnivå slik at de ikke er synlige når anlegget er ferdig.

3.8 Massetak

Det skal tilstrebes massebalanse ved utbyggingen av Frøya vindkraftverk, men erfaringsmessig trengs det en god del masser i tillegg for oppbygging av veikropp og plasser samt knusing til ulike

toppfraksjoner. Plassering av massetak framgår av detaljplankart i vedlegg. Plasseringene er valgt med vekt på tilgjengelighet og landskapstilpasning.

3.9 Transformatorstasjon og kabler

I tilknytning til vindkraftverket skal det oppføres en transformatorstasjon med 1 transformator, apparatanlegg, bryteranlegg og øvrige tekniske installasjoner. Tomt for transformatorstasjon og servicebygg framgår på detaljplankart, tegninger med plan og snitt i vedlegg.

Transformatorstasjonen i vindkraftverket består av:

- Mellomspennings bryteranlegg for kabelradialene (22 kV)
- Mellomspennings kontrollanlegg
- Transformator (22/66 kV)
- Høyspennings apparatanlegg for linjetilknytning (66 kV)
- Høyspennings kontrollanlegg
- Stasjonsanlegg/hjelpeanlegg (dieselgenerator, lavspenningsinstallasjon for lys, varme, ventilasjon mv., batterianlegg, SCADA osv.)

Transformatorstasjonen blir bygget med utendørs apparatanlegg. Stasjonsbygget vil bli i et bygg på betongfundament og av prefabrikkerte elementer av betong eller stål med stående bordkledning. Grunnflata blir på 23,7 x 13,3 meter pluss et innbygd trappehus. Transformatorene vil stå i betongsjaker med konvensjonell oljegrop og anlegg for oljeutskilling. Det vil bli lagt vekt på å stedstilpasse leverandørens standardløsninger. Ved valg av materialer og utforming av bygget vil det bli lagt vekt på å få til et godt samspill med omgivelsene. Plasseringen av transformatorstasjonen vil bli tilpasset terrenget på stedet.

Vindturbinene sammenkobles ved bruk av kabelradialer. Driftsspenning for det interne kabelnettet vil være 22 kV. Internt kabelnett i form av jordkabler og signalkabel (optisk fiber) blir forlagt i veikropp/veigrøft i henhold til gjeldende standarder og forskrift om elektriske forsyningsanlegg.

Der kabelnettet ikke går helt inn til turbinen, vil det bli plassert kabelskap der stikkveien tar av fra hovedinternveinettet. Skapene vil bli søkt plassert i terrenget på en måte som minimerer den visuelle tilstedeværelsen. Fiber vil bli koblet i egne skap eller kum.

3.10 Nettilknytning

Sarepta har inngått avtale om nettilknytning med TrønderEnergi Nett. En bekreftelse fra områdekonsesjonær om at det er kapasitet til å ta inn produksjonen i nettet mangler foreløpig, da TEN venter på svar fra Statnett. Bekreftelse vil bli ettersendt NVE så snart den foreligger.

Nettilknytningen til Frøya vindkraftverk er en spenningsoppgradering fra 22 til 66 kV av en eksisterende, forholdsvis ny kraftlinje mellom vindkraftverket og Frøya transformatorstasjon. Det siste stykket fra nærmeste mast til Frøya transformatorstasjon skal gå i jordkabel. Se konsesjonskart for nettkonsesjonen i Figur 2 og bildet i Figur 6.

3.11 Servicebygg

Servicebygget vil bli samlokalisert med transformatorstasjonen ved inngangen til vindkraftverket. Plasseringen framgår på detaljplankart i vedlegg. Servicebygget vil ha en grunnflate på 37,85 x 10,70 meter. Målsatte plan- og snittegninger samt fasade for servicebygget framgår i vedlegg.. Servicebygget vil bli tilknyttet kommunal vannledning. Det blir lukket avløpstank.

3.12 Tomt for trafo, servicebygg og rigg

Det vil bli etablert et samlet, permanent areal for plassering av servicebygg, transformatorstasjon, anleggsrigg, utelagring, parkering i anlegg og drift mv. Totalt areal vil bli ca. 7200 m². Utforming og plassering framgår på detaljplankartet.

3.13 Meteorologimast

Det skal settes opp permanent målemast i konsesjonsområdet. Det skal også settes opp midlertidige målemaster på noen turbinpunkter før turbinene settes opp. Dette vil foregå i perioden Q1 2019 og fram til turbinmontasje. Plassering skjer i samråd med turbinleverandør og vil bli avklart senere.

3.14 Kaianlegg

Den kommunale kaia i Nordhammarvika vil bli benyttet for ilandføring av turbindeler. Tilknyttet kaia er det romslige arealer for mellomlagring, noe som muliggjør minimalt med mellomlagrings- og bladefingers-areal vindkraftverket. Kaiområdet i Nordhammarvika er regulert av og disponeres av Frøya kommune. Frøya vindkraftverk medfører ingen særskilte anleggstiltak for kaianlegget.



Figur 7: Nordhammervika kai med tilknyttet område for industri.

4 Endrete virkninger for miljø og samfunn

Dette kapitlet beskriver endrete virkninger mellom konsesjonsgitt (jf. figur 1) og endelig utbyggingsløsning, slik sistnevnte framgår i kapittel 3 og på detaljplankart i vedlegg.

4.1 Endret turbinutlegg og derav endret internveinett

Konsesjonsgitt utlegg viste 26 stk. 2,3 MW turbiner (totalt 59,8 MW) spredt rundt i konsesjonsområdet. Lengde på internveinettet var ca. 14,7 km. Endelig utlegg omfatter 14 stk. 4,2 MW turbiner (totalt 58,8 MW), ingen nær konsesjonsområdets sørside. Lengde på endelig internveinett er knapt 10,5 km. En typisk turbin i konsesjonsgitt utlegg ville ha en navhøyde/tipphøyde på 84/135 meter, mens endelig valgt turbin er 112/180 meter høy.

- Selv om den enkelte turbin i endelig utbyggingsløsning vil være synlig over noe større avstander, vil reduksjonen i antall turbiner gi et mindre massivt og roligere inntrykk av vindkraftverket i drift. Mindre vei bidrar til dette. Med en totalhøyde godt over 150 meter vil man komme over i et strengere lysmerkingsregime. Det vil i mørketida bli like mange, evt. noen færre, lysmerkete turbiner, men med et kraftigere og høyere montert lys, dvs. en markert økt synlighet i mørke. Landskapsmessig vurderes endringen som noe positiv i dagslys, noe negativ i mørke.
- Endringen i turbinantall og -størrelse gir i sum et økt sveipareal eller «fangstareal» for fugl fra de roterende bladene, som vil ha nedre høyde marginalt høyere over bakken. Nærmeste turbin kommer noe nærmere nærmeste kjente reirplass for hubro. Færre km internvei samt færre turbiner gjør at de mest verdifulle naturtypene i konsesjonsområdet, særlig i øst, blir mindre berørt i endelig enn i tidligere utlegg. Miljømessig vurderes endringene som noe negativt for fugl, noe positivt for planteliv/naturtyper.
- Endret utlegg gir noenlunde samme installert effekt, men en noe høyere forventet produksjon. De nye turbinene gir mindre støy og er plassert lengre unna bebyggelse for å ivareta støykrav. Turbinutlegget på kartet tilknyttet konsesjonen var urealistisk for å kunne ivareta støykravet i endelig konsesjon. Endelig utlegg er altså bedre, men gitt denne forutsetningen i konsesjonen vurderes endelig utlegg å gi uendrete samfunnsmessige konsekvenser.

4.2 Justert konsesjonsgrense

Tilpasninger til terrenget gjør at turbinene 2 og 7 vil sveipe noe utenfor konsesjonsområdet, hhv. i underkant av 29 og 40 meter. Ingen anleggsdeler vil gå utenfor dagens grense. Det vurderes ut ifra terrengformene som en bedre løsning å utvide konsesjonsområdet noe enn å flytte turbin og oppstillingsplass innover.

Endringen vil ikke berøre nye eiendommer eller miljøverdier. Den ene turbinen er den turbinen i parken som ligger nærmest til et hubroreir, og minimumsavstanden til dette reiret blir dermed noe redusert med å legge turbinen såpass inntil konsesjonsgrensa. Avstanden er fortsatt godt over alminnelig brukt forstyrrelsesavstand til hubro, og vilkår knyttet til hubro i andre konsesjoner.

4.3 Forlengelse av konsesjonsperiode

En utvidet konsesjonsperiode vil medføre lengre tids produksjon og dermed positive samfunnsvirkninger, uten ytterligere inngrep. Det vises ellers til særskilt søknad i vedlegg.

4.4 Forlenget frist for idriftsettelse

En evt. forlenget anleggsvirksomhet okt.-des. 2020 vil skje på en lite sårbar årstid. En slik liten og ha liten negativ betyding.

5 Transport

5.1 Koordinering

Transportarbeidet ved tilkjøring av materiell og bygging av vindkraftverket vil under anleggsperioden være omfattende, både utenfor og innenfor konsesjonsområdet. Transportveien fra kai er bare litt over 10 km, men passerer øyas trafikknutepunkt ved fastlandstunnelen og en skole. Transportarbeidet må planlegges slik at sikkerhet og lokalsamfunnets transportbehov blir godt ivaretatt. Det er bl.a. en omfattende laksetransport fra lakseslakteri på Frøya og til markedene med trailere. God dialog med berørte parter og gode rutiner for varsling vil være nødvendig for en best mulig trafikkavvikling.

Anleggstrafikken vil bli koordinert med følgende interessenter:

- veimyndighetene (vegvesen, fylkeskommune, kommune)
- kommunen
- politiet
- lokale transportaktører, spesielt laksenæringen

5.2 Transportplaner

Det vil bli utarbeidet egne transportplaner for de største leveransene, dvs. for vindturbinene og for transformator. De øvrige transportene vil bli håndtert gjennom plan/-er utarbeidet av Entreprenør, og godkjent av Utbygger.

Mellomlagring ved kai håndteres i avtale med kommunen, se omtale i kapittel 3.

Transportplaner skal på forespørsel kunne forevises for NVE.

5.2.1 Transport av turbiner

Turbinleverandør er ansvarlig for å utarbeide transportplan og skal oversende denne til utbygger til godkjenning.

Vindturbinene transporteres med båt fra leverandør til dypvannskaia i Nordhammervika. Turbinkomponentene vil deretter bli mellomlagret på arealene innenfor kaia. Fra mellomlager vil turbindelene bli fraktet direkte til turbinplass for montering. En regner med ca. 10 transporter pr vindturbin. Lengste transport (trekkvogn + blad) forventes å bli over 70 m (maksimalt 72 m). Tilsvarende vil tyngste turbintransport (nacelle + kjøretøy) utgjøre ca. 200 tonn.

Frakt av turbinmoduler, og spesielt nacelle/tårn, krever en frihøyde på opptil 5,5 m, noe avhengig av transportmetode (type kjøretøy).

Turbinleverandør er ansvarlig for all transport av turbiner og utstyr fra fabrikk til montasje av turbinene, dette inkluderer da også lossing og mellomlagring. Turbinleverandøren skal sørge for at transport og lossing foregår så skånsomt som mulig for å hindre unødig skade og slitasje på veier og nærmiljø.

Transporten av turbiner vil medføre ulemper for innbyggerne i form av veistenging, bred last og saktegående trafikk. Det vil etterstribes at ulempene skal reduseres til et minimum, gjennom valg av tidspunkt for transport og samarbeid med lokalt politi.

5.2.2 Transport av transformator

En 22/66 kV transformator for Frøya vindkraftverk med transportvekt (uten olje) på 56,6 tonn skal transporteres inn i vindkraftverket med bil fra Sverige. 13,6 tonn olje transporteres deretter inn med tankbiler.

Trafoleverandør er ansvarlig for å levere transportplan til utbygger. Planen skal omfatte både transport av selve trafoen og transport av olje. De samme forutsetninger som for transport av turbiner vil være gjeldende.

5.3 Oppfølging og tiltak anleggsfase

Tabell 5: Tiltak transport.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Utarbeidelse av transportplan turbinleveranser, avklaring veimyndighet, tillatelser, eventuell politieskorte.	Turbinleverandør	I god tid før levering av turbindeler
Vurdere behov for midlertidige utbedringer på transportstrekning, gjennomføring av disse.	Utbygger	I god tid før levering av turbindeler
Utarbeidelse av transportplan transformator, avklaring mot veimyndighet, behov for midlertidige utbedringer, tillatelser.	Transformatorleverandør	I god tid før levering
Godkjenning av transportplaner	Utbygger	I god tid før transportarbeidene
Adgangskontroll anleggsfasen	Entreprenør	Fra anleggsstart, løpende
Koordinering vs veimyndighet, kommune, lokale transportører m.fl.	Leverandør	I god tid før transportarbeidene
Varsling og pro-aktiv informasjon	Utbygger/Entreprenør	I god tid før transportarbeidene

6 Terrenginngrep og istandsetting

De terrenginngrep som følger av anlegget er beskrevet i kapittel 3. Hvordan anleggene skal tilpasses landskapet framgår av en egen håndbok «Terrenginngrep og landskapstilpasning for Frøya vindkraftverk» (vedlegg 2).

6.1 Plan- og prosjekteringsfase

Planlegging og prosjektering bør skje med deltakelse av landskapsarkitekt. Dette med sikte på å oppnå en best mulig landskapstilpasning av inngrepene. Håndboka skal være et verktøy for planmedarbeiderne for å søke landskapsmessig optimale løsninger for utformingen, ved å gjøre valg som samsvarer med intensjonene i håndboka.

6.2 Veiledning i byggefase

Byggeleder, entreprenør og arbeiderne på anlegget plikter å gjøre seg kjent med innholdet i MTA og håndboka, med en målsetning om at de som arbeider på anlegget skal få et eierskap til planene og motiveres til å utføre jobben slik at inngrep minimeres og anlegget får en best mulig landskapstilpasning. Før byggestart skal det gjennomføres kurs for byggeleder og entreprenør inklusive maskinførere.

Håndboka skal alltid være for hånden hos byggeleder og tilgjengelig på alle byggemøter, og skal følges om det oppstår spørsmål om utførelse gjeldende terrengbehandling.

Utbygger skal avholde kurs for relevant personell hos Entreprenør der det redegjøres for de sentrale prinsippene i MTA og håndboken.

6.3 Styringsdokument i byggefase

Håndboka er et overordnet styringsdokument. Dersom man ønsker å fravike retningslinjer gitt i håndboka, skal dette behandles som annen avviksrapportering. Ved avviksbehandlingen skal miljøansvarlig rådspørres. Tiltakshaver eller tiltakshavers representant er ansvarlig for at det gis tid nok til å behandle slike avvik på en tilfredsstillende måte.

Utbygger skal ha en MTA-koordinator tilknyttet prosjektet gjennom hele byggefasen. Landskap og miljøhensyn skal være en standardpost på alle byggemøter for å opprettholde bevisstheten rundt dette temaet. Utbyggers MTA-koordinator deltar på byggemøter, skal rutinemessig få tilsendt alle byggemøtereferater, og skal ha løpende kontakt med Entreprenør.

Under anleggsarbeidet vil det kunne komme opp forslag til forbedrete alternativer til de løsninger som er planlagt. Det vil bli etablert rutiner som skal sikre at forslag til planendringer som forbedrer terrengbehandling og landskapstilpasning får en rask behandling og avklaring, og eventuelt implementering.

6.4 Avgrensning av anleggsområdet

På detaljplankart i MTA inngår en arealbruksgrense og en inngrepsgrense.

Arealbruksgrensen angir et spillerom for justering av detaljprosjekterte løsninger, eksempelvis slik at en veilinje kan flyttes sidelengs for å gi en bedre terrengtilpasning, uten at NVE må forelegges endrete tegninger. Arealbruksgrensen settes i utgangspunktet 50 m ut til hver side for senterlinje

vei, og utvides for trafotomt, massetak mv. Arealbruksgrensen reduseres mot områder med miljøverdier. Eventuelt behov for å gå utenfor arealbruksgrensen forelegges NVE for godkjenning.

Inngrepsgrensen ligger innenfor arealbruksgrensen og angir ytre grense for fysisk arealbruk utenfor ytterkant av skjæringer og fyllinger. Et visst rom er nødvendig for mellomlagring av masser, atkomst til fyllingsfot mv. Inngrepsgrensen skal ved en sideveis justering av veilinja flyttes sammen med denne, tilpasset endrete skjæringer/fyllinger. Hverken permanente eller midlertidige inngrep skal foregå utenfor inngrepsgrensen. Inngrepsgrensen skal gi rom for alle planlagte inngrep som er en del av anlegget, eksempelvis rigg, parkeringsplasser, lagringsplasser, deponier, massetak etc. Inngrepsgrensen fastsettes av Utbygger og Entreprenør før arbeidet igangsettes. Den generelle inngrepsgrensen vil bli 10 m ut fra ytterkant av detaljprosjekttert skjæring/fylling. Behovet kan tilpasses noe i prosjektet avhengig av lokale behov.

Særlige miljøverdier hensyntas ved at arealbruksgrensen og inngrepsgrensen ikke går inn i disse, evt. berører dem på en fastsatt/låst måte. Der anlegg går nær inntil miljøverdier, kan arealbruksgrensen og inngrepsgrensen være sammenfallende og tett inntil veikroppen. Inngrepsgrensen merkes i felt som minimum der den går nær særlige miljøverdier, herunder kantsoner langs vassdrag, men ellers kan elektronisk grense brukes. Eksisterende vegetasjon som skal tas vare på innenfor inngrepsgrensene skal tydelig merkes i felt.

Utbygger har ansvar for å sørge for merking av inngrepsgrensen der det er nødvendig. Entreprenøren vil ha ansvar for overvåking av at grensene overholdes. Merking skal utføres med enkle midler og slik at det ikke påfører landskapet unødvendige inngrep.

6.5 Massetak og deponi

Se håndbokas kapittel 4.3 for prinsipper for utforminger av massetak og deponi. Se ellers omtale av massetak i kapittel 3.8.

6.6 Arrondering

Landskapsarkitekten/miljøkoordinatoren gir råd om overganger i ulike områder. Før utlegging av jord/vekstmedium skal justert underlag godkjennes av Utbygger for å unngå dårlig stabilitet som følge av for komprimert, glatt eller jevnt underlag. Utleggingen av jord skal også kontrolleres. Jorda skal ikke gattes til eller komprimeres unødig på overflaten, men være porøs slik at forholdene for spiring og rotvekst er god.

6.7 Bygging av vei

Ved veiføringene på Frøya er det tilstrebet å følge rygger/knauser i terrenget av hensyn til miljøverdier tilknyttet myrområder og en naturlig vannbevegelse i området. En slik tilnærming vil i noen grad gi mer synlig veiføring enn å legge veiene lavest mulig i terrenget. Ved bygging av atkomst- og internveier, vil det bli større og mindre terrenginngrep. Løsmasser i veilinja blir lagt til side før veien sprenges/graves ut. Vekstmassene (markdekket og avdekkingsmasser) vil benyttes til overdekking av skjæringer og fyllinger slik at vegetasjon kan reetableres.

I tilknytning til bygging av vei, vil det også bli anlagt kabelgrøfter som legges i/inntil veiskulder. Dette består i graving og sprenging, samt overfylling av masser i etterkant av kabelleggingen.

Det er viktig med tidlig nedlegging av stikkrenner for å sikre naturlig vannbevegelse og forebygge utvasking fra anleggsdelene.

Det vises til nærmere omtale i håndbokas kapittel 4.2 om veier.

6.8 Oppstillingsplasser for kraner og utstyr

I tilknytning til turbinpunktet vil det etableres en oppstillingsplass for kran og utstyr. Denne plassen skal være plan, og her kan det bli behov både for sprenging/graving og tilføring av masser. Oppstillingsplassene er store og mange. En gjennomtenkt god overgang til sideterreng er viktig for å dempe det visuelle inntrykket.

6.9 Fundamentplasser

Fundamentplassene etableres ved graving og evt. utsprenging av fjell før plassering av turbinfundamentene. Håndbokas kapittel 3.5 ivaretar prinsipper for arrondering og overganger til eksisterende terreng. Dette er helt avgjørende for helhetsinntrykket av turbin/fundament/oppstillingsplass.

6.10 Skog

Konsesjonsområdet for Frøya vindkraftverk berører ikke områder med produktiv skog. Området er skogløst. Det er dermed ikke aktuelt med noen nærmere rydde- og skjøtselsplan for skog. Bruk av vegetasjonsskjermer for å skjule anleggsdeler vurderes også som uaktuelt.

6.11 Vegetasjonsetablering

Vegetasjonsetablering i anleggsområdet etter byggefasen skal foregå etter prinsippet om naturlig revegetering. For å få et godt resultat må det tilrettelegges for dette allerede tidlig i byggefasen. Dersom det er løsmasser i veilinja, skal disse legges til side før veien sprenges eller graves ut. Vekstmassene (markdekket og avdekkingsmasser), lagres som hovedregel i egne ranker og skal benyttes til overdekking av skjæringer og fyllinger slik at vegetasjonsdekket raskt etableres igjen.

To år etter ferdigstilling skal det foretas en gjennomgang av anlegget for å se om vegetasjonsetableringen må følges opp og rettes på (mangelfull eller feilaktig vegetasjonsutvikling osv.). Entreprenør får ett år på seg til å rette opp påpekte mangler. På slutten av tredje års vekstsesong gjennomføres endelig sluttbefaring. Hvis det fortsatt er mangler, må disse også rettes opp, og avslutningstidspunktet forskyves med ytterligere et år.

6.12 Oppfølging i anleggs- og driftsfasen

Tabellen under gir en oversikt over påkrevde tiltak i anleggs- og driftsfasen.

Tabell 6: Tiltak terrenginngrep og istandsetting.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Detaljprosjektering og tegningsgjennomgang med deltakelse av landskapsarkitekt.	Entreprenør Utbygger	Løpende
Etterlevelse av MTA-plan og håndbok i byggefasen.	Entreprenør	Løpende
Oppfølging i byggetid - byggemøter og felt	Utbygger	I hele anleggsfasen
Lokalisere og vurdere utfordringer med tanke på terrenginngrepene	Utbygger	Byggetegninger
Innhente forhåndsgodkjenning fra NVE ved behov for å gå utenfor arealbruksgrensa.	Utbygger	Før bygging av aktuell vei-/anleggsdel
Planlegge og gjennomføre kurs for entreprenør ved bruk av	Utbygger	Før anleggsstart

MTA med håndbok for terrenginngrep og landskapstilpasning		
Definere ytre inngrepsgrense, og legge det inn på elektroniske kart.	Utbygger i samråd med Entreprenør	Før anleggsstart
Inngrepsgrense markeres ved behov i terrenget	Utbygger	Løpende før ny anleggsaktivitet
Lokalisere aktuelle masseuttak i konsesjonsområdet, innhente godkjenning fra NVE	Entreprenør Utbygger	Byggetegninger
Utarbeide sluttarronderingsplan for massetak	Entreprenør	Før ferdigstilling av massetaket
Kontroll av evt. løsmassetak utenfor konsesjonsområdet for fremmede arter	Utbygger	Før bruk i prosjektet
Vannets naturlige løp i vassdrag utenfor anleggsområdet skal sikres. Stikkrenner skal tilstrebes utplassert tidlig.	Entreprenør	Løpende
Etablere fremdriftsplan for istandsetting av landskap i etterkant av inngrep	Entreprenør	Før anleggsstart
Vurdering av vegetasjonsetablering	Utbygger	2 år etter ferdigstilling

7 Naturmangfold

7.1 Datagrunnlag

- (KU-dokumenter)
- Artskart, Naturbase, skjerma info fra Fylkesmannen
- Rapport Martin Pearson
- Vurderinger i NVEs bakgrunnsnotat for konsesjonsvedtaket
- Henriksen S. og Hilmo O. (red.) 2015. Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken, Norge
- Norsk rødliste for naturtyper 2011. Lindgård og Henriksen 2011. Artsdatabanken. 109 s.
- Rødlistetete naturtyper og DN-håndbok 13. Miljøfaglig Utredning rapport 2012-26. 61 s.
- Husby, M. og Pearson, M. 2015. Frøya vindkraft 1 – Status for svartand, storlom, smålom, hønsehauk og hubro før bygging av vindkraftverk.
- Husby, M. og Pearson, M. 2018 (upubl.). Kommentarer til foreløpig versjon av MTA-plan for Frøya vindkraftverk. 3 s.

7.2 Områdebeskrivelse

7.2.1 Planteliv

Konsesjonsområdet består av kystlynghei, bart fjell, myr og vannforekomster. Kystlynghei er rødlistet som EN (sterkt truet) i norsk rødliste for naturtyper. Av konsekvensutredningen framgår det at kystlynghei fins spredt i hele konsesjonsområdet slik at spesielle områder ikke kan utpekes. Kalkinnslag i grunnen i øst (Stutvassheia og Steindamvatnet) og nordvest (Inndalen) gir noe rikere kystlynghei samt avgrensede naturtype-forekomster av rikmyr i øst og reinrosehei i nordvest. I vest (Røssvassmyran) er et område med stort innslag av myr, nærmere bestemt jordvannsmyr/minerotrof myr med større innslag av nedbørsmyr/ombrotrof myr/terrengdekkende myr. Naturtypen kystnedbørsmyr (tilsvarer A08 kystmyr i DN-håndbok 13) er rødlistet som VU (sårbar) i norsk rødliste for naturtyper.

Kystlynghei ble i 2015 inkludert i *forskrift om utvalgte naturtyper etter naturmangfoldloven*. Forskriften gjelder for arealer klassifisert som svært viktig eller viktig av Miljødirektoratet. Ett slikt område ligger jf. Naturbase på Hjertøya på Frøya. Selv om det er kystlynghei i bred forstand også i konsesjonsområdet (og i store områder ellers på Frøya), så omfattes den altså ikke av forskriften. Det finnes ellers to kalksjøer (utvalgt naturtype) på Frøya, disse ligger vest for konsesjonsområdet på motsatt side av fylkesvei 716. Det er dermed ingen utvalgte naturtyper iht. nml. § 52 i konsesjonsområdet.

Engmarihand (LC livskraftig, men var NT nær truet i rødlista 2006) og brunskjene (VU) er påvist med stedvis god tetthet på Stutvassheia. Engmarihand er en relativt vanlig orkidé på kalkrike myrer, den ligner vanlig flekkmarihand, men har ikke flekker på bladene og blir opptil 40 cm høy. Blomstene spenner i farge fra svakt rosa til purpur. Brunskjene er et starr på kalkrik grasmyr, 15-30 cm høy med trådsmale, stive blad og blomster i 2-4 svartbrune aks, danner gjerne tette tuer. Det er i senere år også registrert ansvarsartene svartopp, geitsvingel, linmjølke, bergasal og kysttorvmose i konsesjonsområdet, både innenfor og utenfor naturtypeområdene.



Figur 8: Kystlynghei på Frøya november 2014. Vinteren 2013-2014 var sjeldent tørr og nesten alt av røsslyng i ytre deler av Midt-Norge døde som følge av tørke/frostskader. Rota vil oftest overleve selv om det meste av planten over bakken dør.

7.2.2 Dyreliv

Det er ingen leveområder for prioriterte arter (nml. § 23) på Frøya.

Ål (VU) er registrert i 1993 i alle småvassdragene i området.

Hubro (EN) hekker ikke innenfor konsesjonsområdet, men hubro er sett og sportegn etter hubro, inklusive byttedyrrester, er funnet i og like ved området. Det legges til grunn at området inngår i jaktområder for hubro. Det er per 2018 kjent 3 territorier med både hunn og hann på Frøya, samt ett territorium der hunnen nylig har blitt borte. Nærmeste reir er det mest produktive hubroreiret på Frøya, som siden 2012 har stått for mer enn halvparten av de kjente (19-)20 produserte hubroungene på Frøya. Frivillige står bak et aktivt arbeid med å styrke hubrobestandene på Frøya og Hitra: det er fanget og avlivet et firesifret antall kråkefugl, reir kartlegges og det er gjort svært gode erfaringer fra fôring i hekketida. Forstyrrelser i reirtida og høy dødelighet fra bl.a. høyspentlinjer anses som de største truslene per i dag mot hubroen på Frøya. Nyere forskning fra EU tyder også på at hubro har en større dødsrisiko fra vindturbiner enn det man tidligere har lagt til grunn.

Det er påvist vipe (EN), stær (NT), storspove (VU), sanglerke (VU) og bergirisk (NT) i området. Disse artenes rødlistestatus er knyttet til endringer i landbruket og vindkraftverket anses ikke å kunne utgjøre noen fare for lokal eller mer omfattende bestandsutvikling. Havørn (LC, ansvarsart) har to kjente hekkelokaliteter innenfor konsesjonsområdet, og har samtidig den høyeste dødsrisiko mhp. vindturbiner av alle fuglearter. Storlom (LC) har kjente hekkelokaliteter utenfor konsesjonsområdet, men ikke inni. Smålom (LC) har én sannsynlig hekkelokalitet i konsesjonsområdet, flere lokaliteter er ikke usannsynlig. Ved forundersøkelsene i 2015 ble det ikke påvist hekking av hverken smålom eller storlom i eller nær konsesjonsområdet. Det er smølalirype på Frøya, en variant av lirype (NT) som kjennetegnes ved at den ikke blir snøhvit om vinteren. Det er også observert underarten schinzii av myrsnipe (LC). Hønsenhauk (NT) er observert flygende i området, men forundersøkelsene

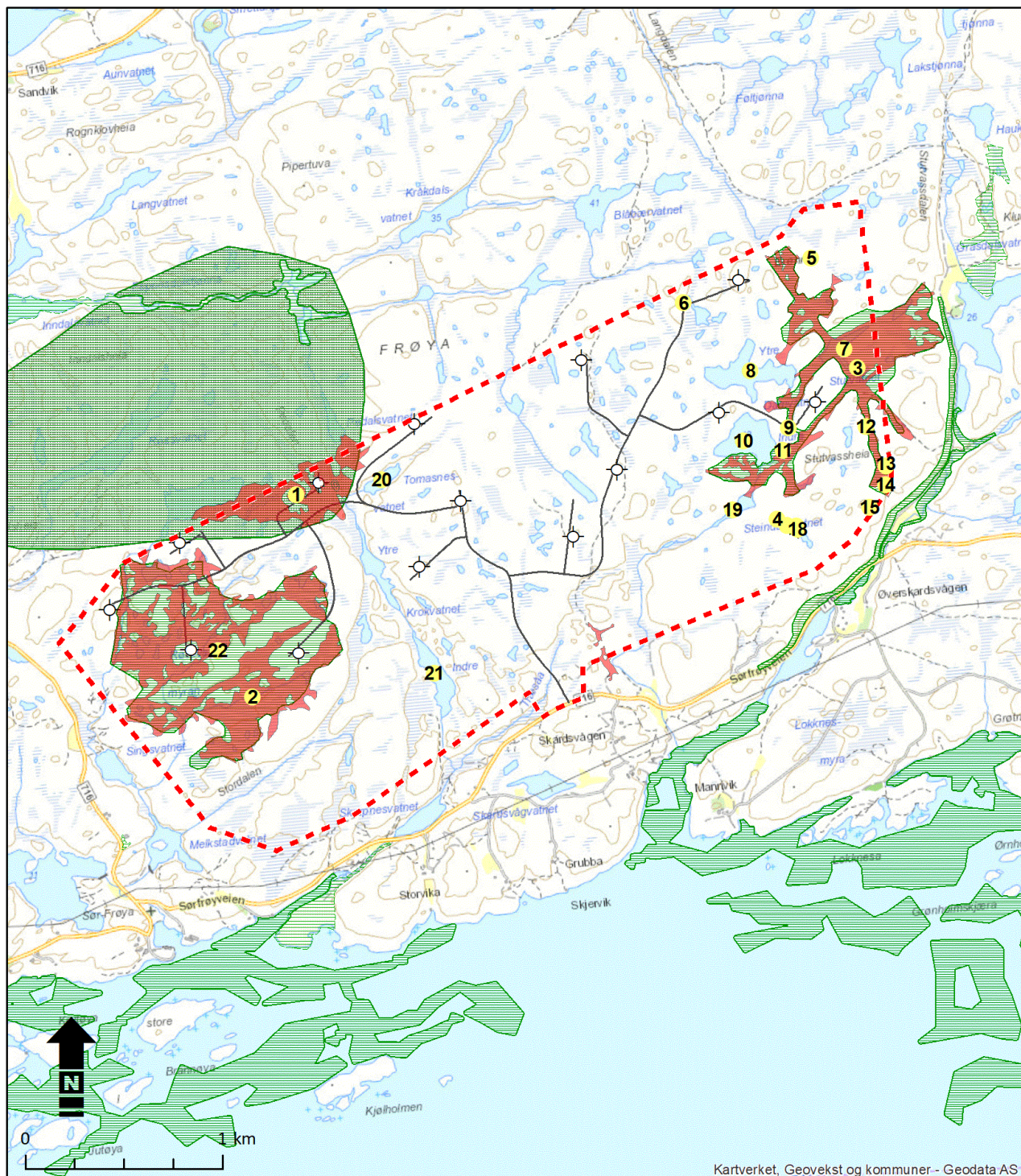
fant ingen tegn til hekking av hønsenhauk i 17 skogteiger omkring konsesjonsområdet. Heiplierke (ansvarsart) er observert og må antas å hekke i området. Av annet dyreliv i området trekker konsekvensutredningen fram hjort hvor det kan forventes en skremmeeffekt i en tid før dyrene venner seg til vindkraftverket.



Figur 9: Hjort i konsesjonsområdet for Frøya vindkraftverk.

Tabell 7: Oversikt over verdifullt naturmangfold i konsesjonsområdet, jf. kart under.

Nr.	Lokalitet	Beskrivelse	Verdi
1	Inndalsheia	Naturtype kalkrike områder i fjellet C01	A-svært viktig, konsesjonsvilkår
2	Røssvassmyran	Naturtype kystmyr A0804 blanding av nedbørsmyr og jordvannsmyr	B-viktig, konsesjonsvilkår
3	Stutvassheia	Naturtype rikmyr A0505 åpen intermediær og rik myr i lavlandet	B-viktig, konsesjonsvilkår
4	Steindamvatnet	Naturtype rikmyr A0505 åpen intermediær og rik myr i lavlandet	C-lokalt viktig, konsesjonsvilkår
13, 14, 18	Stutvassheia og Steindamvatnet	Brunskjene	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (VU), konsesjonsvilkår
14	Stutvassheia	Engmarihand (kilde Artskart i 2014, fjernet per 2018)	Konsesjonsvilkår
5	Nord for Stutvassheia	Bergirisk	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
6	Nordvest for Stutvassheia	Heiplierke	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
7, 8, 10, 19, 20, 21	Alle vassdrag	Ål	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (VU)
9, 16	Stutvassheia og Steindamvatnet	Svartopp	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
11	Stutvassheia	Geitsvingel	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
12	Stutvassheia	Bergasal	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
15, 22	Røssvassmyran og Stutvassheia	Linmjølke	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)
17	Steindamvatnet	Kysttorvmose, heitorvmose	Art av særlig stor forvaltningsinteresse (ansvarsart)



Kartverket, Geovekst og kommuner - Geodata AS

Tegnforklaring ● Miljøpunkt ⊕ Vindturbin  Viktige naturtyper — Vei  Søkes unngått ⊞ Konsesjonsområde	Frøya vindkraftverk, Frøya kommune		
	Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA)		
Naturmangfold		Utarbeidet av:	
Oppdrag: 418 487	Målestokk A4: 1:25 000	Multiconsult Multiconsult AS Postboks 2070 7708 Steinkjer	
Tegnet: ØWJ	Dato: 5.11.2018		
Kartgrunnlag: TopoRaster			

Figur 10. Naturmangfold, kjente miljøverdier. Naturtypeavgrensning fra Naturbase. Nærmere detaljering i "Søkes unngått". Nr. viser til tabell foran.

7.3 Oppfølging av særlige konsesjonsvilkår

7.3.1 Planteliv

Konsesjonsvilkår 8 medfører bl.a. at MTA skal beskrive hvordan det i anleggs- og driftsperioden tas hensyn til naturtypelokalitetene Stutvassheia og Røssvassmyran, vegetasjonstypene terrengdekkende myr og reinrosehei og forekomster av brunskjene og engmarihand (konsesjonen legger rødlistestatus 2006 til grunn). Av bakgrunnsnotatet framgår det at hensikten med vilkåret er å redegjøre for hvordan ulemper for naturtyper og vegetasjon/planter kan unngås ved plantilpasninger.

Henvisningen til naturtypelokalitetene Stutvassheia og Røssvassmyran er entydig. Vegetasjonstypene terrengdekkende myr og reinrosehei er i utgangspunktet ikke entydig. Begrepet terrengdekkende myr er det samme som (overveiende) nedbørsmyr og forstås derfor her å være knyttet til naturtypelokaliteten Røssvassmyran (kystnedbørsmyr). Reinrosehei eller dryas-hei er heier og rabber i fjellet dominert av kalkkrevende vegetasjon, og forstås her å henvise til naturtypelokaliteten Inndalsheia (kalkrike områder i fjellet). Det fins ikke noen alternative avgrensninger av disse vegetasjonstypene enn naturtypeområdene. For forekomster av brunskjene og engmarihand legges Artskart til grunn. I praksis ligger disse forekomstene i hovedsak innenfor naturtypeområdene.

Detaljplassing av turbiner og atkomstveier er viktigste virkemiddel for å begrense negative effekter på naturtyper og plantearter. Innenfor naturtypeområdene Røssvassmyran, Stutvassheia og Steindamvatnet skal lavtliggende terreng med myr og fuktsig unngås så langt det er mulig. Sistnevnte område er så lite at det unngås i sin helhet. Ved å plassere turbiner på bergknatter og atkomstveier i størst mulig grad langs ryggen i terrenget innenfor de større områdene Røssvassmyran og Stutvassheia, kan nedbygd areal med kystmyr og rikmyr holdes på et minimum. Der myr- og fuktsig ikke kan unngås skal korte krysninger tilstrebes, og den naturlige vannbevegelsen i området skal ikke hindres av veiframføringen. Plassering av stikkrenner og grøfter må skje med særlig omhu.

Innenfor området Inndalen med reinrosehei (kystlynghei) må mengden anlegg minimeres og detaljplassing bør tilstrebe å unngå arealer med reinrosehei i størst mulig grad. Dette må likevel avveies mot veiframføring «nede i myra».

Det er gjort en detaljinndeling av de tre store naturtypeområdene som grunnlag for prosjektering av veier og detaljplassing av turbiner. Inndelingen er basert på en detaljavgrensning etter flyfoto kombinert med befaring. Arealer i rødt merket «Søkes unngått» på kartet i Figur 10 skal i størst mulig grad unngås nedbygd.

7.3.2 Dyreliv

Konsesjonsvilkår 8 medfører bl.a. at MTA skal beskrive hvordan det i anleggs- og driftsperioden tas hensyn til sårbare hekkelokaliteter for fugl i anleggsperioden. OEDs tilleggsvilkår ved klagebehandlingen medfører at det skal gjennomføres for- og etterundersøkelser for hubro, hønsehauk, storlom, smålom og svartand med tanke på hekkelokaliteter, og at påvist hekking i influensområdet skal hensyntas i størst mulig grad i anleggsarbeidene for å minimere forstyrrelser. [For nettkonsesjonen krever OED at det utredes tiltak for å redusere elektroklusjonsfaren for hubro på bestående 22 kV kraftledning – dette håndteres i MTA fra TrønderEnergi Nett.]

Forundersøkelser på fugl ble gjennomført høsten 2014 og våren 2015. Arbeidet ble utført av Høyskolen i Nord-Trøndelag (nå Nord universitet) i samarbeid med Martin Pearson som bor på Hitra og er den som kjenner hubroen på Hitra og Frøya best. Undersøkelsene på hubro ble utført ved utplassering av lyttebokser på utvalgte steder i en periode på 7-10 dager. På høsten ble det også spilt lyd for å framprovosere svar fra hubroparet i territoriet. For øvrige arter ble undersøkelsene gjennomført ved feltbefaringer. Pearson har siden 2012 i egen regi fulgt opp hubroen på Frøya. Resultater fra forundersøkelsene og Pearson oppfølging framgår i kapittel 7.2.2.

Forundersøkelsene påviste ikke noen hekkende smålom, storlom, svartand eller hønsehauk nær konsesjonsområdet. Svartand og hønsehauk fins neppe hekkende på Frøya. Storlom og smålom kan hekke i enkelte vatn år om annet. Lommene er ikke rødlistet, og det er kun OEDs vilkår som tilsier særlige hensyn der hekking er påvist i forundersøkelsene. Siden hekking ikke er påvist for smålom, storlom, svartand og hønsehauk, er det ikke lagt opp til noen særlige hensyn til disse artene.

For hubro er det angitt hensyn for å ivareta den nærmeste reirlokalteten, som samtidig er den mest produktive på Frøya. Det er angitt hensynssoner for helikopter og bakkearbeid, med en fokusert hensynsperiode 20. mars-15. august. Denne perioden ivaretar tida fra egglegging (i dette reiret nesten på dagen 28. mars hvert år) til ungene er såpass flygedyktige at de kan forflytte seg over litt større avstander. Det vil være mulig å begrense opparbeiding av vei, oppstillingsplass, kabling og fundament i denne perioden. Selve turbinmonteringen skal imidlertid i sin helhet skje i månedene mai-juli 2020 og kan derfor ikke forskyves ut av hensynsperioden. Turbinene vil søkes montert senest mulig i perioden.

7.4 Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen

Tabell 8: Tiltak naturmiljø.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Gjennomføre forundersøkelser på fugl.	Utbygger	Utført
Legge inn dokumenterte hekke- / reirlokalteter fra forundersøkelser i kart, med hensynssoner.	Utbygger	Utført (kun hubro)
Helikopterflyging i prosjektets regi skal ikke skje nord for konsesjonsområdet, jf. sone angitt på detaljplankart, i perioden 20. mars-15. august hvert år.	Utbygger, entreprenør	Løpende
Anleggsarbeid på bakken skal så langt det er mulig unngås på vei og oppstillingsplass til de to turbinene lengst nordvest i konsesjonsområdet, jf. sone angitt på detaljplankart, i perioden 20. mars-15. august hvert år.	Entreprenør	Løpende
Ta hensyn til viktige naturtypeområder ved planlegging og bygging av veier/turbinpunkt. Områdene som fremgår på kart i MTA Figur 10 skal nedbygges minst mulig.	Utbygger	I prosjekteringen
Eventuell eksisterende vegetasjon/naturtyper og/eller deler av vassdrag som skal bevares innenfor inngrepsgrensen, skal merkes av i terrenget med sperrebånd.	Entreprenør i samråd med utbygger	Før anleggsarbeidet starter opp
Etablering av rutiner for rapportering av funn av død fugl i vindkraftverket med tilhørende infrastruktur	Utbygger	Før idriftsetting

8 Kulturminner og kulturmiljø

8.1 Datagrunnlag

- Frøya vindpark. Konsekvensutredning kulturminner og kulturmiljø. NIKU 2003. 45 s.
- Brev fra Sametinget datert 27.8.2014
- Brev fra Sør-Trøndelag fylkeskommune datert 7.10.2014
- Askeladden (Riksantikvarens kulturminnebase)

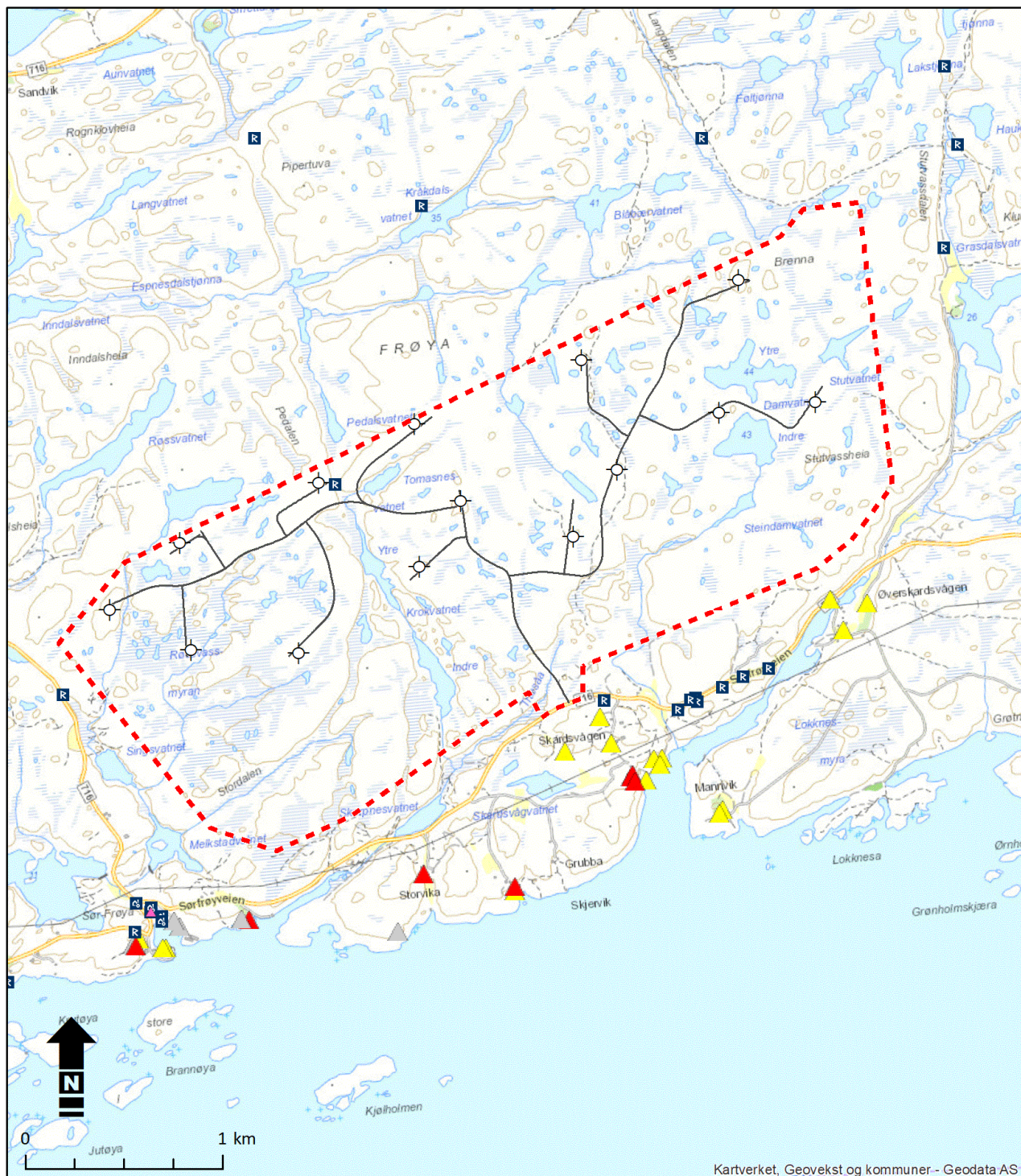
8.2 Områdebeskrivelse

Sør-Trøndelag fylkeskommune har i 2005 undersøkt et større areal på indre deler av Frøya, i forbindelse med en igangsatt (men senere henlagt) reguleringsplan for Frøya vindkraftverk. Revidert/endelig konsesjonsområde inkluderer mindre arealer mot sørvest som ikke ble undersøkt i 2005. På oppdrag fra Sarepta ble derfor også dette arealet undersøkt høsten 2014. Fylkeskommunen har i brev datert 7.10.2014 opplyst at det ikke ble påvist nye automatisk fredete kulturminner innenfor konsesjonsområdet.

Konsesjonsområdet berører etter dette kun id95270 «Tomasnesvatnet 1» som ble påvist i 2005. Dette automatisk fredete kulturminnet må hensyntas. Fylkeskommunen kan være behjelpelig med oppmerking av området før anleggsstart.



Figur 11: Kulturminne ID 95270 "Tomasnesvatnet 1". Bosetning fra eldre steinalder med funn av flintavslag, relatert til et havnivå 35-37 m høyere enn i dag.



Kartverket, Geovekst og kommuner - Geodata AS

Tegnforklaring [R] Arkeologisk lokalitet ⊙ Vindturbin [B] Bebyggelse/infrastruktur — Vei [K] Kirkested [Red dashed box] Konsesjonsområde ▲ Ruin eller fjernet objekt ▲ Annet SEFRAK-bygg ▲ Meldepliktig iht. kml. §25		Frøya vindkraftverk, Frøya kommune Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA) Kulturminner Oppdrag: 418 487 Målestokk A4: 1:25 000 Tegnet: ØWJ Dato: 5.11.2018 Kartgrunnlag: TopoRaster		 Utarbeidet av: Multiconsult Multiconsult AS Postboks 2070 7708 Steinkjer	
---	--	---	--	--	--

Figur 12. Freda kulturminner og SEFRAK-bygg (data fra Askeladden).

Sametinget uttalte den 23.11.2004 til NVE at det ikke var behov for egne undersøkelser etter samiske kulturminner på Frøya, da fylkeskommunens undersøkelser vil være dekkende for Sametingets behov. Sametinget har opprettholdt dette for revidert/endelig konsesjonsområde i brev datert 27.8.2014.

Begge kulturminnemyndighetene minner om den generelle aktsomhets- og meldeplikten etter kulturminnelovens § 8, og at dette må formidles til de som skal utføre arbeidene i marka.

8.3 Konsesjonsvilkår

Konsesjonen for Frøya vindkraftverk stiller som vilkår nr. 16 krav om at kulturminnelovens § 9 skal være avklart før anleggsstart. Dette vilkåret er oppfylt, jf. kapittel 9.2.

8.4 Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen

Avstand fra prosjektert fyllingsfot på turbin 5 og til sikringssonen omkring det freda kulturminnet «Tomasnesvatnet 1» er ca. 35 meter. Sikringssonen skal merkes i terrenget mot turbin 5. Det skal ikke spres sprengstein eller annet inn i sikringssonen/kulturminnet.

Tabell 9: Tiltak kulturminner.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Det automatisk fredete kulturminnet «Tomasnesvatnet 1» skal hensyntas i prosjektering/plassering av anlegg.	Utbygger, Entreprenør	Utført
Kulturminnet (sikringssonen på 5 m) skal merkes i terrenget dersom noen anleggsdel kommer nærmere denne enn ca. 50 m.	Utbygger	Før anleggsarbeidene kommer nær
Det skal utøves særlig forsiktighet på kranoppstillingsplass ved turbin 5 for å forebygge spredning av sprengstein/fyllstein mv. ned mot/inn i sikringssonen og kulturminnet «Tomasnesvatnet 1».	Entreprenør	Løpende ved arbeid på oppstillingsplassen
Kulturminnelovens krav om aktsomhet og stans/meldeplikt ved funn av mulig kulturminne skal være kjent for alle som arbeider på anlegget	Utbygger/ entreprenører	Løpende i anleggsperioden

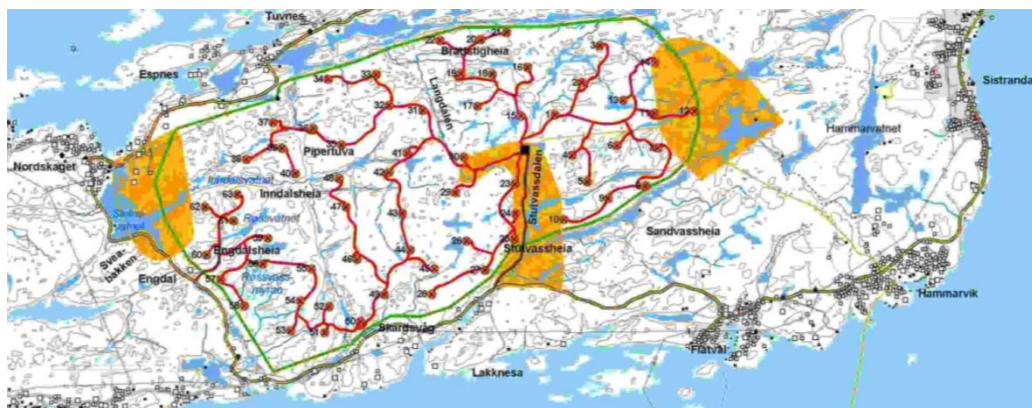
9 Friluftsliv

9.1 Datagrunnlag

- Frøya vindpark. Fagrapport friluftsliv og ferdsel. Statkraft Grøner 2003. 37 s.
- Naturbase, kartlagte friluftslivsområder.

9.2 Områdebeskrivelse

Havet og strandsonen er viktigst for friluftslivet på Frøya. De indre delene av øya gir muligheter for alternativt friluftsliv med trim/turgåing, jakt, fiske og bading/soling. Det er lite bærlyng og dermed lite bærplukking på Frøya.



Figur 13: Viktige områder for friluftslivet ved Frøya vindkraftverk (oransje flater), fra KU. Konsesjonsområdet ligger i sørvestre hjørne av dette mer omfattende første planområdet (grønn strek) og grenser mot det midtre friluftsområdet i Stutvassdalen.

Stutvassdalen er en godt egnet inngangsport til de indre områdene på Frøya. Det går en grusvei/traktorvei oppover dalen som gjør atkomsten svært grei. Området er spesielt frodig og vakkert sammenlignet med mye av det øvrige terrenget på indre Frøya, dog har friluftsområdet ved Nordskaget noe av den samme frodigheten. Området er viktig under hjortejakta.

Konsesjonsområdet inngår i det kartlagte friluftslivsområdet Engdalen-Stutvassdalen, ikke verdisatt, i Naturbase. «Uberørt turområde med mange fiskevann, mye hjort, rikt fugleliv og en bergkrystallgruve i Tuvnesvatnet.»

Erfaringer fra etablerte vindkraftverk tilsier at ising sjelden medfører problemer i områder med mildt vinterklima som på Frøya.

9.3 Konsesjonsvilkår

- Internveier skal være stengt for allmenn motorisert ferdsel (vilkår 4).
- Omfanget av ising og iskast og evt. opplegg for varsling skal vurderes og godkjennes av NVE før idriftsettelse. NVE kan stille ekstra krav dersom friluftslivsutøvelsen må begrenses i planområdet (vilkår 11).

9.4 Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen

Tabell 10: Tiltak friluftsliv.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Internveier skal være stengt for allmenn motorisert ferdsel.	Utbygger	Løpende
Sette opp skilt langs atkomstvei, og evt. større stier opp mot konsesjonsområdet, som informerer om pågående anleggsvirksomhet.	Utbygger	Før idriftsettelse
Et fåtall tilrettelagte rasteplasser i området skal vurderes	Utbygger	Før åpning
Vurdere innspill fra interessenter angående tilretteleggingstiltak for friluftsliv i konsesjonsområdet.	Utbygger	Løpende
Etablere rutiner for vurdering av fare for iskast. Fremlegges NVE jf. konsesjonens vilkår 11.	Utbygger	Før idriftsettelse

10 Landbruk

10.1 Datagrunnlag

- Frøya vindmøllepark – Konesjonssøknad og konsekvensutredning. Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS og Trønder-Energi AS 2004. 171 s.
- Notat. Frøya vindpark. Jord og skogbruk. Statkraft Grøner 2003. 3 s.
- Statistikk fra Landbruksdirektoratet

10.2 Områdebeskrivelse

Det er ikke reindrift på Frøya. Kommunen er ingen stor jordbrukskommune, i 2016 ble det søkt om produksjonstilskudd til 48 gårdsbruk. Sau inklusive villsau og melkeproduksjon med eng og innmarksbeite er de viktigste produksjonene. Like øst for atkomsten til vindkraftverket ligger et smalt dalføre med eng som går inn i konsesjonsområdet. Se Figur 10 (rødmerket) og bildet under.



Figur 14: Jordbruksarealer inn i konsesjonsområdet for Frøya vindkraftverk.

Det er liten eller ingen skogbruksaktivitet på Frøya. Det er plantet noe sitkagran her og der, men ikke innenfor konsesjonsområdet. Det slippes villsau på beite, også i konsesjonsområdet. Det ble i konsekvensutredningen foreslått at tilsåing av veikanter og oppstillingsplasser ville gi bedre beitegrunnlag for sau inne på øya. Dette vil imidlertid stå i motstrid til en landskapsmessig mest skånsom veibygging og planlegges ikke gjennomført.

10.3 Konesjonsvilkår

Vilkår 4 medfører stenging av internveier. (Bønder med sau på beite vil ha interesse av å bruke internveiene for tilsyn og sanking.)

Vilkår 8 sier bl.a. at hensynet til områder med dyrket mark skal omtales.

10.4 Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen

Tabell 11: Tiltak landbruk.

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Oppdyrka arealer innenfor konsesjonsområdet skal planlegges unngått i størst mulig grad. Slike arealer er lagt inn som særlig hensynsområde jf. figur 10 og detaljplankart.	Utbygger	Utført (oppdyrka arealer blir ikke berørt)
Tilgang til veinettet for tilsyn mv. med sau tas inn i avtale med grunneiere.	Utbygger	Utført (grunneiere har tilgang)

11 Vannforsyning

11.1 Datagrunnlag

- Dialog med Frøya kommune ved Bjørnar Grytvik

11.2 Dagens situasjon

På øya Frøya er det 2 vannverk, det store kommunale Kjerkdalsvatnet vannverk (nord på øya) og det mindre, private Hammarvikvatnet vannverk (sørøst på øya). Det kommunale vannledningsnett er nylig forlenget til en ring rundt øya (som bilveien), og i den forbindelse slås de to vannverkene sammen til et felles vannforsyningsnett.

Kjerkdalsvatnet vannverk leverer ca. 5000 m³/dag, hvorav lakseslakteriet Salmar tar ca. 2000 m³. Rent vann er en nøkkelforutsetning for slik næringsmiddelproduksjon. Et utfall av Kjerkdalsvatnet vil raskt bli kritisk for lakseslakteriet, da Hammarvikvatnet raskt vil bli for lite til å dekke behovet.

Kjerkdalsvatnet har mye og rent vann, og mottar muligens vann også gjennom berggrunnen fra større arealer enn det en ren overflateavrenning/nedbørfeltberegning tilsier. Vatnet ligger bare 7,4 m over havnivå, mens inntaket er på 40 m dyp og vatnet er enda dypere.

Konsesjonsområdet ligger godt utenfor (overflate)nedbørfeltene til både Kjerkdalsvatnet og Hammarvikvatnet. Det er derfor ikke laget noe eget kart som viser nedbørfelt for drikkevann i konsesjonsområdet.

Det er lagt kommunalt vann nordvestfra (fra Kjerkdalsvatnet) til Skardsvågen, noe som har erstattet tidligere lokalt drikkevannsuttak fra Indre Krokvatnet (det ligger fortsatt et PE 50 rør fra vannet i bekken ned til Skardsvågen).

Det er ikke kommunalt avløpsanlegg i Skardsvågen, avløp går til private septiktanker. Servicebygget for vindkraftverket vil derfor bli påkoblet kommunal vannforsyning, men ha egen håndtering av avløpsvann. Nødvendige tillatelser vil bli innhentet fra kommunen.

11.3 Konsesjonsvilkår

Det er ikke gitt særskilte konsesjonsvilkår mhp. drikkevann.

11.4 Oppfølging/tiltak i anleggs- og driftsfasen

Muligheten for at Kjerkdalsvatnet mottar vann fra et større areal enn overflateavrenningen skulle tilsi, gjør at det må legges vekt på generell aktsomhet mot forurensning i anleggsfasen. Dette inngår i tiltak i kapittel 13 Avfall og forurensning. Det er således ikke planlagt noen ekstraordinære tiltak innenfor deler av konsesjonsområdet for å hensynta vannforsyningsverdier.

12 Støy og skyggekast

12.1 Datagrunnlag

- Frøya vindmøllepark. Konsekvensutredning. Fagrapport støy og skyggekast. NTE 2003. 105 s.
- Beregninger og vurderinger for endelig utlegg, nov. 2018, av Meventus v/Kyle Brennan

12.2 Områdebeskrivelse

I konsesjonssøknadene ble det brukt eksempelutlegg som ville medføre støy over grensen i dagens støyretningslinje for et fåtall fritidsboliger og boliger. Revidert og redusert konsesjonssøknad medførte at støy primært måtte hensyntas mot bebyggelsen i Skarsvågen.

12.3 Konesjonsvilkår

Konesjonsvilkår 20 Støyreduserende tiltak krever at ingen helårsboliger skal berøres av et (utendørs) støy nivå over L_{den} 45 dB. Dette tilsvarer kravet til vindkraftverk i gjeldende støyretningslinje.

12.4 Støy i anleggsfasen

Kartlegging av støy i Norge er knyttet opp til tre ulike krav:

- forurensningsforskriftens kapittel 5 avsnitt II om innendørs støy, kartlegging ned til $L_{pAeq24h}$ 35 dB innendørs
- forurensningsforskriftens kapittel 5 avsnitt II om strategisk støykartlegging, utendørs støy i større byområder og fra større samferdselsanlegg, ned til L_{den} 55 dB
- retningslinje T-1442/2012 om støy i arealplanlegging, ulike sonegrenser, for vindkraftverk gul sone L_{den} 45 dB og rød sone L_{den} 55 dB

Retningslinje T-1442 omhandler også støy fra bygg- og anleggsvirksomhet og angir følgende mal for utendørs støykrav som kan legges til grunn i kontrakter:

Tabell 12: Mal for utendørs støykrav (utenfor rom med støyfølsomt bruksformål) for bygg- og anleggsvirksomhet, jf. T-1442. Verdiene for dag og kveld er skjerpet med 5 dB jf. anbefaling når anleggsperiodens lengde er over 6 måneder.

Bygningstype	Dagtid 07-19	Kveld eller søn- /helligdag 19-23	Natt 23-07
Bolig, fritidsbolig, sykehus, pleieinstitusjoner	60	55	45
Skole, barnehage	55		

Retningslinjen anbefaler at det bør informeres om arbeidene ved oppslag og brev/personlig informasjon til de mest berørte naboene. For større anlegg bør informasjonsmøter og bredere informasjon vurderes. Veilederen til retningslinjen omtaler bl.a. aktuelle avbøtende tiltak.

Kommunehelsetjenesteloven med forskrift om miljørettet helsevern gir kommunen mulighet til å gripe inn i støyforhold som har negativ virkning for folks helse. Denne er ment som et sikkerhetsnett, bygger på medisinsk skjønn men bør være avpasset med praksis i støybekjempelse etter annet lovverk.

Teknisk forskrift stiller støykrav ved oppføring av ny bebyggelse.

12.5 Støy i driftfasen

12.5.1 Støyberegninger, grunnlag

Støyberegninger er utført for aktuelt utbyggingsalternativ i henhold til retningslinjen som var gjeldende på tidspunktet konsesjon ble gitt (Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2012) fra Klima- og Miljødepartementet, og *Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (M-128/2014)*)

Støy fra vindturbiner oppgis vanligvis som lydeffektnivå i dB(A) ved vindstyrke 8 m/s i 10 meters høyde. Denne skalaen måler lydintensiteten over hele spekteret av hørbare frekvenser samtidig med at skalaen korreterer for at ørets følsomhet er avhengig av lydfrekvensen.

I henhold til retningslinjen benyttes årsmiddelverdien, L_{den} , som målenhet på støy. Denne vektet med henholdsvis 5 og 10 dB(A) tillegg for støy som opptrer på kveld og natt, hvor dag er definert som perioden fra 07-19, kveld fra 19-23 og natt fra 23-07. Støynivåene er i henhold til retningslinjen evaluert basert på følgende grenseverdier:

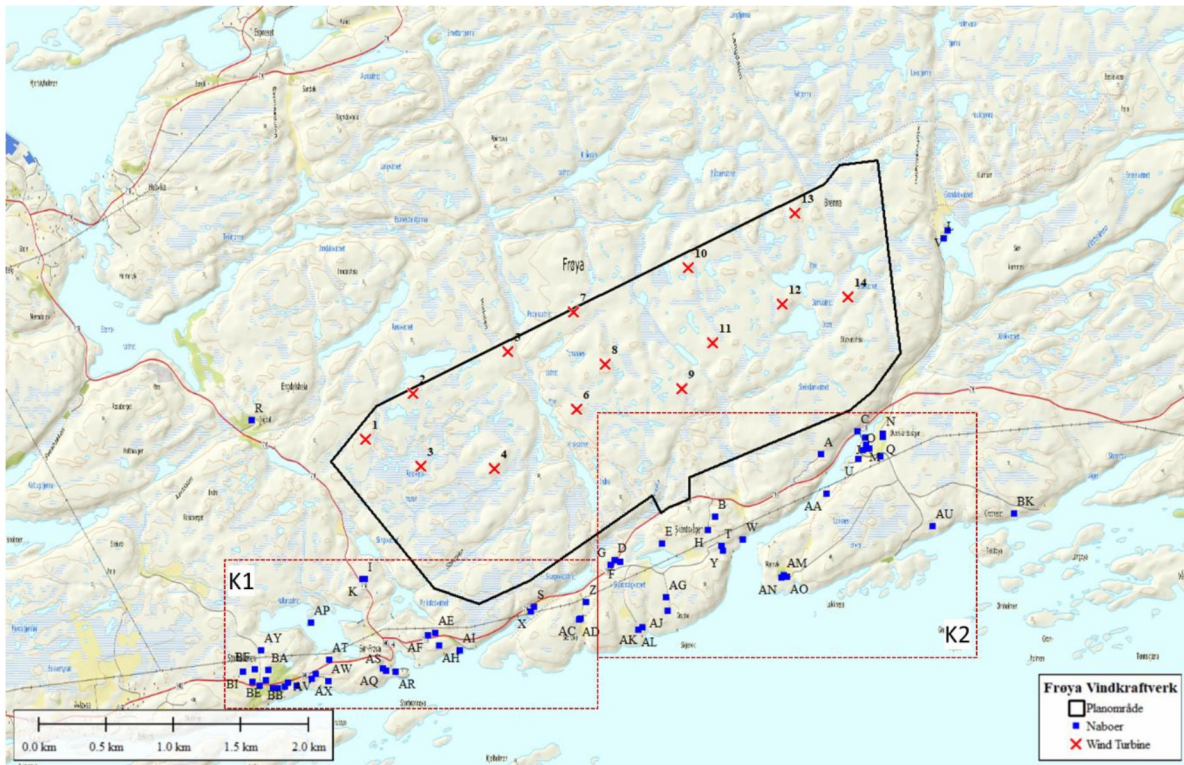
- $L_{den} = 45-55$ dB(A). Gul vurderingssone. Støypåvirkningen skal vurderes i hvert enkelt tilfelle.
- $L_{den} \geq 55$ dB(A). Rød restriktiv sone. Normalt krav om støyreducerende tiltak.

Støyberegningene er utført ved bruk av DECIBEL-modulen i WindPRO (versjon 3.2.712). I henhold til retningslinjen er det utført verste scenario-beregninger av støynivået. Følgende antagelser ble lagt til grunn i disse beregningene:

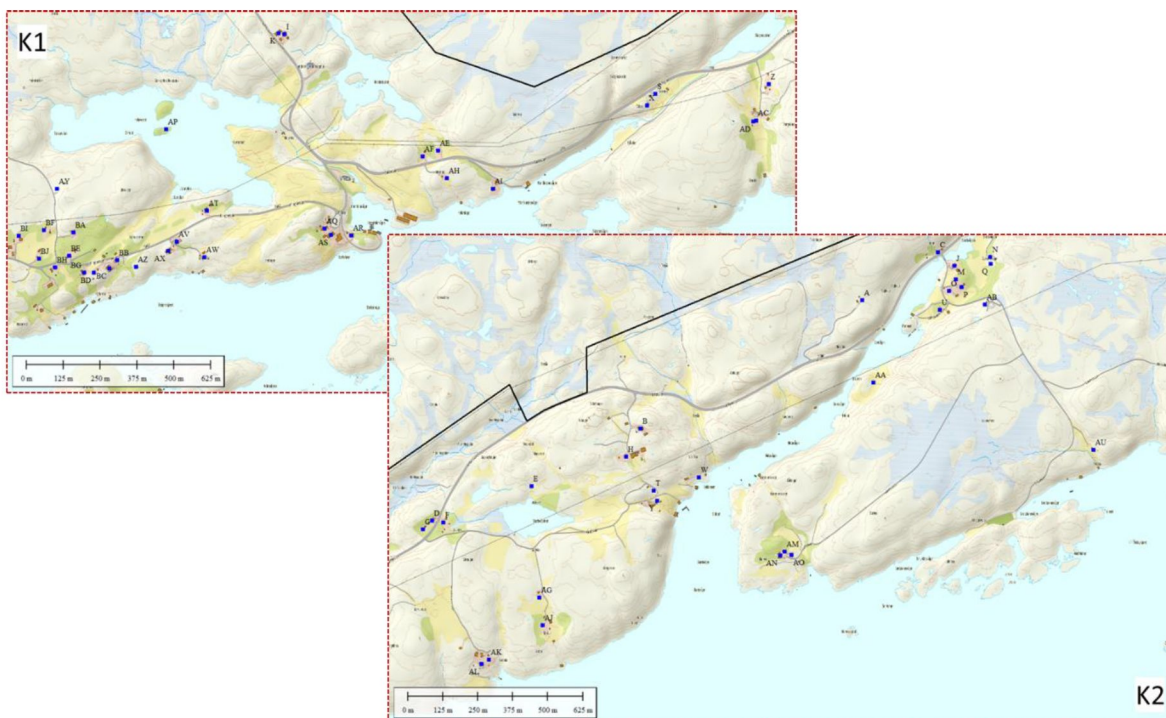
- Maksimalt støynivå for aktuell turbin (svarer normalt til støynivået ved 8 m/s i 10 m høyde)
- Vindhastighet justert til navhøyde ved bruk av IEC skjærprofil ($z_0 = 0.05$ m).
- Medvind fra alle retninger
- Norwegian 2012 beregning metode (basert på ISO 9613-2)
- Beregningshøyde er satt til 5.0 m over terreng
- 8760 driftstimer per år (100 %)
- DTM høydedata fra Statens kartverk – 10 m oppløsning

Beregningene er utført for et utbyggingsalternativ med 14 vindturbiner av typen Vestas V136-4,2 MW, med en rotordiameter på 136 m og navhøyde på 112 m. Kildestøy fra turbinene er 103,9 dB ved vindhastighet på 8 m/s i høyde 10 m over bakken.

Totalt 63 bygg med støyfølsomt bygg er identifisert innenfor en avstand på 2 km fra turbinene, og samtlige av disse er hensyntatt i beregningene. En oversikt over turbinplassering og nærliggende boliger er presentert i oversiktskartet i Figur 15.



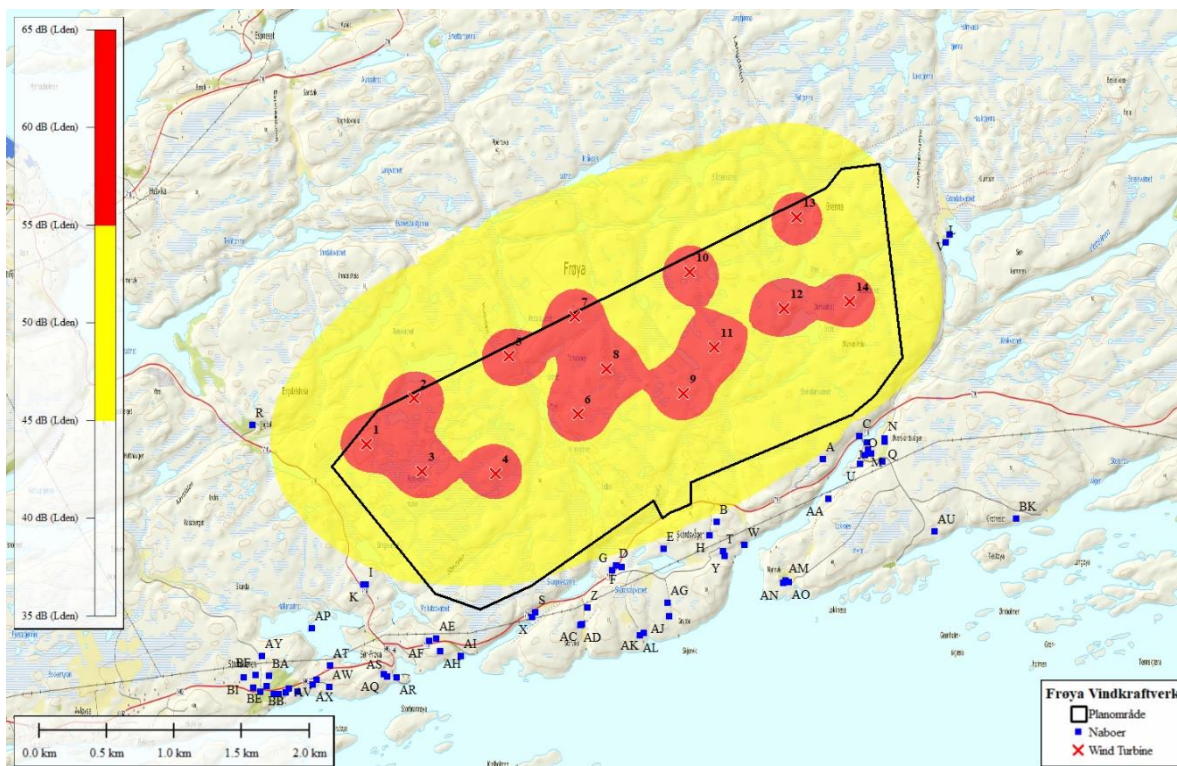
Figur 15. Oversikt over aktuelt utbyggingsalternativ og nærliggende helårs- og fritidsboliger.



Figur 16. Nabobebyggelse sørvest (K1) og sørøst (K2) for planområdet.

12.5.2 Støyberegninger, resultater

Et støysonekart basert på støynivå for verste scenario (medvind fra alle retninger) er presentert i Figur 17 under. Støymottakerne er navngitt slik at beregnet støynivå er høyest for nabo A, nest høyest for nabo B etc.



Figur 17. Støysonekart basert på beregnet støynivå for verste scenario (medvind fra alle retninger).

Beregningene viser at 46 naboer vil eksponeres for støyer verdier over 40 dB ved verste scenario-beregning, men ingen av dem vil eksponeres for støyer verdier over grenseverdien på 45 dB (gul vurderingssone). En detaljert oversikt over beregnede støyer verdier for de mest utsatte naboene er presentert i Tabell 13.

Tabell 13. Beregnede støyer verdier for de mest støyeksponte områdene.

Nabo	Beregnet støynivå, L_{den} [dB] (Lden) Worst Case	Nabo	Beregnet støynivå, L_{den} [dB] (Lden) Worst Case
A	44.7	O	43.6
B	44.6	P	43.5
C	44.5	Q	43.5
D	44.5	R	43.5
E	44.5	S	43.5
F	44.4	T	43.4
G	44.4	U	43.4
H	44.3	V	43.4
I	44.0	W	43.3
J	44.0	X	43.3
K	43.9	Y	43.2
L	43.8	Z	43.1
M	43.7	AA	43.1
N	43.6	AB	42.9

For ytterligere informasjon, se rapport fra WindPRO i vedlegg.

12.6 Skyggekast

12.6.1 Skyggekastberegninger, grunnlag

Skyggekast oppstår når en vindturbin i drift blir stående mellom solen og et mottakerpunkt, og det dannes roterende skygger fra rotorbladenes bevegelser. Hvor og når skyggekast inntreffer avhenger blant annet av lokal topografi, tidspunkt på dagen, sesong og mottakerpunktets lokalisering i forhold til vindturbinen.

Norske retningslinjer for omfang av skyggekast inkluderer grenser for teoretisk («worst case») og sannsynlig («real case») scenario. Ved beregning av sannsynlig skyggekast skal sannsynlighetsdata for antall solskinnstimer og forventet sektorvis antall driftstimer for turbinene benyttes. Teoretisk skyggekast er derimot kun basert på solens posisjon relativ til vindturbinen, hvor det antas at solen alltid skinner, turbinene er i drift hele tiden og vindretningen er slik at turbinene alltid står vendt mot skyggekastmottaker.

Skyggekastberegningene er utført i WindPRO (versjon 3.2.712). Beregningene er gjennomført i henhold til gjeldende retningslinje («Skyggekast fra Vindkraftverk, NVE 2/2014»), og følgende antagelser er lagt til grunn i beregningene:

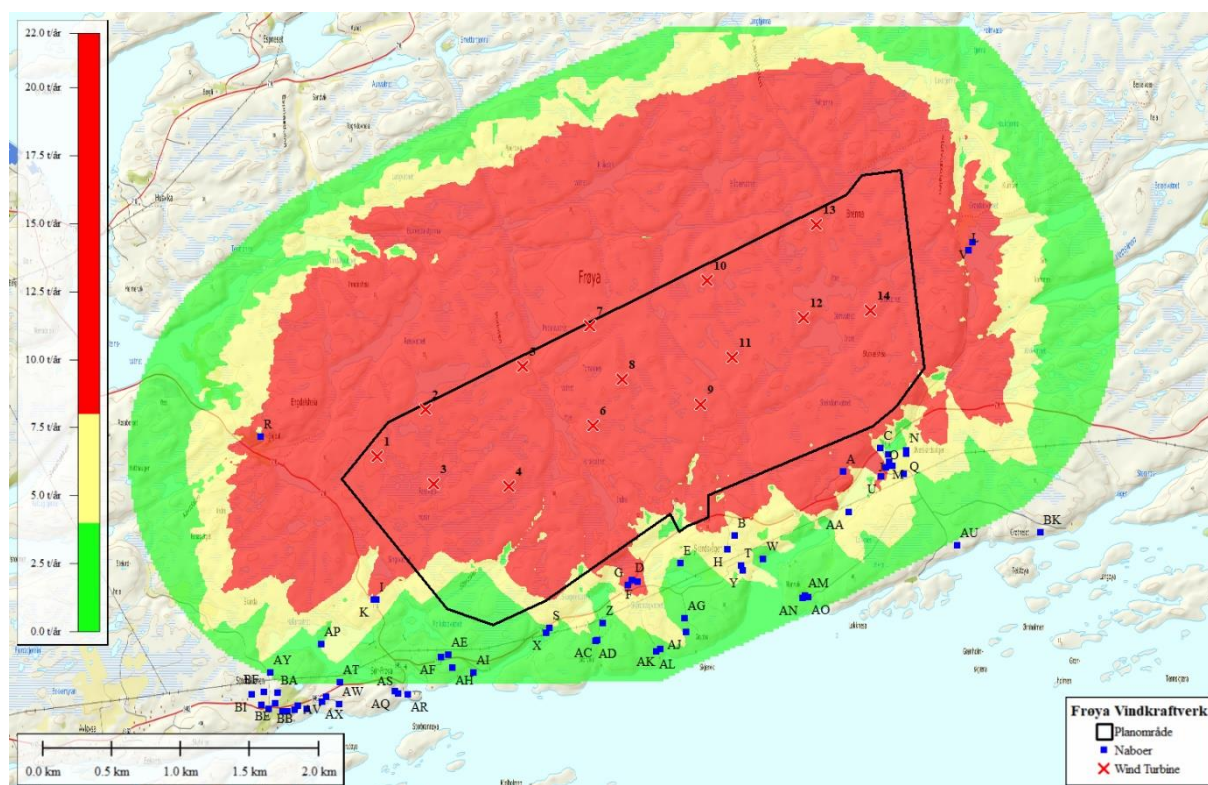
- standard faktor for solskinnssannsynlighet på 0,5
- sektors vindretningsfordeling
- årlig driftstid på 7000 timer
- naboer som ligger mer enn 1500 m unna nærmeste turbin er ikke hensyntatt
- skyggekast inntreffer ikke når solen står lavere enn 3 grader over horisonten
- beregninger av teoretisk skyggekast er basert på drivhustilstand, det vil si at bygningene ikke har én bestemt retning mot turbinene og at mottakeren har vinduer i alle retninger. Mottakeren er angitt som en vertikal flate på 2x2 m hevet 2 meter over bakken.
- skjermingseffekt av mellomliggende terreng er hensyntatt (basert på DTM data med 10 m oppløsning)

NVE legger i sin veileder 2-2014 Skyggekast fra vindkraftverk til grunn en anbefalt grenseverdi for faktisk skyggekast inntil 8 timer per år eller for teoretisk skyggekast (tilsvarer worst case i tabell under) inntil 30 timer per år eller inntil 30 minutter per dag. Grenseverdien for faktisk skyggekast kan fravikes dersom faktisk skyggekast begrenses til under 8 timer per år og 30 minutter per dag gjennom avbøtende tiltak.

I likhet med støyberegningene er skyggekastberegningene utført for et utbyggingsalternativ med 14 vindturbiner av typen Vestas V136-4,2 MW med 112 m navhøyde. Frekvensfordeling fra langtidskorrigert tidsserie fra mast S4 er benyttet i beregningene.

12.6.2 Skyggekastberegninger, resultater

Figur 18 viser beregnet omfang av sannsynlig skyggekast (timer/år) for aktuelt utbyggingsalternativ. Områder som ventes å oppleve skyggekast er fargelagt. Grønne og gulfargede områder er områder som er eksponert for skyggekast, men hvor omfanget er under nåværende grenseverdi på 8 t/år. Skyggekastomfanget i de røde områder er eksponert over 8 t/år. Naboer er i figuren markert med blå firkanter.



Figur 18. Oversikt over omfang av reelt skyggecast (timer/år) for Frøya vindpark.

Beregningene viser at kun 9 skyggecastmottakere forventes å bli eksponert for skyggecast over anbefalt grenseverdi på 8 timer med faktisk skyggecast per år. For teoretisk maksimalt skyggecast er det beregnet verdier over grenseverdien på 30 minutter per dag for 5 naboer, og verdier over grenseverdien på 30 timer per år for 12 naboer.

Beregnete verdier av skyggecastomfang for samtlige 21 skyggecastmottakere som forventes å oppleve mer enn 4 timer med sannsynlig skyggecast per år er presentert i Tabell 14 under. Verdier som overstiger den gjeldende grenseverdien er markert med gult.

Tabell 14. Beregnet omfang av skyggecast for nærliggende bebyggelse.

Bygg	Byggtype	Beregnet teoretisk maksimalt skyggecast [timer/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggecast [minutter/dag]	Beregnet sannsynlig skyggecast [timer/år]
L	Fritidsbolig	48.7	63.0	13.3
V	Fritidsbolig	44.6	59.0	12.2
R	Helårsbolig	44.4	38.0	11.3
A	Fritidsbolig	43.3	30.0	10.0
D	Fritidsbolig	42.3	31.0	9.9
F	Helårsbolig	40.9	29.0	9.6
G	Helårsbolig	39.9	31.0	9.2
U	Fritidsbolig	37.2	25.0	8.7
O	Fritidsbolig	36.4	25.0	8.6
K	Helårsbolig	27.9	27.0	7.8
I	Helårsbolig	26.4	27.0	7.3
B	Helårsbolig	31.1	26.0	7.3
M	Fritidsbolig	30.5	25.0	7.2

H	Helårsbolig	31.5	26.0	7.2
P	Helårsbolig	28.9	24.0	6.8
AA	Fritidsbolig	27.0	26.0	6.3
AB	Fritidsbolig	22.9	22.0	5.4
N	Helårsbolig	21.3	23.0	5.1
Q	Fritidsbolig	21.2	23.0	5.1
J	Helårsbolig	19.9	25.0	4.7
Y	Helårsbolig	20.4	23.0	4.5
AC	Helårsbolig	17.7	21.0	4.0

12.6.3 Skyggekast, avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak vil gjennomføres for å få omfang av sannsynlig skyggekast ned på et akseptabelt nivå. Det aktuelle tiltaket er å stenge ned enkelte turbiner i perioder hvor det er risiko for at skyggekast skal inntreffe. Beregningene viser det er turbinene T2, 4, 9, 12 og 14 som er tydelige bidragsyttere til skyggekast som oppstår for de mest utsatte skyggekastmottakerne. Ved bruk av følgende curtailment-strategi vil omfang av faktisk skyggekast for alle naboer reduseres til under 8 timer per år:

- turbinene 12 og 14 stenges ned i korte perioder på kveldstid i mars og oktober (henholdsvis 9 og 22 timer totalt)
- turbinene 4 og 9 stenges ned i korte perioder på kveldstid i mai, juni og juli (henholdsvis 34 og 29 timer totalt)
- turbinen 2 stenges ned i korte perioder på morgentid i april, august og september (13 timer totalt)

Forventet omfang av skyggekast etter dette avbøtende tiltak er presentert i Tabell 15.

Tabell 15. Beregnet omfang av skyggekast for nærliggende bebyggelse med curtailment-strategi.

Bygg	Turbin Curtailment Turbin nr (antall timer)	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast etter curtailment [timer/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggekast etter curtailment [minutter/dag]	Beregnet sannsynlig skyggekast etter curtailment [timer/år]
L	T12 (9 timer)	24.0	29.0	6.3
V	T14 (22 timer)	17.3	28.0	4.5
R	T2 (13 timer)	31.7	38.0	7.8
A	T4 (34 timer) T9 (29 timer)	27.7	30.0	6.3
D	T4 (34 timer)	11.7	21.0	2.8
F		6.7	20.0	1.6
G		22.5	21.0	5.2
U	T9 (29 timer)	30.8	25.0	7.1
O		28.8	25.0	6.8
K	--	27.9	27.0	7.8
I	--	26.4	27.0	7.3
B	--	31.1	26.0	7.3
M	T9 (29 timer)	22.6	25.0	5.3
H	--	31.5	26.0	7.2
P	T9 (29 timer)	19.1	24.0	4.5
AA	--	27.0	26.0	6.3

AB	T9 (29 timer)	16.8	22.0	4.0
N		21.2	23.0	5.1
Q		20.2	23.0	4.8
J	--	19.9	25.0	4.7
Y	--	20.4	23.0	4.5
AC	--	17.7	21.0	4.0

Sannsynlig skyggecast er beregnet til under 8 timer per år for skyggecastfølsomme bygg etter avbøtende tiltak (se Tabell 15) og den teoretisk maksimale skyggecastgrensen blir kun oversteget marginalt for 4 av byggene. Tiltakshaver mener at det derfor ikke er nødvendig med ytterligere avbøtende tiltak. Produksjonen vil bli redusert med 0,1% som følge av nedstengningene av turbinene for å redusere skyggecast.

For ytterligere informasjon om skyggecastomfanget for de aktuelle naboene, se rapport fra WindPro i vedlegg.

13 Avfall og forurensning

13.1 Datagrunnlag

- Frøya vindpark. Samfunnsmessige virkninger. Statkraft Grøner 2003. 6 s.

13.2 Områdebeskrivelse

Konsesjonsområdet er i dag lite forurenset og har ingen faste punktkilder for forurensning til jord, vann eller luft. Den største potensielle forurensningspåvirkningen på området kommer fra veitrafikken på veiene rundt området.

13.3 Nærmere om forurensning og avfallshåndtering

Generelle tiltak for å håndtere avfall og forebygge og håndtere forurensning framgår av tiltakstabellen under. Forholdet til nedbørfelt for drikkevannskilder er beskrevet i kapittel 11.

13.4 Oppfølging/tiltak

Tabell 16: Tiltak mhp. avfall og forurensning

Tiltak	Ansvarlig	Frist
Alle kontraktører skal ha et oversiktlig kartotek med produktdatablad over de helsefarlige kjemikalier som er i bruk i anlegget/prosjektet. Kartoteket skal oppbevares slik at det er lett tilgjengelig. Kontraktør er ansvarlig for at kartoteket er oppdatert.	Entreprenør	Løpende
Omgang med farlige kjemikalier håndteres i tråd med entreprenørens HMS-plan.	Entreprenør	Løpende
Hovedentreprenør skal utarbeide en beredskapsplan mot akutt forurensning som bl.a. skal omfatte varslingsrutiner, ansvarsavklaring og beskrivelse av aktuelle tiltak i forbindelse med forurensningen. Denne kan inngå i generell beredskapsplan. Det skal avholdes en minimum årlig table top-øvelse for å teste beredskapsplanen, gjerne kombinert med HMS-hendelse.	Entreprenør	Løpende
Gråvann og kloakk fra anleggsrigg skal samles på tett tank evt. til infiltrasjon i grunnen (forutsetter kommunal tillatelse). Tilsvarende for permanente bygg.	Entreprenør	Før anleggsstart Før idriftsettelse
Alt avfall inkl. farlig avfall skal håndteres i henhold til gjeldende regelverk dvs. samles inn/ryddes opp fortløpende i riktige fraksjoner, oppbevares betryggende i kort tid og leveres godkjent sluttmottak/avfallsselskap. Farlig avfall skal være deklart ved levering.	Entreprenør	Løpende
Avfallshåndteringssystemet skal være i drift fra oppstart av anleggsarbeidet og helt til all anleggsvirksomhet er avsluttet.	Entreprenør	Løpende
Drivstoff, oljer og kjemikalier skal oppbevares med dobbel sikring, dvs. enten i tanker/holdere med doble vegger eller i kar/container som kan holde igjen hele beholderes volum.	Entreprenør	Løpende
Ved olje- og drivstofflager og i anleggskjøretøy skal det finnes lager av oljeabsorberende materiale.	Entreprenør	Løpende
Mobile tanker skal plasseres i god avstand fra åpne vassdrag og slik at påkjørsel forebygges.	Entreprenør	Løpende

Påfylling av drivstoff til anleggsmaskiner skal skje slik at spill unngås. All påfylling fra større tanker skal skje ved pumping, ikke hevert/falltanker.	Entreprenør	Løpende
Planlagte reparasjoner og service skal skje slik at spill unngås, på angitte områder der konsekvensene av evt. utslipp er liten. Ved akutte reparasjoner skal det benyttes presenning som sikring mot søl.	Utbygger, entreprenører	Løpende i anleggsfase
Entreprenør skal presentere et sikkert opplegg for fylling av drivstoff og for serviceplasser. Dette skal godkjennes av utbygger.	Entreprenør, utbygger	Tidligst mulig i anleggsfasen
Det skal påses at maskinelt utstyr ikke lekker olje eller drivstoff. Utslippet søl pga. uhell eller maskinhavari skal samles opp og utslippsstedet gjøres rent umiddelbart. Det skal være tilgjengelig en tett beholder med overdekning mot nedbør for mellomagring av forurensete masser før levering til godkjent mottak/avfallsselskap.	Entreprenør	Løpende Beholder tidligst mulig i anleggsfasen, til etter turbinmontasje
Anleggsarbeidet herunder medfølgende støy skal varsles ved oppslag ved atkomstveier. De mest berørte naboene skal varsles ved brev. Lokalt informasjonsmøte om anleggsvirksomheten skal vurderes.	Entreprenør Utbygger	Før anleggsstart
Støy fra vindkraftverket skal beregnes iht. retningslinje for støy, T-1442/2012. Støysonekart med rød og gul sone (Lden 55 dB og Lden 45 dB) sendes NVE, Fylkesmannen og kommunen.	Utbygger	Før anleggsstart
I utgangspunktet skal turbiner plasseres slik at støygrensen overholdes uten andre tiltak. Om nødvendig skal tiltak i turbin og ved boliger vurderes og iverksettes.	Utbygger	Før idriftsettelse
Støving skal begrenses med vanning evt. forsiktig salting.	Entreprenør	Løpende
Erosjonsbegrensende tiltak for anleggsområder skal iverksettes der dette er nødvendig.	Entreprenør	Før anleggsstart, løpende
Ved sprenging og masseflytting skal det legges vekt på å forebygge spredning av sprengstein/masser utenfor selve anleggsområdet. Sprengstein i terreng skal fjernes og bør ryddes fortløpende.	Entreprenør	Løpende

14 Frist for istandsetting

Utbygger skal foreta en forsvarlig opprydding og istandsetting av anleggsområdene. Arbeidet skal være ferdig senest 2 år etter at anlegget eller deler av anlegget er satt i drift.

15 Prosjektilpasset kontrollplan

15.1 Beskrivelse

Det er krav fra NVE om en prosjektilpasset kontrollplan. Kontrollplanen skal iht. NVE veileder 1-2016 beskrive rutiner som sikrer at utbyggingen skjer i tråd med lovverk, konsesjon, pålegg og godkjenninger (av bl.a. MTA med detaljplan). Planen skal også inneholde rutiner for når konsesjonær skal melde ifra til NVE om avvik.

En kort omtale av arbeid med prosjektilpasset kontrollplan skal inkluderes i MTA. Selve planen er ikke gjenstand fra godkjenning fra NVE, men kan bli gjenstand for kontroll.

15.2 Beskrivelse av prosjektilpasset kontrollplan

Tabell 17. Beskrivelse av prosjektilpasset kontrollplan.

Krav	Ansvarlig	Kommentar
Entreprenør skal ha et miljøstyringssystem som tilfredsstillende ISO14001 eller tilsvarende	Entreprenør	Før oppstart
Entreprenørens styringssystem skal benyttes under anleggsarbeidet	Entreprenør	Løpende
MTA og detaljplan med vedlegg skal fungere som styrende dokumenter for prosjektet.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
Dersom det oppstår vesentlige planendringer må dette meldes skriftlig og godkjennes av NVE før endringene iverksettes.	Entreprenør, Utbygger	Løpende
I byggemøter mellom Utbygger og Entreprenør skal forhold knyttet til ytre miljø være et fast punkt på dagsorden.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
Entreprenør skal sikre at spørsmål knyttet til det ytre miljø er en del av HMS-rundene på anlegget.	Entreprenør	Løpende
Rapportering knyttet til ytre miljø skal følge de retningslinjer og de rutiner som er avtalt for prosjektet for øvrig.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
Utbygger vil sørge for at anleggsgjennomføringen følges opp av en miljørådgiver.	Utbygger	Løpende
Miljørådgiver skal holdes løpende orientert om fremdrift og utførelse, og tilkalles ved viktige avvikssituasjoner, tvilstilfelle om utførelse og milepæler i anleggsutformingen.	Entreprenør	Løpende
Entreprenør er i samråd med Utbyggers MTA-koordinator ansvarlig for at hendelser og avvik blir rapportert videre i henhold til Utbyggers prosedyrer for avviksbehandling. Relevante	Entreprenør, Utbygger	Løpende

avvik skal rapporteres til NVE.		
---------------------------------	--	--

15.3 Oppfølging og tiltak i anleggs- og driftsfasen

Kontroll av ytre miljø skal ellers sikres ved oppfølging av de tiltak som er angitt i denne MTA. En sammenstilling av samtlige punkter er gjengitt i vedlegg.

16 Vedlegg

1. Dokumentoversikt konsekvensutredninger og fagrapporter
2. Håndbok for terrengbehandling og landskapsutforming
3. Oversiktskart
4. Detaljplankart
5. Eiendomskart
6. Servicebygning, plan og snitt
7. Transformatorbygning, plan og snitt
8. Støy og skyggekast – kart og tabeller
9. Kontrollplan/sammenstilling av alle miljøtiltak
10. Søknad om forlengelse av konsesjonsperioden med 5 år til totalt 30

16.1 Konsekvensutredninger og fagrapporter

- Frøya vindmøllepark – Konesjonssøknad og konsekvensutredning. Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS og Trønder-Energi AS 2004. 171 s.
- Frøya vindmøllepark. Konsekvensutredning. Fagrapport landskap. Inter Pares AS 2003. 41 s.
- Frøya vindpark. Konsekvensutredning kulturminner og kulturmiljø. NIKU 2003. 45 s.
- Frøya vindpark. Fagrapport friluftsliv og ferdsel. Statkraft Grøner 2003. 37 s.
- Frøya vindpark. Fagrapport naturmiljø. Statkraft Grøner 2003. 49 s.
- Frøya vindmøllepark. Konsekvensutredning. Fagrapport støy og skyggekast. NTE 2003. 105 s.
- Notat. Frøya vindpark. Jord og skogbruk. Statkraft Grøner 2003. 3 s.
- Notat. Frøya vindpark. Annen arealbruk. Statkraft Grøner 2003. 2 s.
- Frøya vindpark. Samfunnsmessige virkninger. Statkraft Grøner 2003. 6 s.
- Frøya vindmøllepark – Tilleggsutredning – Sept. 2005. 33 s.
- Frøya vindkraftverk – Planendringssøknad. NTE Energi AS, TrønderEnergi Kraft AS og TrønderEnergi Nett AS 2012. 27 s.

HÅNDBOK

Terrenginngrep og landskapstilpasning for Frøya vindkraftverk

OPPDRAKSGIVER

Sarepta Energi AS

EMNE

Håndbok for terrenginngrep og
landskapstilpasning

DATO / REVISJON: 31.10. 2018 / 2

DOKUMENTKODE: 418487-RIM-RAP-HÅNDBOK



Multiconsult

Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult på oppdrag fra Sarepta Energi AS. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Tredjepart har ikke rett til å anvende rapporten eller deler av denne uten Multiconsults skriftlige samtykke.

Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

Foto forside : Multiconsult

Øvrige foto : Alle foto er tatt av Multiconsult om ikke annet kommer fram av bildeteksten.

Rapport

OPPDRAG	Frøya vindkraftverk	DOKUMENTKODE	418487-RIM-RAP-Håndbok
EMNE	Håndbok for terrenginngrep og landskapstilpasning	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Sarepta Energi AS	OPPDRAGSLEDER	Trine Riseth
KONTAKTPERSON	Lars Jørgen Sivertsen	UTARBEIDET AV	Trine Riseth, Ørjan Werner Jenssen, Hilde Bruheim Johnsborg
KOORDINATER		ANSVARLIG ENHET	10234054 Midt Naturressurser
GNR./BNR./SNR.			

SAMMENDRAG

Denne håndboka gjelder for arbeidene som skal utføres ved Frøya vindkraftverk.

Håndboka er et supplement til miljø-, transport- og anleggsplanen (MTA) og beskriver hvordan terrenginngrepene som følger ved utbygging skal utformes for å få en best mulig tilpasning til landskapet.

00	26.10.2018	Håndbok for terrenginngrep og landskapstilpasning	TRR	HBJ	ØWJ
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

1 Innholdsfortegnelse

1	Innholdsfortegnelse	4
2	Forord	5
3	Innledning	6
3.1	Lokalisering og eksisterende situasjon.....	6
3.2	Avgrensning av inngrepsområdet	8
3.3	Begrensning av inngrep	8
3.4	Massebalanse	9
3.5	Vegetasjonsrydding.....	9
3.6	Arrondering og overganger til eksisterende terreng	10
3.7	Revegetering	11
3.7.1	Oppbygging og jordstruktur	12
3.7.2	Revegetering i ulike vegetasjonsbilder	13
3.7.3	Tilsåing og gjødsling	14
3.8	Visuell forurensning og sikkerhet.....	14
4	Tilpasning ved ulike typer anlegg	17
4.1	Særskilte miljøtilpasninger Frøya vindkraftverk.....	17
4.2	Veier.....	18
4.2.1	Atkomstvei	21
4.2.2	Internveger	21
4.3	Massetak og deponi	22
4.3.1	Massetak	23
4.3.2	Massedeponi	24
4.4	Oppstillingsplass for kraner og utstyr/ fundamenter	24
4.5	Nettilknytning	25

2 Forord

Denne håndboka gjelder for arbeidene som skal utføres ved Frøya vindkraftverk.

Håndboka er et supplement til miljø-, transport- og anleggsplanen (MTA) og beskriver hvordan terrenginngrepene som vil følge ved utbygging skal utformes for å få en best mulig tilpasning til landskapet. En nærmere beskrivelse av planområdet er gitt i MTA.

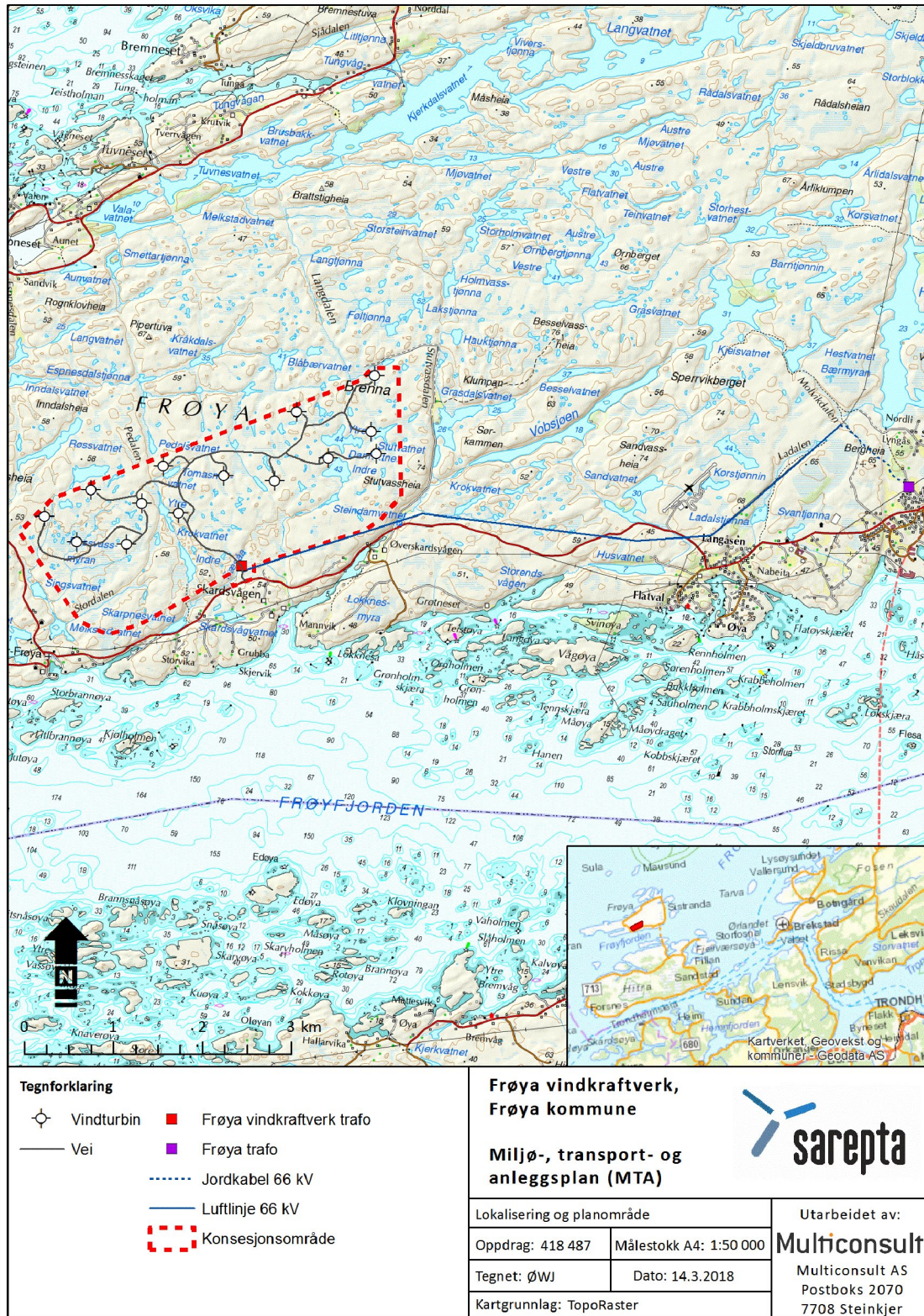
Håndboka har to formål. Den skal være et grunnlag for detaljprosjektering og for godkjenning av MTA og tekniske detaljplaner hos NVE slik at det konsesjonsgitte tiltaket kan realiseres. Den skal samtidig benyttes som et verktøy for de som så utfører arbeidene i praksis, for å sikre at utførelsen blir gjennomført på en hensiktsmessig måte for et best mulig sluttresultat.

For at håndboka skal fungere som ønsket, har intensjonen vært å lage et lettlest og kortfattet dokument, uten at dette går ut over dokumentets kvalitet. Håndboka er derfor rikt illustrert med forklarende foto, fotomontasjer og prinsippskisser.

Mer om intensjoner, hvordan håndboka er tenkt benyttet og hvilke aktører som bidrar inn ved ulike handlinger for å finne og sikre optimale løsninger ut fra et landskapsmessig synspunkt, er beskrevet i MTA. Dette gjelder for ulike problemstillinger, både i videre prosjektering og i byggefase.

3 Innledning

3.1 Lokalisering og eksisterende situasjon



Figur 1: Prosjektområdet for Frøya vindkraftverk i Frøya kommune i Trøndelag.

Frøya ligger ytterst på Trøndelagskysten og er den vestligste kommunen i Trøndelag. På hovedmassivet, Fast-Frøya, og på øyene ellers er det svært lite løsmasser. Mesteparten av jordsmonnet består av forvittringsjord, organisk materiale og noe marine avsetninger. Løsmassene ligger hovedsakelig i dalganger og viker, og på de store myrflatene med mosaikker av jordvannsmyr og atlantisk kysthøgmyr. På rabber, topper og klippekystpartier er løsmassedekket ytterst sparsomt. Det høyeste punktet på Frøya ligger ca. 75 moh., og planområdet ligger innenfor intervallet 50 - 70 moh. Fjellformene er preget av avrundete topper.

Området rundt Fast-Frøya er oppflikket av øyer og holmer, særlig på nordsida og til dels på østsida. I terrenget er det ikke lett å lese tydelige retninger i landskapet, men på makronivå har både bergrygger, fjorder og fjordarmer en sørvest-nordøst-gående hovedretning.

Kyststripa, der bosettinga er konsentrert, består gjennomgående av bratte klippestreder. Innimellom bergklippene ligger det spredt lune viker og bukker. Kystlinja ved Sistranda skiller seg fra resten av Fast-Frøya, med en slak, kystslettepreget helling ned mot fjorden.

På grunn av åpenheten er området vurdert som visuelt sett ganske sårbart. Men denne åpne karakteren er på lokalt nivå brutt opp av bergrygger, knauser, koller og klippestreder. Dette øker landskapets tåleevne for inngrep og er samtidig et godt utgangspunkt for god integrering av de ulike anleggsdelene i landskapet.



Figur 2: Typisk terreng i Frøya vindkraftverk.

3.2 Avgrensning av inngrepsområdet

Etter ferdig prosjektering skal inngrepsgrense, dvs. maksimal ytre avgrensning av arealinngrep, kartfestes og etter behov merkes med stikker i terrenget mot særlige miljøverdier. Der stikkene ikke lett lar seg feste i grunnen skal stikkene støttes opp. Inngrep, midlertidig bruk av areal og anleggstrafikk skal ikke skje utenfor inngrepsgrensen. Planlegging og fastsetting av inngrepsgrensen må derfor ta høyde for lagringsbehov, innbefattet midlertidig lagring av de stedlige massene, og gi tilstrekkelig plass for god gjennomføring av ulike arbeidsoperasjoner. Ved sluttarrondring kan man gå ut over inngrepsgrensen dersom det vil gi bedre overganger til eksisterende terreng.

3.3 Begrensning av inngrep

Inngrepsgrense ligger i regelen i en fast avstand fra ytterkant av prosjektert inngrep. For Frøya er denne satt til 10 m som hovedregel. For å gi rom for optimalisering av veilinjje og andre anlegg, er det også angitt en arealbruksgrense som en korridor utenfor anleggene. Denne er i detaljplankartet justert for viktige forekomster, som kulturminner, viktig vegetasjon eller vannårer. Denne arealbruksgrensen angir et spillerom for ytterligere tilpasninger før byggetegningene ferdigstilles. Mens arealbruksgrensen ligger fast (endring ut over denne må godkjennes av NVE), skal inngrepsgrensen flyttes med justeringer av veikroppen, men ikke ut over arealbruksgrensen.



Figur 3 viser teoretisk arealbruksgrense med avmerking av viktige forekomster til venstre og endelig arealbruksgrense der forekomstene er hensyntatt til høyre.

Alle midlertidige inngrep skal utføres slik at det letter tilbakeføring. For å unngå skader og inngrep i områder med sårbar vegetasjon, skal kjøring i driftsfasen og mellomlagring av masser, utstyr og materiale holdes til areal for permanente inngrep (det interne veinettet, kranoppstillingsplasser ved turbinfundamentene og øvrige anviste steder til disse formålene). Spesielt sårbare områder, som sårbar og/eller verdifull vegetasjon, vann, elver, bekker med randsoner, kulturminner eller andre fysiske element som skal beholdes, skal tas hensyn til ved avmerking på byggeplan samt ved fysisk merking i terrenget der dette er hensiktsmessig.

For areal som kun er til midlertidig bruk, skal underlaget beskyttes mot komprimering av jord og slitasje. Bruk av duk vil her kunne være et godt tiltak.

Det er rom for mindre justeringer under bygging, dersom justeringene medfører en bedre tilpassing av inngrepene til terrenget. Det er ønskelig at man bruker denne muligheten for å få et best mulig anlegg. Ved større justeringer rådføres det med landskapsarkitekt.

Hvis det oppstår terrengskader som følge av uforutsette hendelser, skal skadene utbedres så raskt som mulig i tråd med metoder beskrevet i MTA-planen og denne håndboka, med mindre dette utgjør en fare for ytterligere skader.

3.4 Massebalanse

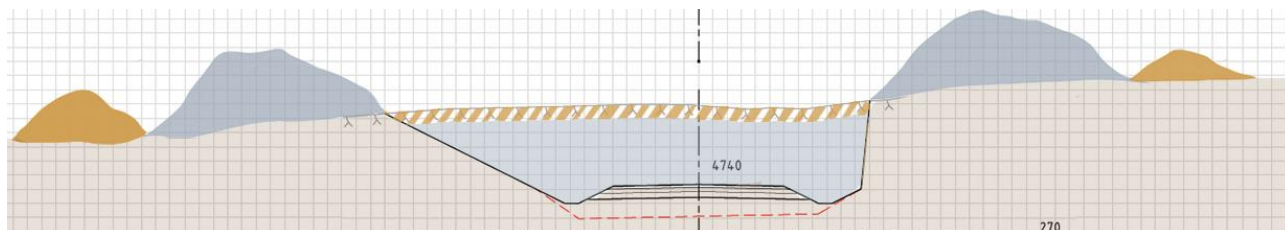
Intern massebalanse for anlegget tilstrebes, både når det gjelder byggemasser og tildekkingsmasser. Ved behov benyttes anviste sidetak eller massedeponi. En plan for masseuttak som speiler behovet skal da utarbeides og godkjennes av myndighetene før uttak kan tas i bruk.

I utgangspunktet antas det at det vil bli overskuddsmasser fra utgraving/sprenging til kranoppstillingsplasser og fundament, som fortrinnsvis senkes noe ned i terrenget, heller enn å bli liggende for høyt. Veien legges fortrinnsvis noe høyere enn terrenget for å begrense inngrep i form av skjæringer og minske behovet for grøfting. Høyden må avpasses for å unngå unødvendig store massebehov. I vertikalprofilen må man påregne sprenging i mindre formasjoner for å få ønsket høyde på eksempelvis 0,7 m over terreng på hoveddelen av veistrekningen.

3.5 Vegetasjonsrydding

Ved rydding av vegetasjon skal det foretas en vurdering av hva som kan settes igjen av hensyn til landskap, innsyn/veiens synlighet i landskapet og for å begrense erosjon. Vegetasjonsrydding skal ikke foretas ut over det areal som er angitt i planen. Ved fjerning av vegetasjonsdekke tas det sikte på lokalt gjenbruk på skråninger så langt mulig og hensiktsmessig. For å sikre vekstjord der det trengs mest skal vekstmasser, fortrinnsvis fra områder der man har rikelig med vekstmasser, legges til mellomlagring slik at de kan benyttes ved ferdigstilling av anlegget.

Mellomlagring skal skje på henvist plass. Avdekkingsmasser lagres i ranker. Toppjord og undergrunnsmasser skal lagres separert. For at jordas frøbank skal overleve, må ikke rankene overstige 2 m i høyde eller bredde. Rankene skal ikke legges i forsøkninger i terrenget der en kan risikere vannansamlinger. Massene skal lagres løst, og skal ikke komprimeres verken ovenfra eller sideveis. Tiden fra toppmassene tas av og til de legges tilbake, bør være så kort som mulig, blant annet for å minimere uttørkingsskader. Ved rydding for tilrettelegging av vei, skal midlertidig lagring skje i ranker like utenfor veilinja, men i tilstrekkelig avstand slik at undergrunnsmasser og sprengte masser ikke blir blandet inn i vekstjorda. Toppmassene legges i en separat ranke ytterst og undergrunnsmassene i en separat ranke innerst.



Figur 4 viser plassering av massene, med toppmasser ytterst. Overskuddsmasser kjøres bort, fortrinnsvis til istandsetting av masseuttak.

Separering av toppmasser fra undergrunnsmasser er spesielt viktig der undergrunnsmassene er mineralske. Der undergrunnsmassene er biologiske, eksempelvis i myrområder, kan en viss innblanding av denne jorda øke volumet til topplaget, samtidig som den er et godt vekstmedium.



Figur 5. Stipla linje viser nedre grense for det som betraktes som toppjord, der jorda forventes å være en frøbank. I dette tilfellet kan en innblanding av torv fra det neste sjiktet aksepteres, da torva er et godt vekstmedium. Innblanding av den mineralske jorda, som vist til høyre i bildet, skal ikke forekomme.

I områder der laget med toppjord er tynt kan det være vanskelig å separere toppmasser fra undergrunnsmasser. Her må man vurdere avtaking av vekstmasser i tuer, noe som igjen vil fremme revegetering i disse områdene, som gjerne er utfordrende med hensyn til revegetering.

Under vegetasjonsrydding og avtaking av masser hender det at fine terrengformasjoner blottlegges. Om mulig kan terrenget tilpasses disse formasjonene slik at de kan inngå som et positivt element i anlegget.

3.6 Arrondering og overganger til eksisterende terreng

Overgang mellom inngrep og eksisterende terreng gjøres så naturligt som mulig ved å gjenspeile eksisterende terrengvariasjoner og overganger i tilgrensende områder. Ved inngrep langs bekker og elver skal det etterstribes å reetablere vannstrengene med tilhørende kantsone. Vann og vannstrenger er verdifulle element i landskapsbildet, og i den grad de berøres ut over korte kryssninger på tvers skal man søke å finne nye veier for disse i dagen, beliggende og utformet slik at de beholder sin verdi i landskapsbildet sammen med en god økologisk funksjon (bilder fra før inngrep vil her være et godt hjelpemiddel). Større omlegging av vannårer kan medføre utilsiktet massetransport og

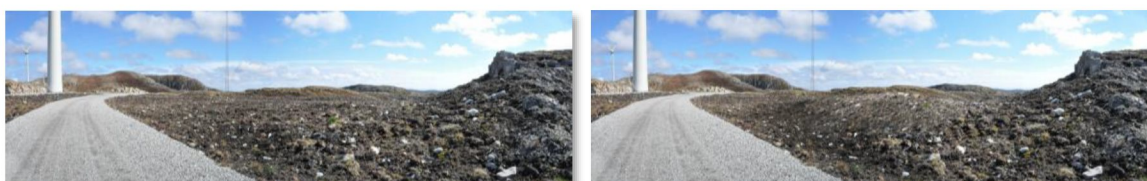
sedimentering som kan være utfordrende å håndtere. Knekklinjer skal ikke forekomme, hverken langs vei, grøft eller skråning og større ensarta flater skal unngås.

For å formidle ønska sluttprodukt med hensyn på overflate og element brukes gjerne uttrykket Copycat. I dette ligger å kopiere en tilsvarende naturskapt situasjon.

For et godt resultat, ser man helst i nærområdet (eksisterende situasjon) hvordan tilsvarende element er formet fra naturen sin side og videre prøver man å kopiere dette. Først etterligner man de store linjene for så å gå mer inn i detaljen. Man snakker ikke om en blåkopi av linjeføring og detaljer, men om en kopi av uttrykket. Målet er at inngrepet på sikt skal se naturlig ut. Eksempelvis vil man for elementet bekk først se på bekkens naturlege buktninger, videre på kantsona, og til sist innslag av element i selve elva, eller mangel på dette. For dette elementet er det også viktig å vurdere eksisterende terrengformasjoner i forkant, for hensiktsmessig plassering. Om man fremdeles er i tvil om utføring, bør men ta kontakt med landskapsarkitekten som er tilknyttet prosjektet.



Figur 6 | Naturen hersker de organiske linjene. Snorrette linjer, som den på bildet til høyre vil aldri bli oppfatta som naturlige i landskapsbildet.



Figur 7. Det er viktig at arronderte områder ikke blir helt flate, men at de gjenspeiler variasjonene i tilliggende terreng. På bildet til venstre fremstår istandsatt massetak som ei litt for stor og ensarta flate til at den visuelt aksepteres som en naturlig formasjon i det småkuperte terrenget. Eksisterende situasjon Ytre Vikna. Fotomanipulert bilde til høyre viser at en mindre overhøyde på deler av arrondert terreng kan være alt som skal til for et mer naturlikt landskapsbilde

3.7 Revegetering

Istandsetting av områdene skal foregå etter prinsippet om naturlig revegetering, etter et ønske om at de ulike områdene i framtida skal fremstå som i dag. Det skal med andre ord ikke introduseres fremmede arter ved vegetasjonsetableringen, men legges til rette for naturlig revegetering av stedege arter gjennom frø og rester av plantemateriale i avdekkingsmassene, i tillegg til frø som etter hvert spres fra eksisterende vegetasjon på stedet. Rydda, mellomlagra toppjord (markdekket og

avdekkingsmasser) skal benyttes til overdekking av skjæringer og fyllinger for raskest mulig, naturlig vegetasjonsetablering. Dette kan være en langsiktig prosess, men et naturlig resultat er her viktigere enn rask etablering.



Figur 8: Manipulert bilde viser skråning sentralt i bildet slik den ville stått frem dersom den ble sådd til med gress for rask vegetasjonsetablering, med en farge som blir fremmed i landskapsbildet.



Figur 9: Jordfargen på veiskråningen skiller seg noe ut fra tilliggende terreng, men vil på sikt bli lite synlig med reetablert lyng og mose som på tilliggende areal.

3.7.1 Oppbygging og jordstruktur

For best mulig vanntransport og struktur, skal markert sjiktning mellom lag av ulike jordarter unngås. I bratte skråninger kan dette også være avgjørende for stabiliteten. Det skal derfor ikke glattes til eller komprimeres unødige ved utlegging av det enkelte sjikt. Jordoverflata skal være porøs slik at forholdene er gode for vannlagring, spiring og rotvekst.

Ved etablering av vegetasjon på steinfyllinger skal steinfraksjonen i øverste lag være tilstrekkelig finkornet til at vekstjord eller stedlig toppjord som legges oppå ikke drysser - eller vaskes ned i

fyllingen. Fyllinga bør derfor bygges opp med en avtagende steinstørrelse/ kornstørrelse oppover i profilet.

3.7.2 Revegetering i ulike vegetasjonsbilder

I områder som utelukkende har fjell og stein i overflata skal det ikke etableres vegetasjon. De fleste områder har likevel et visst innslag av vegetasjon, og bruk av toppmasser over kortere strekk kan skape brudd som demper fjernvirkningen av lange steinfyllinger.

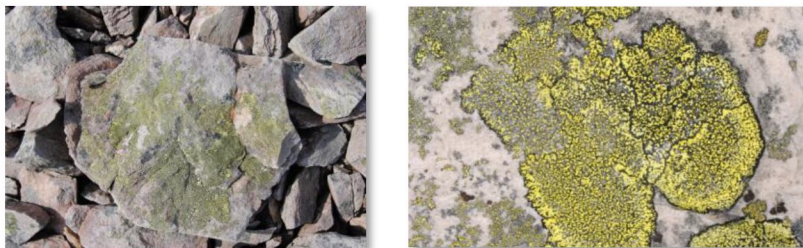
Ved bygging må man ha et bevist forhold til hvilke fyllinger som skal dekkes til eller ei. Alle fyllinger skal ha en ryddig, strukturert fyllingsfot, for å unngå skader på fe og vilt. Fyllinger som ikke skal dekkes til kan ses som konstruksjoner, der utseendet skal være ryddig med steiner i passende fraksjon, relativt ensartet og godt pakket. Ved bruk av uensartet materiale blir inntrykket fort litt rotete.



Figur 10 Bildet viser hvordan en relativt ryddig, godt pakket steinfylling fremstår som en veltilpasset konstruksjon i et område med mye fjell i dagen.

De vegeterte områdene har et løsmassedecke bestående av torv (vegetasjon med rotsone) og stedvis et underliggende jordlag med røtter og frømateriale av varierende tykkelse. Dess større forsenkninger og dess bedre lokalklima, jo dypere kan jordlaget forventes å være og med det vegetasjonen kraftigere. Man kan oppnå en naturlig mosaikk ved å legge ut vekstjordlaget med ulike tykkelser, med et tykkere lag i søkk og gradvis skinnere lag mot toppene. Der man får overganger mellom tildekt fylling og bar fylling, skal denne tones ut.

Patinert stein, dvs. stein med lav og mose, regnes som en ressurs. Stein av en viss størrelse og som utmerker seg med mye lav, skal tas vare på og plasseres tilbake i terrenget med patinert side opp. Dette vil være en viktig faktor for et naturlikt resultat.



Figur 11 Steinblokker med fin patinering. Slike steiner bør tas vare på for å skape mosaikk i områder som istandsettes etter inngrep.

3.7.3 Tilsåing og gjødsling

Det skal i utgangspunktet ikke gjødsles eller sås til da de aktuelle naturtypene generelt er tilpasset et skrint miljø. Det kan unntaksvis være gunstig å så til. Eksempelvis er det hensiktsmessig, for rask vegetasjonsetablering i spesielt erosjonsutsatte områder, dersom mulige erosjonsskader anses å utgjøre en større ulempe enn eventuelt tilført plantemateriale. Her må faren for erosjon som følge av skråningshelling, vanntransport eller vind vurderes opp mot antatt tidshorizont med hensyn til naturlig revegetering.

Dersom men finner det hensiktsmessig benyttes tilsåing med egnet frømateriale. Det skal da gjøres en nøye vurdering av plantevalg / frømateriale for å få så stedlig materiale som mulig, eventuelt med svaktvoksende arter som etter hvert vil utkonkurreres av de stedlige artene. Det anbefales å ta kontakt med NIBIO som er behjelpelig med å tilpasse frøblanding med utgangspunkt i ECONADA-prosjektet der de har forsket på ulike fjellfrøblandinger. Ved bruk av tilsåing skal de ikke såes til utover anviste områder.

3.8 Visuell forurensning og sikkerhet

Sprengsteinsøl, søppel og andre anleggsspor utenfor veier, fundamentplasser og massetak skal samles inn og ryddes opp. Sprengstein skal ikke forekomme utenfor konsesjonsgrensen. Arbeidet med rydding av sprengstein gjøres manuelt på en slik måte at arbeidet i seg selv ikke setter varige spor i terrenget. Av samme grunn skal mellomlagring av sprengstein kun forekomme på arealer avsatt til veier og plasser.

For å unngå / redusere omfanget av sprengsteinsøl i terrenget skal det tas forholdsregler. Dette er spesielt viktig i følgende områder:

- Områder der det vil være vanskelig rent teknisk å samle inn sprengstein som har blitt spredt utover veilinje / anleggslinje: lange og bratte skråninger, ved vann
- Områder av spesiell verdi som ligger i nærheten av områder som utformes ved sprengning:
 - vann og vassdrag med kantsoner
 - drikkevannskilder
 - myrområder med dårlig bæreevne der det vil være vanskelig å gjennomføre opprydding med maskin
 - verneområder, spesielle naturtyper, objekter med stor miljøverdi
 - områder med kulturminner

For å unngå sprengsteinsøl i terrenget, skal følgende tiltak vurderes i sårbare områder som nevnt ovenfor:

- Bruk av matter som hindrer sprut av sprengstein
- Begrense størrelsen på ladningene for å ha bedre kontroll på sprengningen
- Sprengte på en slik måte at sprengte masser ikke løftes ut av sprengningsområdet (eks. ved å bore og lade dypere enn strengt nødvendig ved flåsprengning).

Dersom det har kommet sprengstein i terrenget som oppfattes som forurensende, skal følgende tiltak settes inn:

- Manuell innsamling av sprengstein
- Maskinell innsamling av sprengstein der dette er mulig ut fra terrengetformning, bæreevne, mulighetene for å pusse kjørespor etter opprydding
 - Bruk av matter og flåter er her forebyggende tiltak som vil begrense kjøreskadene
- Maskinell børsting i kombinasjon av manuell børsting av svaberg / naturlige fjellformasjoner som er preget av sprengstein

Planområdet skal etter anleggsslutt være trygt for brukere. Utforming og arrondering må derfor utføres slik at farlige skrenter og ustabile skråninger unngås, også i steinbrudd. Permanent sikkerhetsinngjerding er av visuelle - og vedlikeholds grunner ikke ønskelig.

Langs internveier, på sidebratt parti der skråningsutslagene blir større, kan det være ønskelig å sikre disse mot utkjøring ved å legge veilinje inn slik at det blir stående igjen en terrengoverhøyde mot det fallende terrenget. Veilinje skal plasseres og sprengning utføres slik at det ikke er risiko for at ønsket terrengoverhøyde blir sprengt bort og raser ned den høye skråningen, der det kan være vanskelig å rense opp sprengsteinsøl uten å volde ytterligere skade på terrenget.

4 Tilpasning ved ulike typer anlegg

4.1 Særskilte miljøtilpasninger Frøya vindkraftverk

Konsesjonen pålegger utbygger å ta særlig hensyn til den kjente naturtypelokaliteten Stutvasheia samt at vegetasjonstypene terrengdekkende myr, reinrosehei og forekomster av brunskjene og engmarihand skal hensyntas. Det er også stilt krav om hensyn til landbruksjord.

Utbygger har detaljert naturtypeområdene og slått sammen områdene hvor det må tas særlige hensyn til et eget «flatedatasett» for hensynsområder. Se kart i MTA. Anlegg i disse hensynsområdene skal søke en best mulig balanse mellom framkommelighet til og realisering av turbinpunkt, de generelle prinsippene for ulike anleggstyper i delkapitlene under og å holde seg utenfor hensynsområdene.

Gjennom arbeidet søkes det å holde summen av inngrepene nede. Å samle inngrepene der dette er mulig er gjerne heldig for landskapsbildet i sin helhet. Det småkuperte terrenget på Frøya med mange små koller er et godt utgangspunkt for god integrering av de ulike anleggsdelene. Man bør ha et spesielt fokus på plassering av veglinjer slik at disse ligger nede mellom kollene og med det dempes i landskapsbildet. Dersom man må gjøre betydelige inngrep i enkelte koller bør uttak av disse kollene i sin helhet vurderes som positive masseuttak. Det samme vil gjelde ved turbinplassering. Utforming av veilinja har en direkte virkning på behovet av masser og masseuttak. En unødvendig høg vei vil eksempelvis medføre økt behov for masser i tillegg til å bli unødvendig ruvende i landskapet. Utvidelse av en skjæring som ikke kan unngås vil kunne minske summen av inngrepene dersom det gir rom for vrakmasser som kan ta ned den visuelle høyden på skjæringen, og samtidig unngå et eksponert masseuttak en annen plass. Deponering av overskuddsmasser langs veglinja vil stedvis kunne gi veglinja en bedre forankring til terrenget.



Figur 12. I det fotomanipulerte eksempelet er det fylt igjen masser i et dalsøkk foran fremre turbin. Inngrepene samles samtidig som vegen gis en bedre forankring i landskapet ved å unngå fyllingsskråning på begge sider av vegen og kranoppstillingsplass for turbinen blir mindre ruvende.

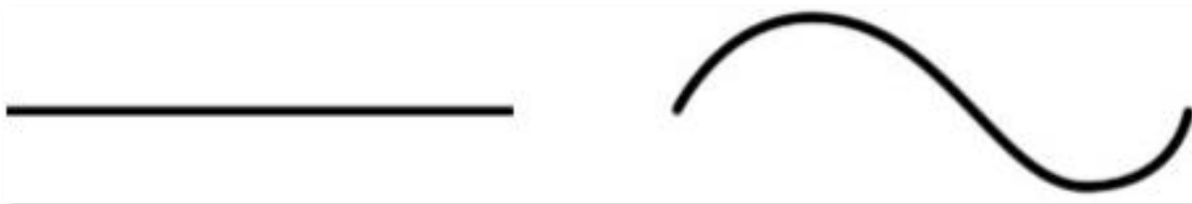
4.2 Veier

Veiene utgjør gjerne de mest omfattende inngrepene i forhold til terrenginngrep, og krever følgelig et spesielt fokus både med tanke på linjeføring og anlegning. Spesielt viktig blir dette for adkomstvegen som må tas opp gjennom et krevende terreng opp til plataet.

Med en trasébredde inkludert grøft på 10 m, hvor av 6 m er veibredde inkludert skuldre, og eventuelle skjæringer og fyllinger kommer i tillegg, vil en god linjeføring og sluttarronding være avgjørende for helhetsinntrykket ved opphold og ferdsel innen planområdet.

Linjeføring

Veiene legges så skånsomt som mulig, med forankring inn mot terrenget. Dette gjøres med nøye avpassing av rettstrekk i forhold til kurvatur med tilpassa radier, slik at dette harmonerer med landskapet i plan som vertikalprofil. Tilpasningen må ligge på et fornuftig nivå i forhold til størrelsen på terrengformasjonene, slik at 'nervøse' veier unngås. Tosidige skjæringer og fyllinger bør i det lengste unngås, med mindre man ser dette hensiktsmessig ut fra andre ønsker og behov. Generelt foretrekkes en lengre vei foran uheldige skjæringer og fyllinger. Ved å legge veiene gjennom kranoppstillingsplassene der dette er mulig, kan total veilengde reduseres.



Figur 13. Mange tenderer å tenke at en rett veglinje i planet vil være kortere enn en veglinje som bukker seg med terrenget og med det raskere å bygge.



Figur 14. En veglinje er imidlertid et 3-dimensjonalt objekt og en linje på tvers av terrengets former vil fort få et langt mer krevende vertikalprofil. Dette kan medføre større skjæringer og fyllinger som er både tidkrevende og kostbart å bygge, samtidig som inngrepet vil bli langt mer dominerende i landskapsbildet. Vertikalprofilen til en linje som følger terrengets kurver vil gjerne bli en langt rettere linje i vertikalplanet.



Figur 15. I det småkuperte landskapet er økt veglengde å foretrekke foran skjæringer. Bildet viser hvordan et godt tilpasset vegnett slynger seg med terrenget.

Anlegning

Eventuelle løsmasser i veilinja legges til side før veien sprenges/graves ut. Vekstmasserne (markdekket og avdekkingsmasser) benyttes til overdekning av fyllinger og eventuelt skjæringer. Veien bygges opp av sprengt eller stedegen stein og avrettes med 15 cm knust masse. Skjæringer vil i størst mulig grad bli flatet ut, og fyllinger vil i den grad dette er naturlig bli dekket med stedlige løsmasser (jord og torv).

Det er viktig at tilgjengelig mengde vekstmasser blir fordelt riktig ved ferdigstilling av anlegget. Områder med mindre mengde avdekte vekstmasser, bør få tilført vekstmasser fra områder med større volum av vekstmasser. I områder der avdekkingsmassene består av dyp myr (toppsjikt med etablert veksttorv med underliggende torv uten røtter og frø i samme omfang som massene over), kan det være gunstig å blande disse massene. Her er det likevel avgjørende at den velutviklede torva blir lagt på toppen i mosaikk med mer sterile torvmasser. I områder med stort innslag av sterile torvmasser, vil revegeteringen ta lengre tid enn der hvor veksttorv i større grad preget overflaten.

Fjellskjæringer

Mindre fjellskjæringer bør gis samme helning som tilstøtende terreng. Mindre nabber kan imidlertid få stå igjen for variasjon i skråningen og med det et mer naturligt uttrykk.



Figur 16: En mindre skjæring står igjen på venstre sida av veien. Piggning i toppen avskjæringen, som vist på manipulert bilde nederst, er alt som skal til for at oppstikkende nabber på begge sider av veien skal bli mindre påfallende.

Primært skal skjæringer utføres uten konturboring, slik at sprengningsflata følger sleppene i fjellet. Skjæringene gir med dette et røft, men rolig inntrykk. I sprekker og mindre flate partier i skjæringen vil det blir stedvis liggende finstoff som vil være grobunn for mindre vegetasjon, som vi dempe inntrykket av skjæringene som massive, ensarta harde flater. Dette er vurdert å gi et bedre sluttresultat, selv om skjæringene med dette kan bli noe høyere fordi man må legge seg noe lengre inn i skråninga.



Figur 17 Bildet viser en naturlig fjellformasjon som har mange likhetstrekk med en fjellskjæring uten konturboring.

Fyllinger og skjæring i løsmasser

Arbeidet med å ta ut skjæringsmasser og oppbygging av vegfyllinger skal ikke påbegynnes før vegetasjon og humusholdige jordarter er fjernet fra aktuelle områder, for behandling i samsvar med planlagt etterbruk.

Berørte areal langs internvegene antas å bestå hovedsakelig av myr og løsmasser. Det søkes å legge skjæringer og fyllinger med en helling som gjør at arealene forblir en naturlig del av landskapet. Det er lite trolig at det vil bli behov for rekkverk i planområdet for Frøya ut fra begrensede høydeforskjeller.

Framdrift, flåsprenging og massebalanse

Man kan fort se det tjenlig å legge veglinja høyt for å unngå flåsprenging og med det bedre framdriften. Dette medfører gjerne at man søker å ligge med en slik høyde i forhold til terreng at man unngår å sprengne ut for kabelgrøfta. Dette fører igjen til at store deler av veglinja blir liggende på en skjæmmende høy skjæring, i tillegg til at det krever inngrep i form av masseuttak andre steder på anlegget. Visuelt sett kan en høyere veglinje aksepteres dersom den forankres inn mot terreng med ensidig skjæring.

4.2.1 Atkomstvei

Turbinene blir transportert med spesialkjøretøy fra kai Nordhammervika og inn i konsesjonsområdet. Så langt råd skjer dette via eksisterende veinett med enkelte midlertidige utvidelser av veikryss etc. på strekningen fram mot atkomstveiene. Frøya vindkraftverk har en utypisk atkomstvei ved at den er svært kort, og at høydeforskjellen fra offentlig vei til konsesjonsområdet er svært liten. Avkjørselen vil være inngangsporten til vindkraftverket, og må tilpasses terrenget slik at inngrepet blir minst mulig visuelt forstyrrende. Viktige landskapselementer i området bør inngå som positive innslag i helhetsbildet. Stikning av dette partiet av vegen bør utføres i samarbeid med landskapsarkitekt.



Figur 18: Bildet viser område for innføring av atkomstvei til Frøya vindkraftverk. Knausen med 22 kV-masta vil fungere som skjerm mot området for trafo og servicebygg. Dagens mastepunkt vil bli endemast mot trafoen (kabel inn mot trafoen og 66 kV videre østover). Ved etablering av dette punktet vil det være viktig å beholde terrenget mot veien mest mulig urørt.

4.2.2 Internveger

Veinettet internt i Frøya vindkraftverk er relativt omfattende (men kortere per turbin enn i mange andre prosjekter). Med en trasébredde inkludert grøft på 10 m, hvorav 5,5 m er veibredde, og eventuelle skjæringer og fyllinger kommer i tillegg, er god linjeføring og sluttarrondering avgjørende for helhetsinntrykket ved opphold og ferdsel innen planområdet.

Kabling

Interne jordkabler skal legges i veikroppen for minst mulig inngrep. Kabelgrøfting omfatter graving og sprengning, samt overfylling etter kabelleggingen. Arbeidet med kabelgrøfting, inkludert omfylling og overdekning som tilfredstiller forskrift om elektriske forsyningsanlegg, skal tilpasses innenfor den prosjekterte vegløsningen på en slik måte at de ikke synes etter ferdigstilling. Kabelgrøftene antas å bli ca. 70 cm dype med en bredde på 1-1,6 m.

Grøfter og drenering

Behovet for grøfter langs veien avhenger av de naturlige forhold på stedet, men bygges prinsipielt med åpen drenering i sidegrøft. Det skal ikke stå igjen terskler i grøfta som demmer opp og som kan lede vann inn i trauet eller overbygningen. Der det er nødvendig å ha grøft langs veien, bør den utformes med et mykt tverrprofil, ikke ha brattere helning enn nødvendig, og helst være så grunn som mulig uten at det går ut over grøftas funksjon. Ved framføring av vei skal det tas spesielt hensyn til eksisterende bekkeløp, myrer og sigevannsmønster. Kryssing av bekker og fuktdrag skal gjøres skånsomt, og med minst mulig endring av opprinnelig avrenningsmønster.

Stikkrenner plasseres så vidt mulig slik at tidligere vannveier opprettholdes. Avstanden mellom rennene bør vanligvis ikke være større enn ca. 100 m, men justeres etter behov som følge av undergrunn og tilpasses sideterreng ved inn- og utløp for et helhetlig og naturlig preg.

Det er viktig at stikkrenner plasseres riktig både i plan og høyde. I utgangspunktet ønskes stikkrenner lagt i bunnen av fyllingene. Ved arbeid vinterstid med mye snø er det viktig å påse at dette er oppfylt. Stikkrennene etableres med ryddet steinsetting både ved inn og utløp. Røret skjæres rett av og trekkes inn i forhold til steinsettingen, som skal ha en god avslutning med steinsetting både under og over røret. Ved utløpet behandles terrenget slik at erosjon unngås. Rør som benyttes skal ha svart utside og svart eller kvit innside.



Figur 19. Bildet viser en god bearbeiding inn mot utløpet av stikkrenna. Grad av opparbeiding må tilpasses sted og eksponering.

Arbeidet med grøfter og stikkrenner må være ferdig og utsjekk i forhold til utførelse og funksjon må være gjennomført før kabellegging.

4.3 Massetak og deponi

Antatt masseunderskudd, eventuelt overskudd anslås før lokasjon bestemmes, slik at man finner en i størrelsesorden, i tillegg til landskapsmessig egnet lokasjon. Ved sluttarronding av brudd og deponi skal inngrepet gis en naturlig overgang til eksisterende terreng. Store ensartede flater og knekklinjer unngås, da dette vil gi et kunstig inntrykk. Mindre lokale topper, små dumper og tilbakelagte steiner er eksempel på tiltak som vil gi ulike mikroklima og variasjon i overflaten. Det vises for øvrig til tilliggende områder, eller lignende areal i nærheten for etteraping av disse. For alle områdene gjelder det at de skal befares av landskapsarkitekt som bidrar med innspill til planer som skal godkjennes av NVE før de påbegynnes.

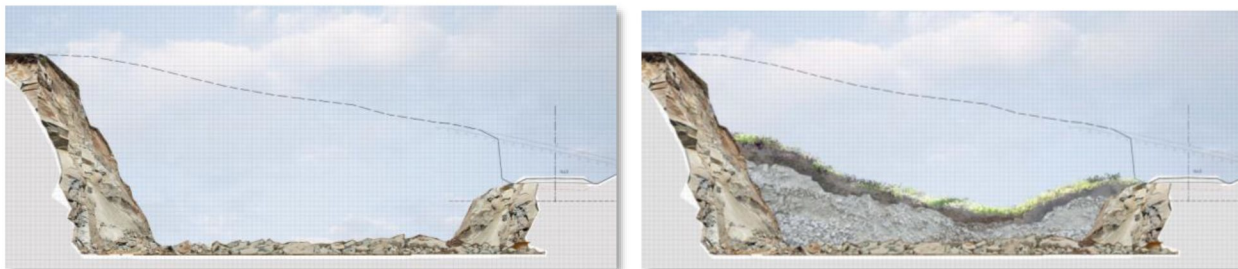
4.3.1 *Massetak*

Gjennomtenkt plassering av masseuttak skal ses i forhold til behovet i veilinje. Ønsket uttaksområde skal kartfestes og beskrives i forhold til kapasitet, fotavtrykk, eksponering, samla inngrep og landskapets verdi. Sammen med hensiktsmessige snitt, som også viser tenkt arrondering med tilbakefylling av vrakmasser før tilbakeføring av toppmasser.

Viktig for alle uttaka er at uttakslinjene har ei organisk form, og at rette vinkler blir unngått, for at de skal bli mindre markante etter slutføring av anlegget. Utbredelse må avgrenses på plassen når man ser hvordan fjellprofilet ligger når det blir avdekka.

Dersom det er vanskelig å finne gode masseuttak slik at godt synlige varige sår i landskapet ikke er til å unngå, vil eksponering og landskapsverdi være avgjørende for konsekvensen av inngrepene. Konsekvensen skal søkes holdes så lav som mulig.

Det er gunstig å ta ut positive terrengformer i sin helhet. Alternativt kan uttakene legges som sidetak, der masser legges tilbake i foten av bruddkanten for å ta ned høyden på denne. For å unngå å åpne for mange områder søkes det å ta ut mest mulig masser fra de uttakene som åpnes, i den grad dette finnes hensiktsmessig. Tilbakefylling med vrakmasser er da viktig for å få til en god istandsetting. Gode overganger og størst dybde på tilbakefyllingen inn mot skjæringene prioriteres, for å få disse mest mulig ned. Sidene vinkles hensiktsmessig, eksempelvis med veiretningen om uttaket ligger inn mot en veg, for å få bedre overganger og mindre nisje-preg.



Figur 20 Snittet til venstre viser et eksempelvis sidetak som utvidelse av et veirom der det allerede er et inngrep i form av en viss høyde på skjæringen. Det er tatt ut masser som et lite krater, for å kunne redusere antallet uttak. Til høyre vises en anbefalt disponering av tilgjengelige masser, for et naturlikt uttrykk.

De mest trykksterke og minst vannmettede massene må legges i bunnen av bruddet, løsmassene i øvre del og toppmasser på toppen. Det er viktig å ha et fokus på tilbakefylling av deponiene og starte tilbakefylling av uttaksområder så snart som mulig samtidig som man forsøker å unngå åpning av nye deponiområder.



Figur 21: Ved behov for ekstra masser tas positive former ut i sin helhet. I det manipulererte bildet til høyre, er en større gjenstående knaus fjernet og benyttet som massetilskudd, samtidig som man har tatt toppen av skjæringa på motsatt side. Mindre knauser har fått stå igjen for variasjon og en mer naturlig flate.

4.3.2 Massedeponi

Ved deponering fylles det først igjen i eventuelle masseuttak, for at disse skal få en best mulig tilpassing til terreng. Videre prioriteres egnete søkk. Det vil med det ikke bli noen fare for erosjon eller utrasing. Det skal ikke skje uttak av eventuell tipp etter ferdigstilling.

Myrmasser er ikke egnet som tilbakefyllingsmasser da disse vil brenne opp når de tørker.

4.4 Oppstillingsplass for kraner og utstyr/ fundamenter

I tilknytning til turbinpunktet vil det etableres en oppstillingsplass for kran og utstyr. Denne plassen skal være plan, og her kan det bli behov både for sprenging/graving og tilføring av masser.

Turbinfundamentene skal i prinsippet flukte med terrenget for en god visuell forankring. Kranoppstillingsplassene er imidlertid av en viss størrelse (ca. 30 x 60 m), og skal til dette holdes relativt plane (maks helling ca. 2 %) noe som i regelen vil innebære en viss tilpasning til terreng. I prinsippet senkes da hele fundamentet og oppstillingsplassen slik at den delvis ligger lavere enn tilstøtende terreng. På denne måten oppnås redusert eksponering på noe avstand.



Figur 22: Panoramabildet viser kranoppstillingsplasser som generelt ligger godt i terrenget, med unntak av den ved vindturbinen til høyre i bildet som ligger noe høyt og blir dertil eksponert.

En utforming som tilslutter seg terrenget og samtidig ivaretar plassbehovet foretrekkes foran en strengt geometrisk form.



Figur 23: Minst mulig eksponering av kranoppstillingsplass og fundament er viktig for god landskapstilpasning, her vist ved senking av oppstillingsplass slik at utstrakte fyllinger unngås og gjenstående knauser delvis skjerner for innsyn.

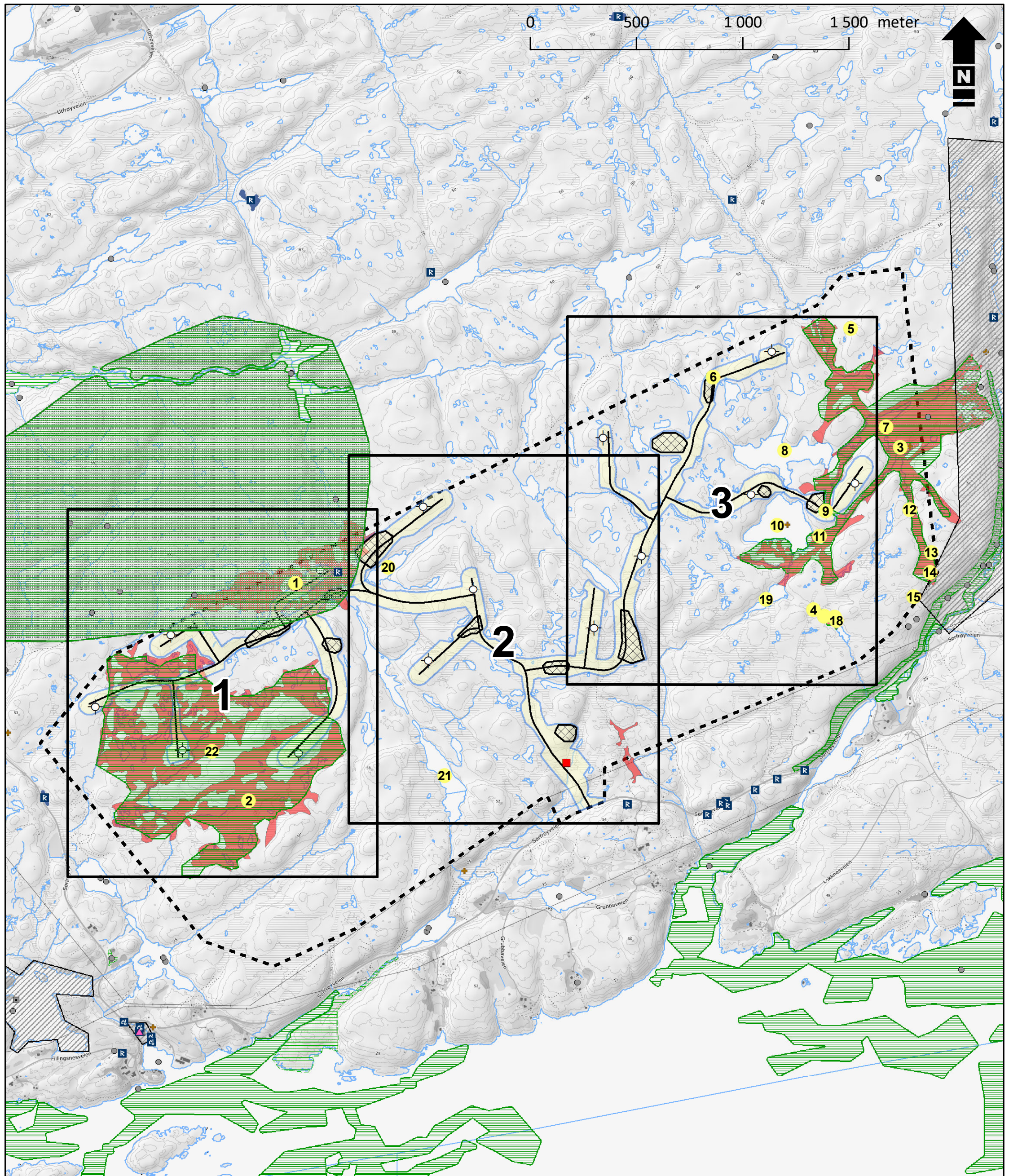
4.5 Nettilknytning

Generelt er det å foretrekke at kraftledning legges i bakken dersom dette ikke medfører store terrenginngrep. Dersom luftspenn finnes mer hensiktsmessig, er det generelt å foretrekke at dette legges parallelt med eksisterende luftstrekk der slike finnes.

Ledningstrasé for Frøya vindkraftverk

Nettilknytningen legges i kabel fra trafostasjonen til endemasta som er dagens plassering av stolpen for 22 kV mellom veien og trafostasjonen, se Figur 18.

0 500 1 000 1 500 meter



- | | |
|---------------------------|---------------------------|
| Kartblad detaljplan | Vindturbin |
| Arkeologisk lokalitet | Frøya vindkraftverk trafo |
| Bebyggelse/infrastr. | Senterlinje vei |
| Naturmangfold ref.nr. | Massetak |
| Art særlig stor forv.int. | Arealbruksgrense |
| Særlig int., område | Søkes unngått |
| Art stor forv.interesse | Konesjonsområde |
| Viktige naturtyper | |

**Frøya vindkraftverk,
Frøya kommune**
**Miljø-, transport- og
anleggsplan (MTA)**

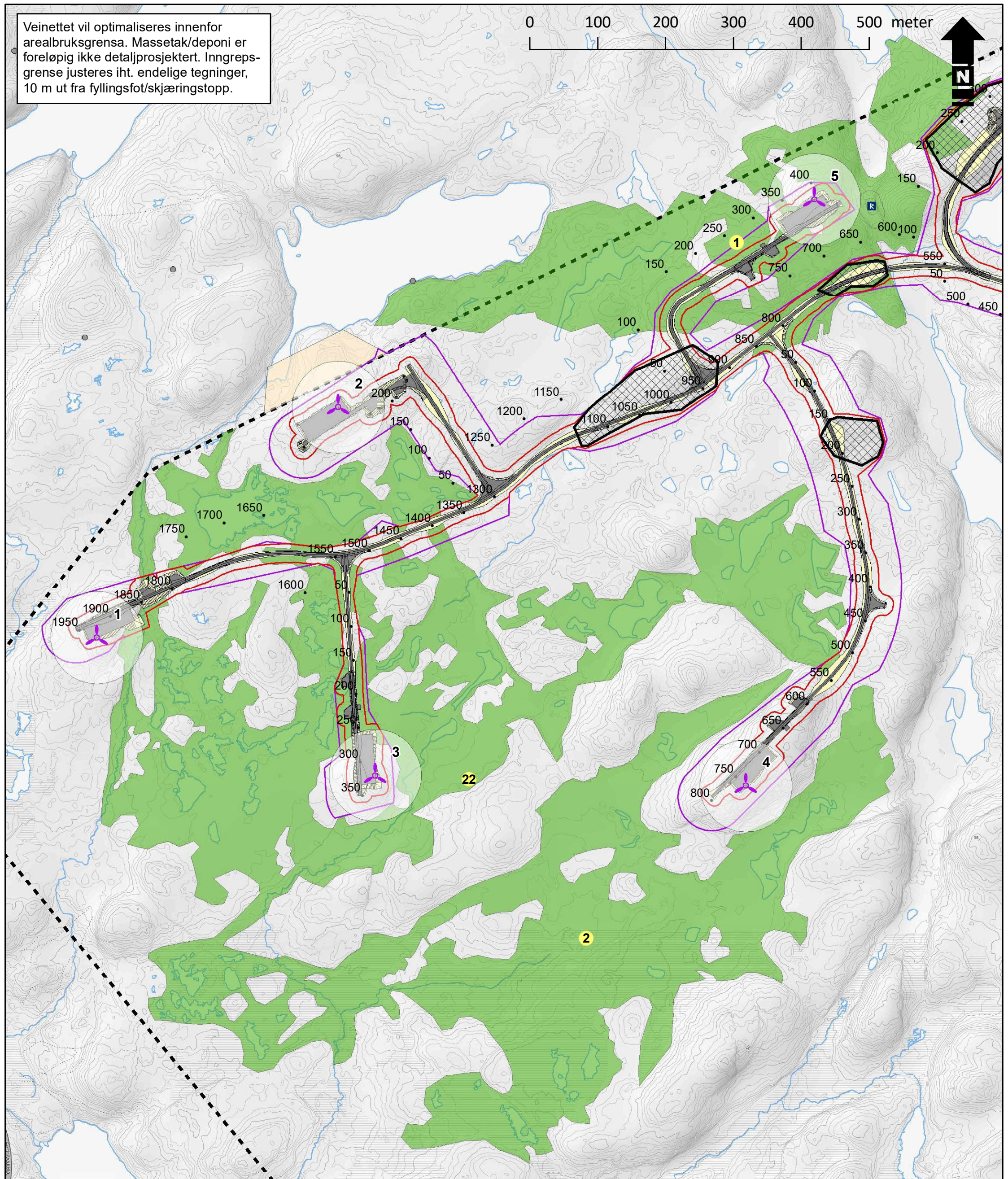


Oversiktskart detaljplan	
Oppdrag: 418 487	Målestokk A3: 1:16 000
Tegnet: ØWJ	Dato: 5.11.2018
Kartgrunnlag: TopoNorge gråtone	












Utarbeidet av:
Multiconsult
Multiconsult AS
Postboks 2070
7708 Steinkjer

Veinettet vil optimaliseres innenfor arealbruksgrensa. Massetak/deponi er foreløpig ikke detaljprosjektert. Inngreps-grense justeres iht. endelige tegninger, 10 m ut fra fyllingsfot/skjæringstopp.

0 100 200 300 400 500 meter



Tegnforklaring

-  Vindturbin V136
-  Sveipareal
-  Massetak
-  Naturmangfold ref.nr.
-  Kjøreflate/plass
-  Skjæring/fylling
-  Inngrepsgrense
-  Arealbruksgrense
-  Søkes unngått
-  Utvidelse kons.omr.
-  Konesjonsområde

**Frøya vindkraftverk,
Frøya kommune**

**Miljø-, transport- og
anleggsplan (MTA)**

Detaljplankart 1 av 3
Oppdrag: 418 487 Målestokk A3: 1:5 000
Tegnet: ØWJ Dato: 5.11.2018
Kartgrunnlag: TopoNorge gråtone

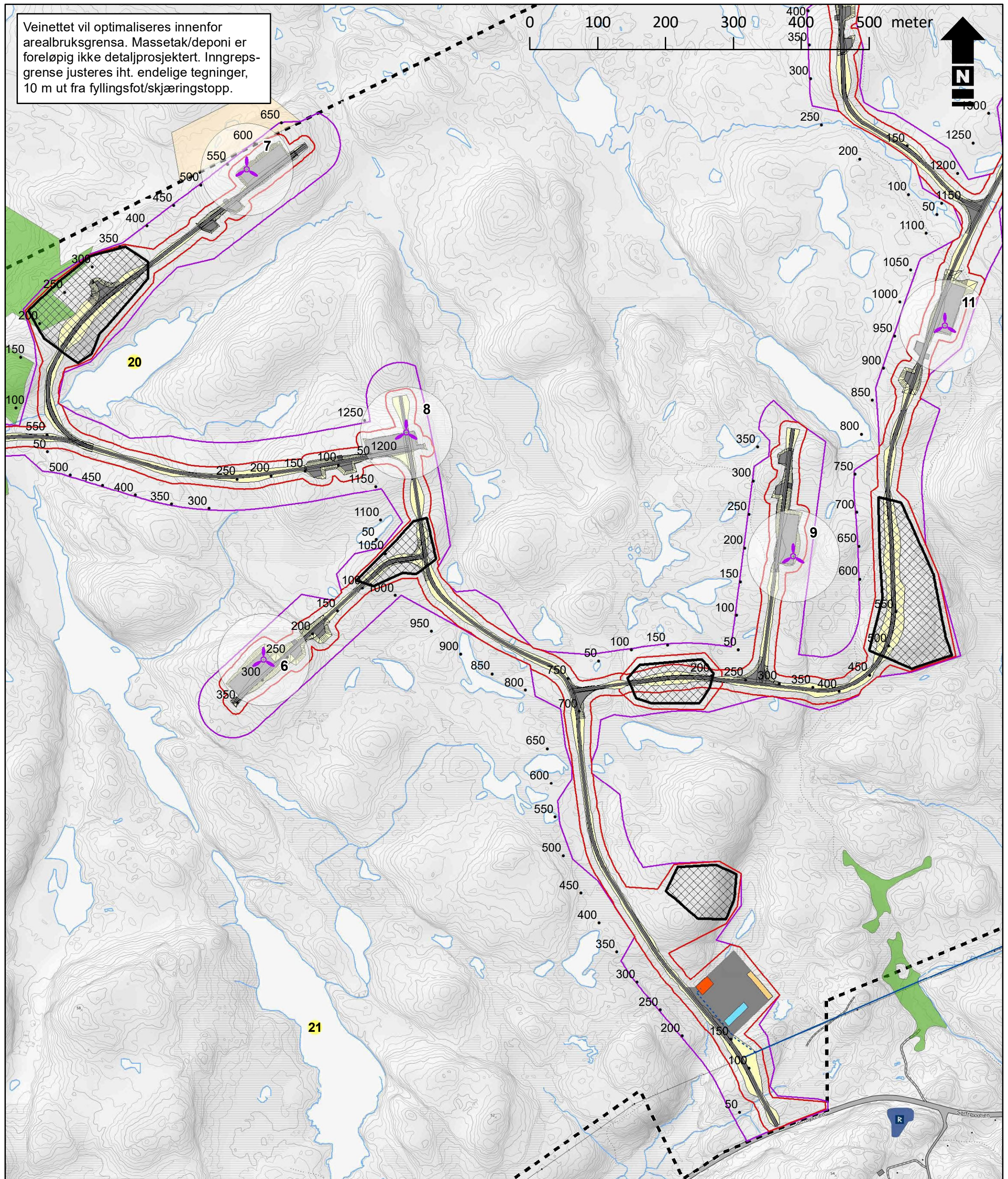


Utarbeidet av:

Multiconsult

Multiconsult AS
Postboks 2070
7708 Steinkjer

Veinettet vil optimaliseres innenfor arealbruksgrensa. Massetak/deponi er foreløpig ikke detaljprosjektert. Inngreps-grense justeres iht. endelige tegninger, 10 m ut fra fyllingsfot/skjæringstopp.



- | | | | |
|--|-----------------------|--|---------------------|
| | Vindturbin V136 | | Kjøreflate/plass |
| | Sveipareal | | Skjæring/fylling |
| | Brakkerigg | | Inngrepsgrense |
| | Servicebygg | | Arealbruksgrense |
| | Trafo | | Søkes unngått |
| | Massetak | | Utvidelse kons.omr. |
| | Naturmangfold ref.nr. | | Konsesjonsområde |

**Frøya vindkraftverk,
Frøya kommune**
**Miljø-, transport- og
anleggsplan (MTA)**

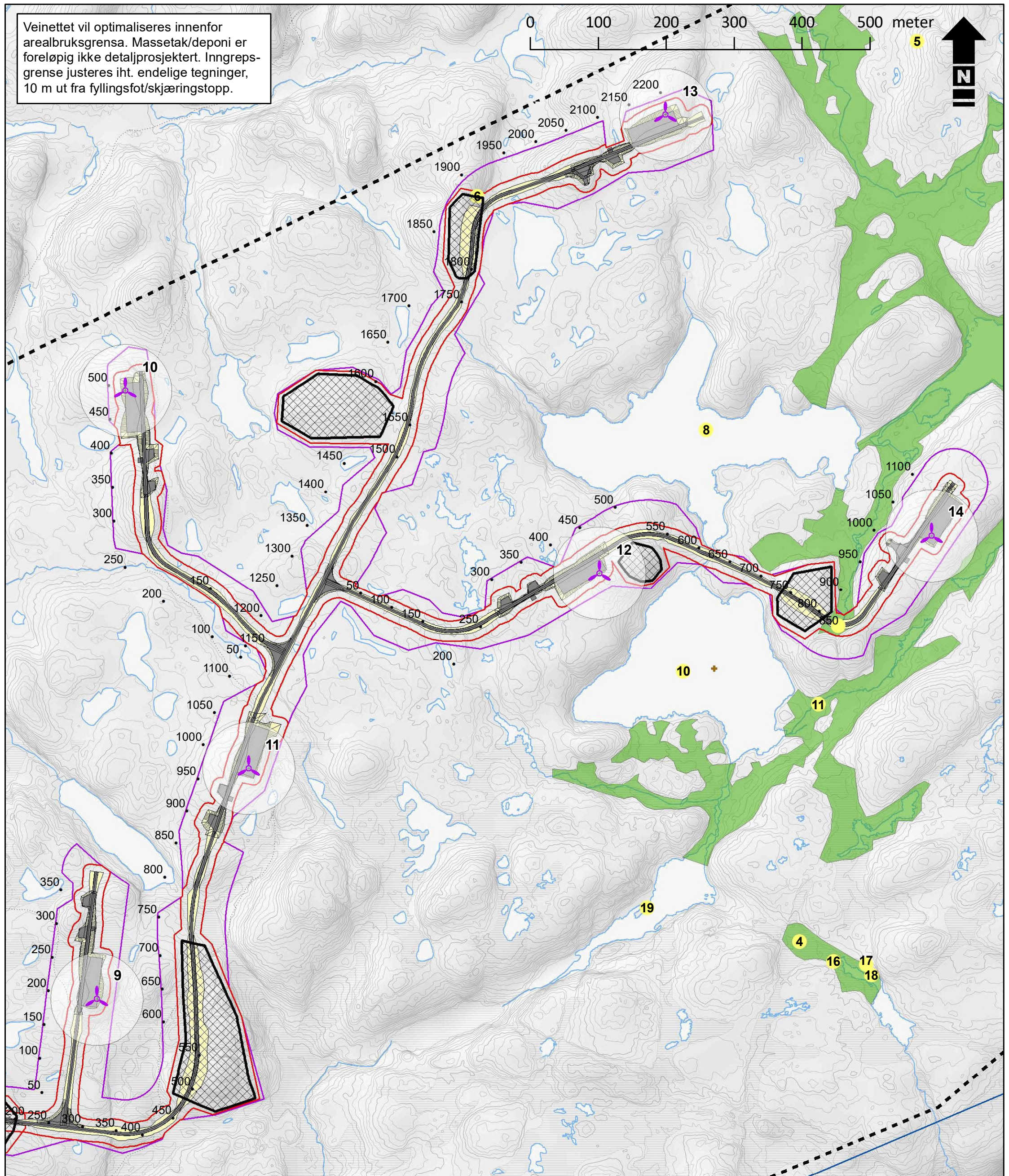


Detaljplankart 2 av 3	
Oppdrag: 418 487	Målestokk A3: 1:5 000
Tegnet: ØWJ	Dato: 5.11.2018
Kartgrunnlag: TopoNorge gråtone	

Utarbeidet av:
Multiconsult
Multiconsult AS
Postboks 2070
7708 Steinkjer

Veinettet vil optimaliseres innenfor arealbruksgrensa. Massetak/deponi er foreløpig ikke detaljprosjektert. Inngreps-grense justeres iht. endelige tegninger, 10 m ut fra fyllingsfot/skjæringstopp.

0 100 200 300 400 500 meter



Tegnforklaring

- Vindturbin V136
- Sveipareal
- Luftlinje 66 kV
- Massetak
- Naturmangfold ref.nr.
- Kjøreflate/plass
- Skjæring/fylling
- Inngrepsgrense
- Arealbruksgrense
- Søkes unngått
- Konsesjonsområde

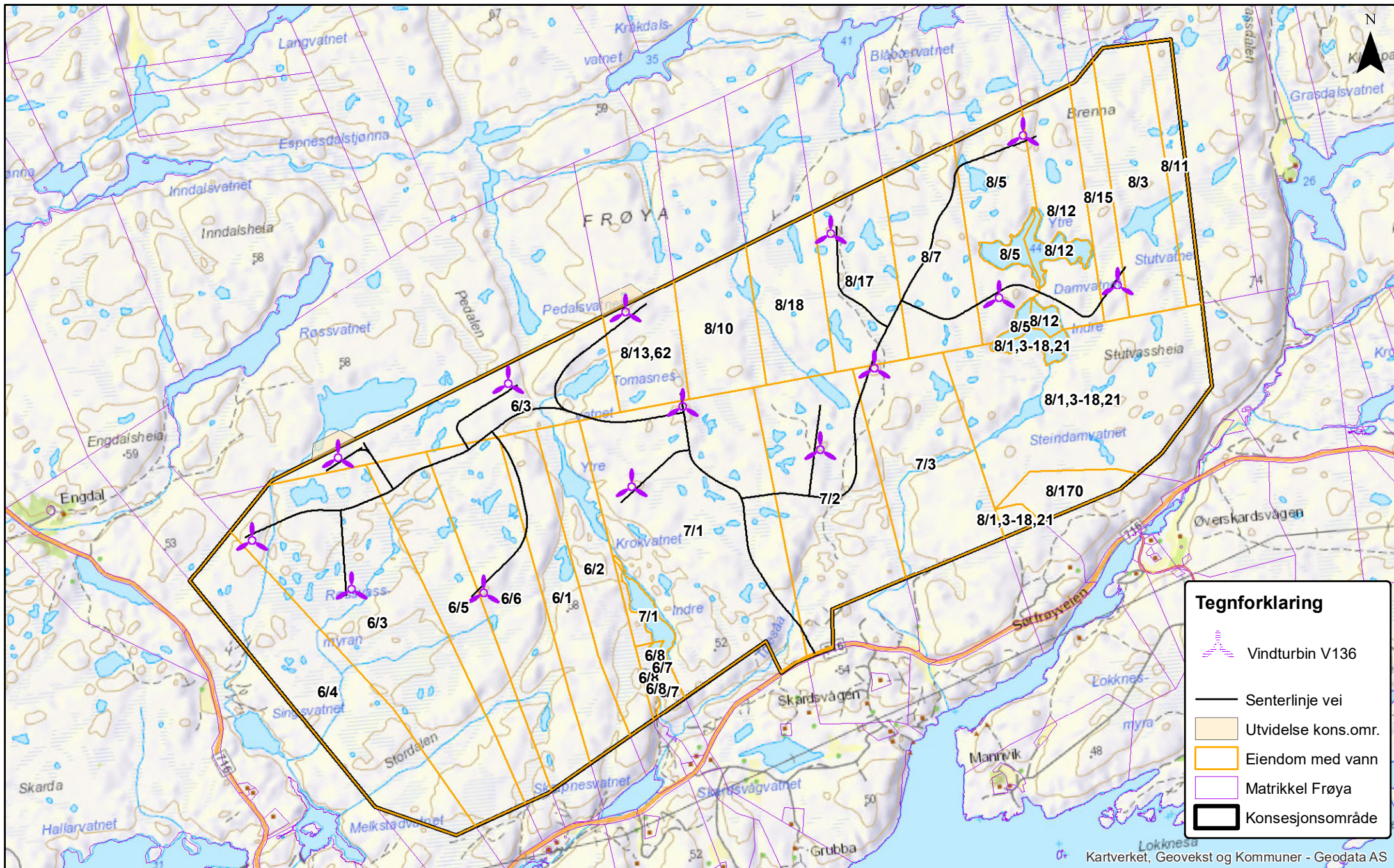
**Frøya vindkraftverk,
Frøya kommune**

**Miljø-, transport- og
anleggsplan (MTA)**



Detaljplankart 3 av 3	
Oppdrag: 418 487	Målestokk A3: 1:5 000
Tegnet: ØWJ	Dato: 5.11.2018
Kartgrunnlag: TopoNorge gråtone	

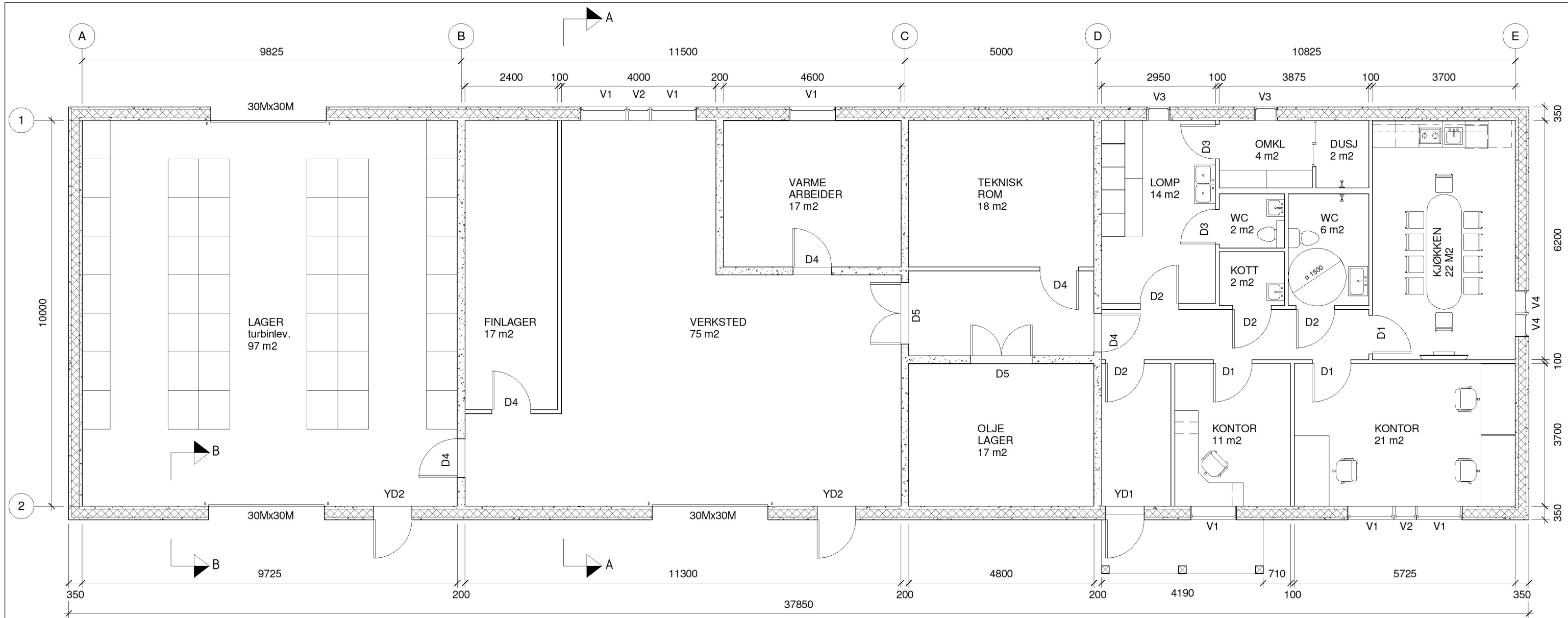
Utarbeidet av:
Multiconsult
Multiconsult AS
Postboks 2070
7708 Steinkjer



Frøya vindkraftverk Berørte eiendommer

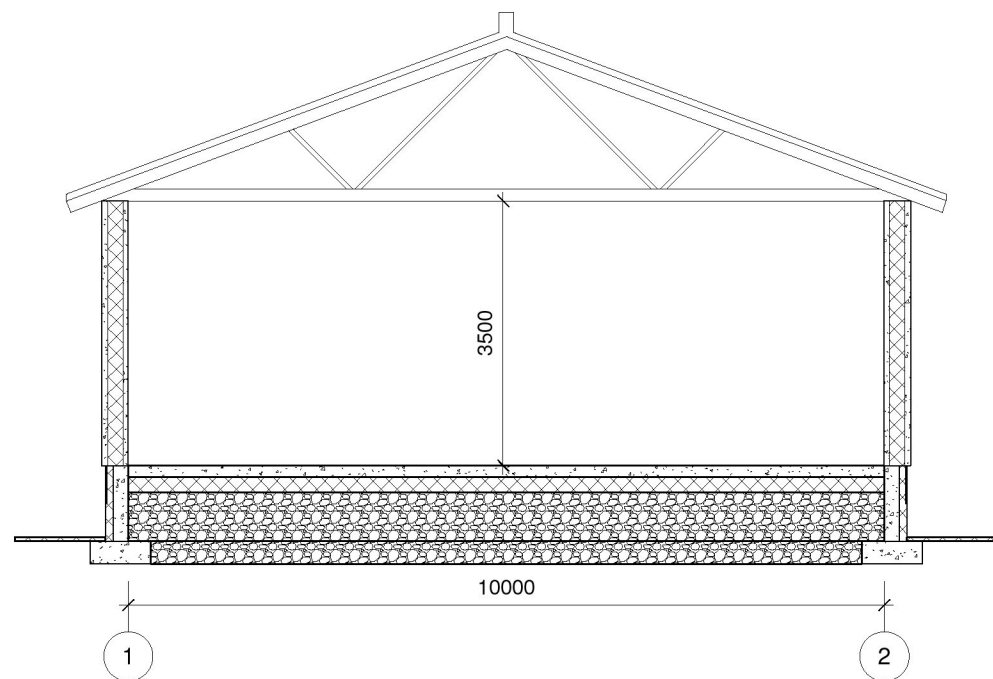
0 100 200 400 600 800 m A4 M 1:20 000

Multiconsult ØWJ 5.11.2018

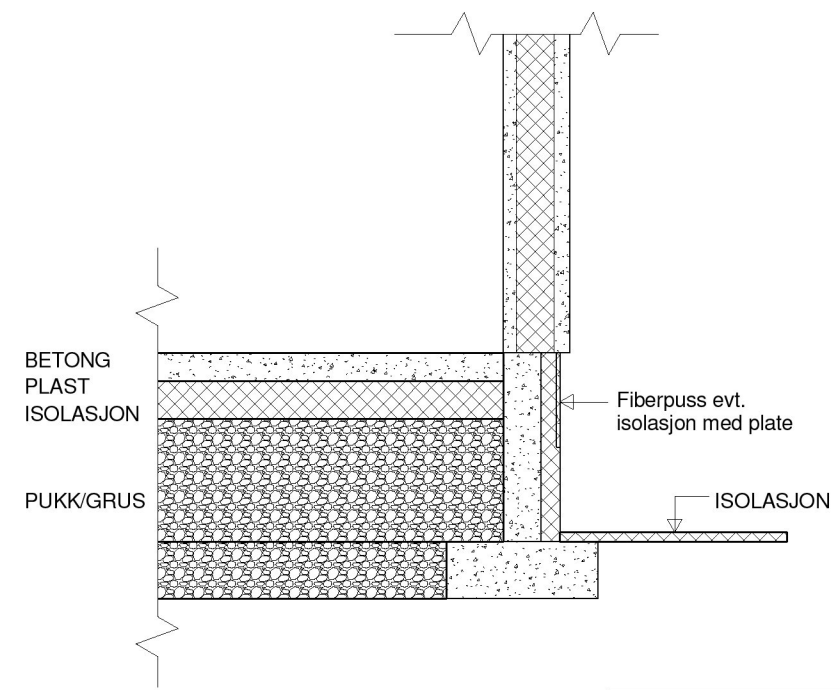


Plan 1. etg
1:50

Snitt A
1:50

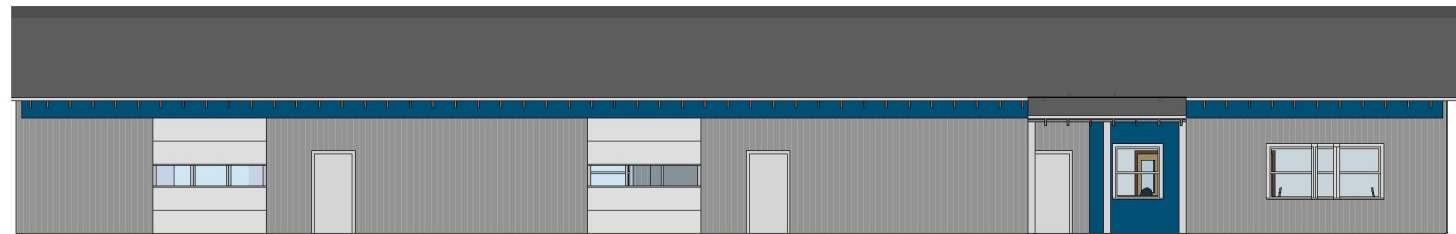


Snitt B
1:20

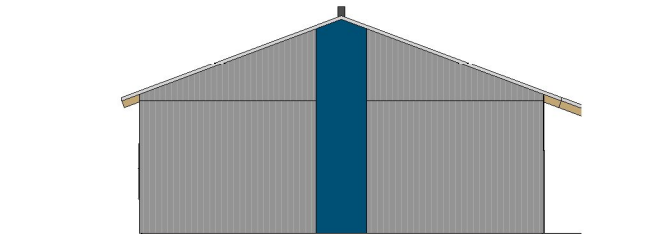


FORKLARING:

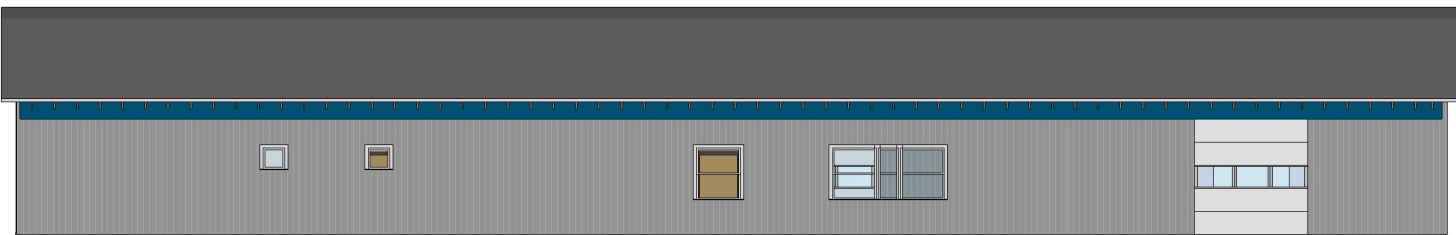
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Konstr.	Godk.
01	Sarepta		RIB		A1
02	Frøya Vindkraftverk	17/11/14			
Servicebygg					Format
Plan og snitt					1:50
					1:20
Multiconsult		Status	Konstr./Tegnet	Kontrolleret	Godkjent
www.multiconsult.no		TilbudsTegning	SH	PG	PG
Oppdragsnr.	Tegningsnr.			Rev.	
416895	RIB-TEG-101			0	



FASADE NORD
1:100



FASADE ØST
1:100



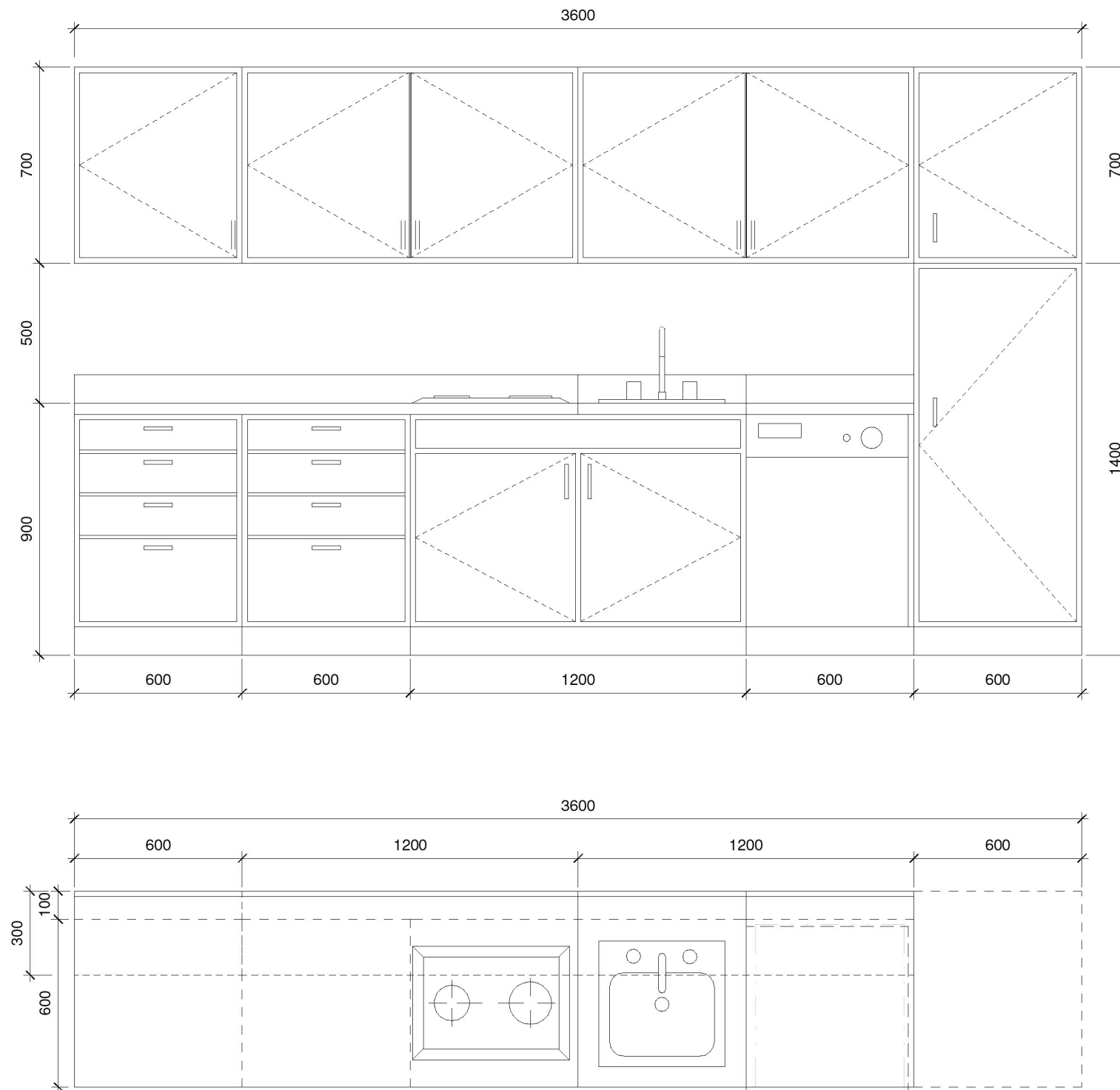
FASADE SØR
1:100



FASADE VEST
1:100

FORKLARING:

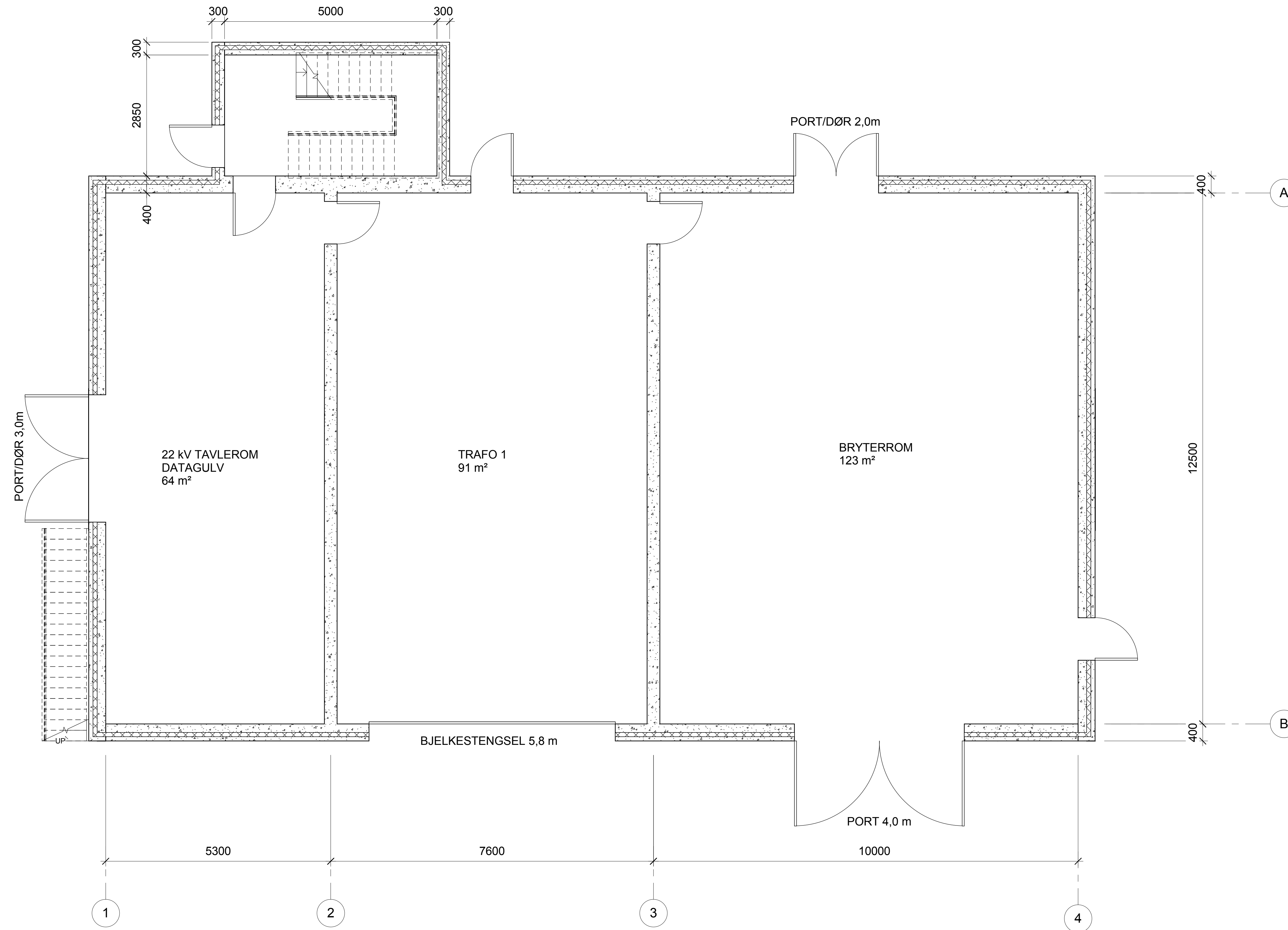
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Konstr.	Godk.		
	Sarepta Frøya Vindkraftverk		RIB		A1		
	Servicebygg Fasader				17/11/14		
					Format/Bløstøkk 1:100		
Multiconsult www.multiconsult.no		Status Oppdragsnr.	Tilbudstegning 4 16895	Konstr./Tegnet SH	Kontrolleret PG	Tildelt PG	Rev. 0
		Tegningsnr.		RIB-TEG-102			



Kjøkkeninnredning
1:10

FORKLARING:

Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Kontrollert	Godkj.
	Sarepta Frøya Vindkraftverk		RIB		A1
	Servicebygg Kjøkkeninnredning	30/10/14			1:10
	Multiconsult www.multiconsult.no	Status Oppdragsnr.: 416895	Tilbuds-tegning Tegningsnr.: RIB-TEG-103	Konstr./Tegnet SH	Kontrollert PG
				Godkjent PG	Rev. 0

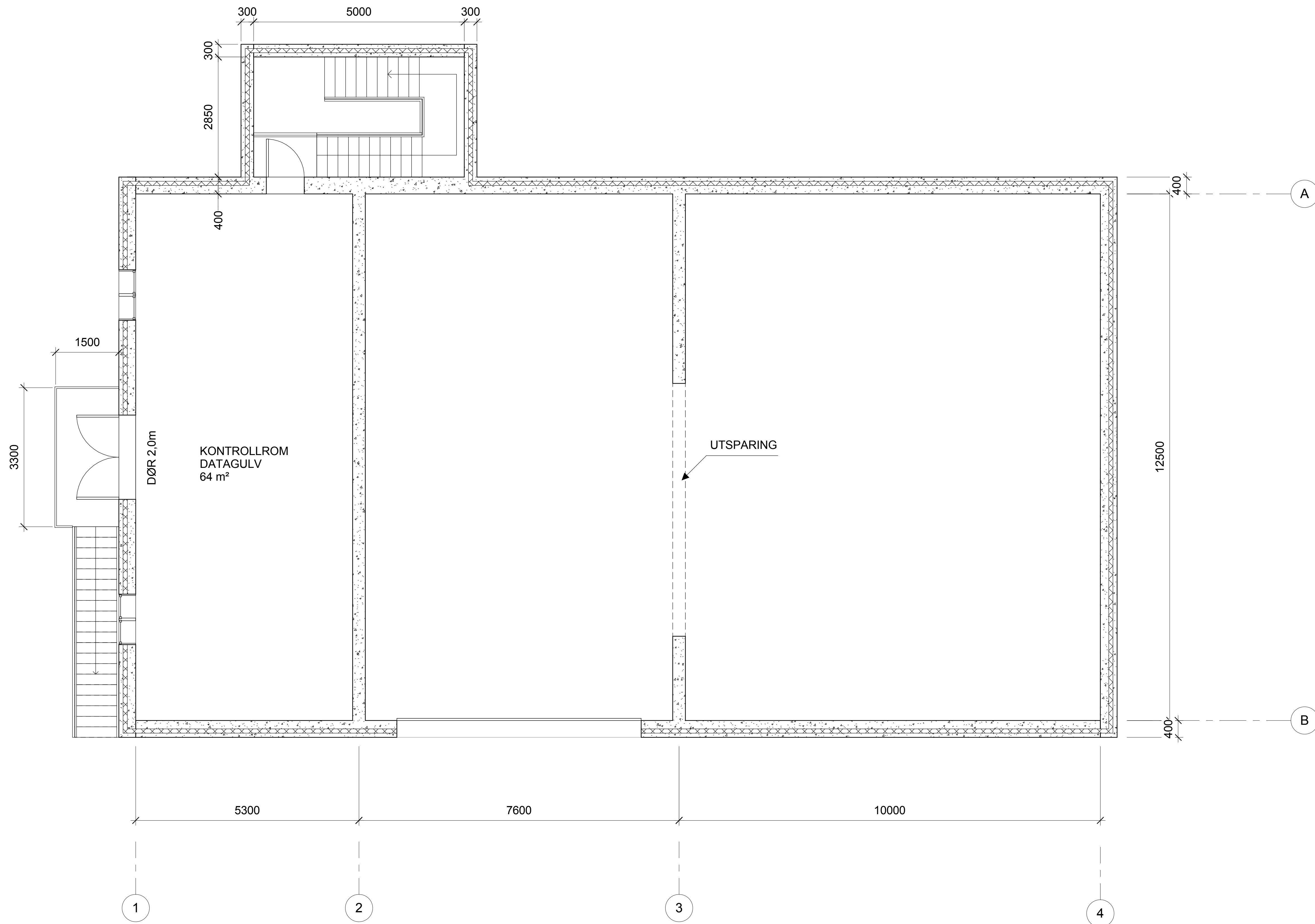


Plan 1. etg
1:50

FORKLARING:

1	Endring til mindre trafobygg	15/10/15	DG	PG	PG
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Kontr.	Godkj.
	Sarepta		RIB		A1
	Frøya Vindkraftverk		Dato		18/11/14
	Trafobygg		Format/Bløstokk		1:50
	Plan 1. etg				
Status	TILBUDSTEGNING	Konstr./Legnet	SH	Kontrollert	PG
Oppdragsnr.	416895	Tegningsnr.		Godkjent	PG
www.multiconsult.no				Rev.	1

\sarepta\proj\proj\2014\151416895\151416895-03_AREBEID\3D\MODELLER\3D\modell\Trafobygg\1. etg\1. etg.dwg 15/10/15



Plan 2. etg
1:50

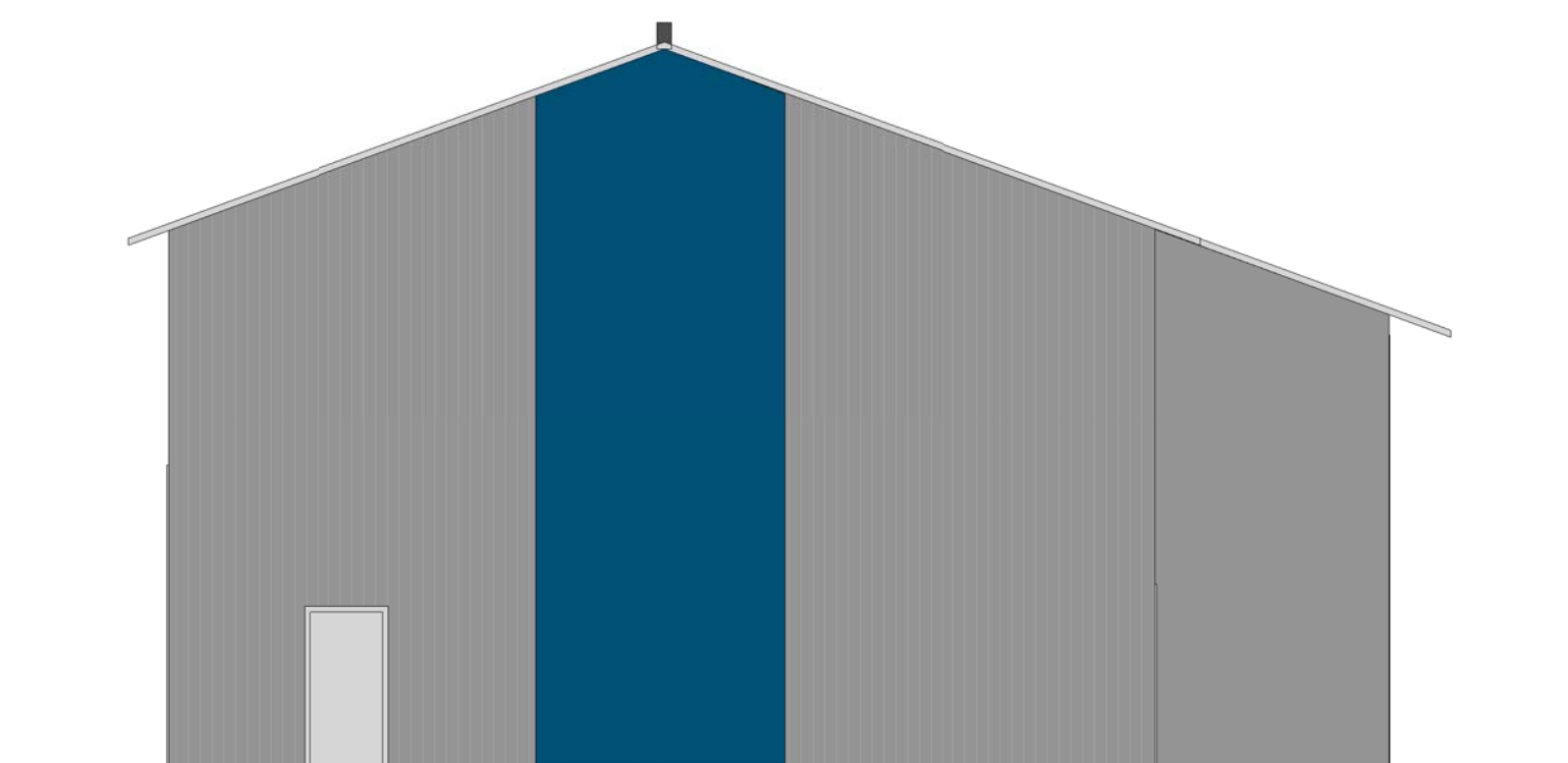
FORKLARING:

1	Endring til mindre trafobygg	15/10/15	DG	PG	PG
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Kontr.	Godkj.
	Sarepta		RIB		A1
	Frøya Vindkraftverk		Dato		18/11/14
	Trafobygg		Format/Bløstokk		1:50
	Plan 2.etg				
Multiconsult		Status	Konstr./Legnet	Kontrollert	Godkjent
www.multiconsult.no		TILBUDSTEGNING	SH	PG	PG
Oppdragsnr.		Tegningsnr.			Rev.
416895		RIB-TEG-202			1

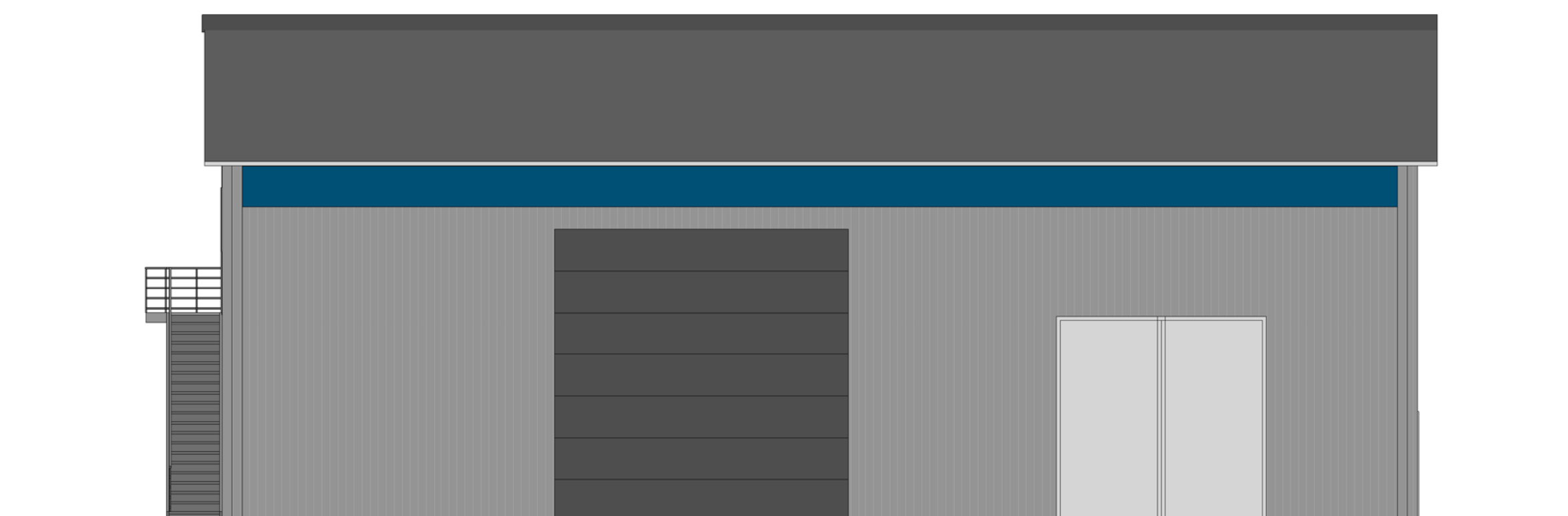
\\nasprod01\prosjekt\04151416895\16895-03\ARE\ED\04R\DE\16895-01_RIB\16895-03_MODELLER\3D\modell\Trafobygg\16895-RB-MOD-01-Frøya-Trafobygg_12_01_15.rvt



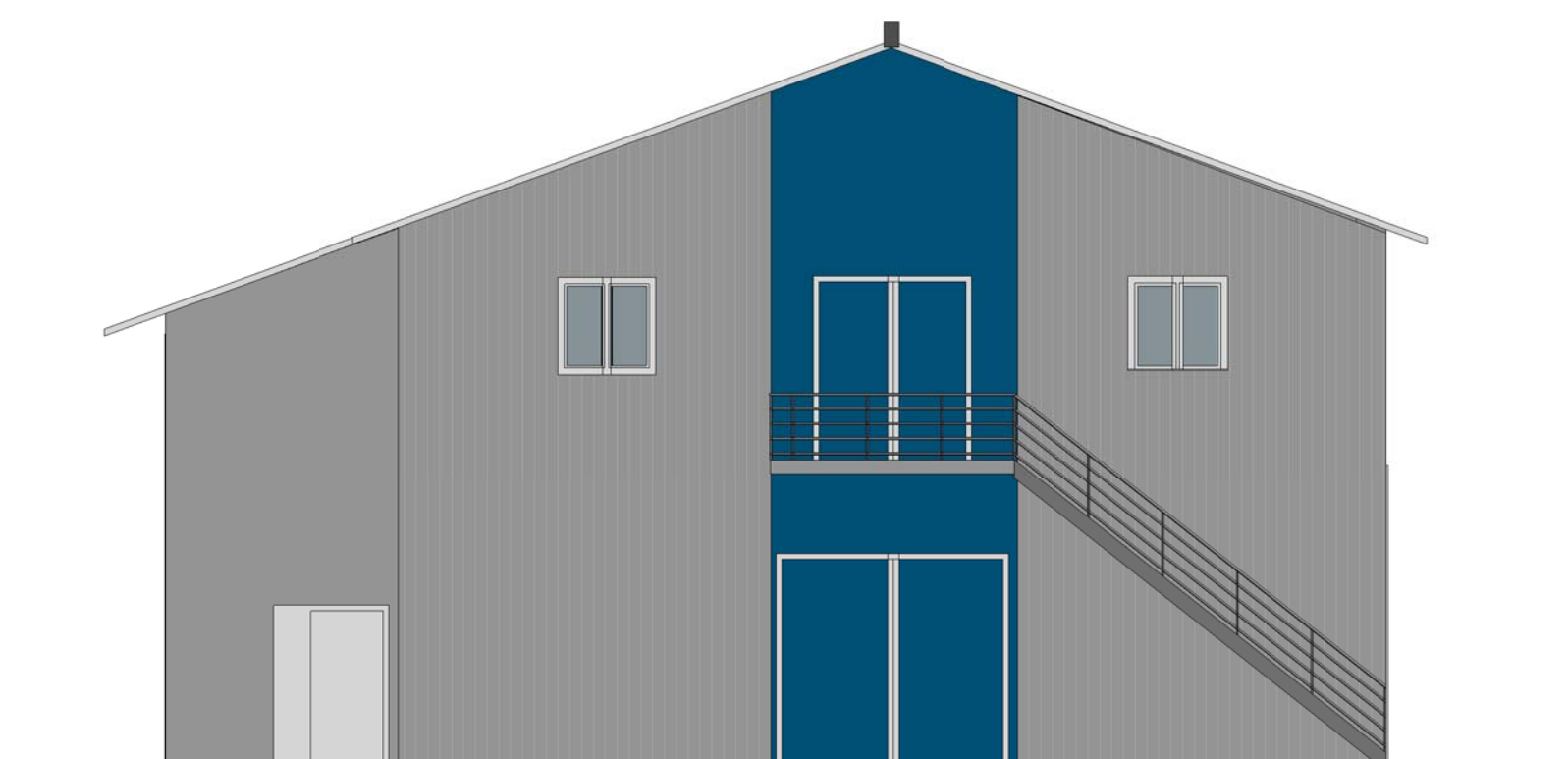
FASADE NORD
1:100



FASADE ØST
1:100



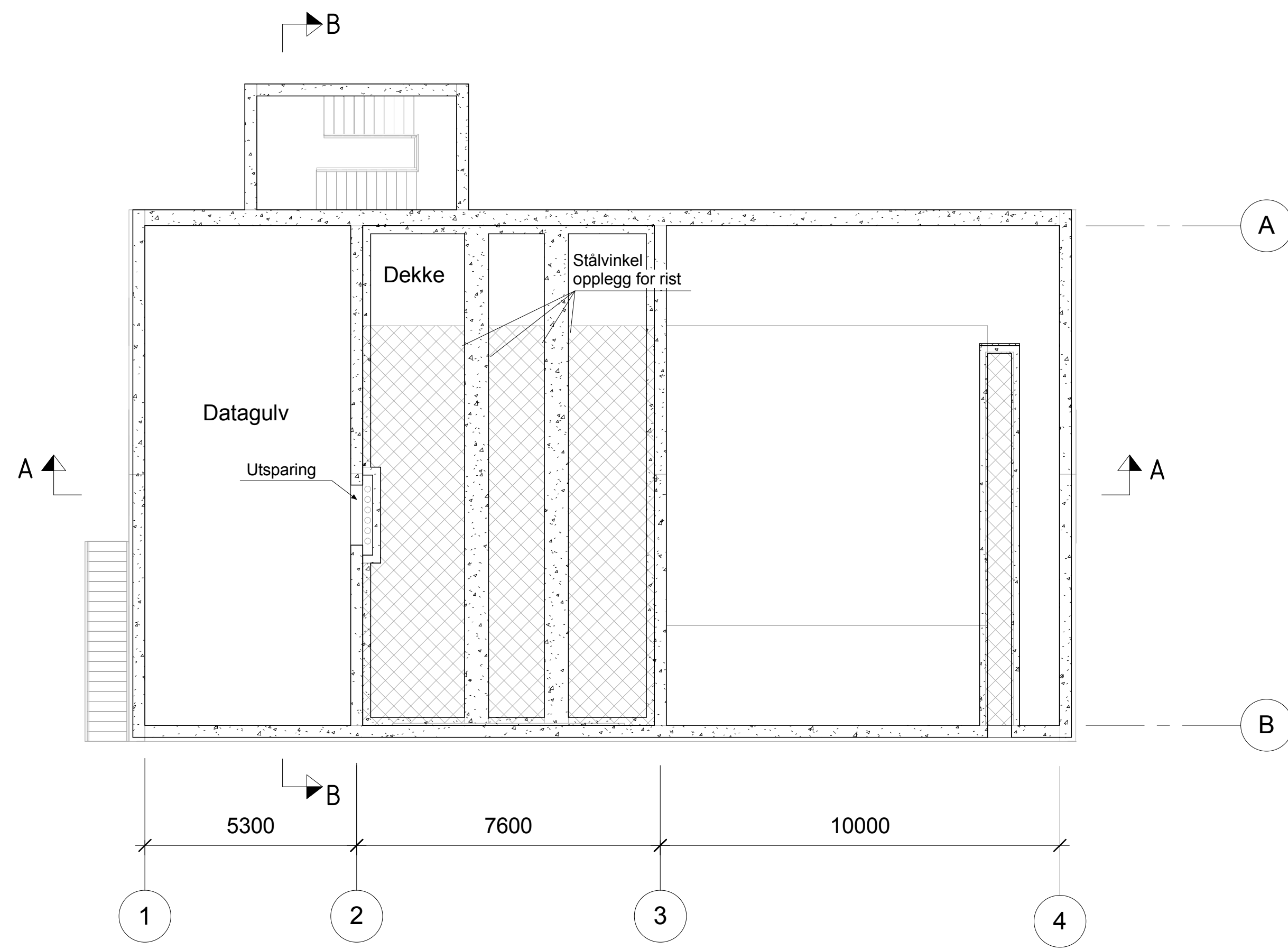
FASADE SØR
1:100



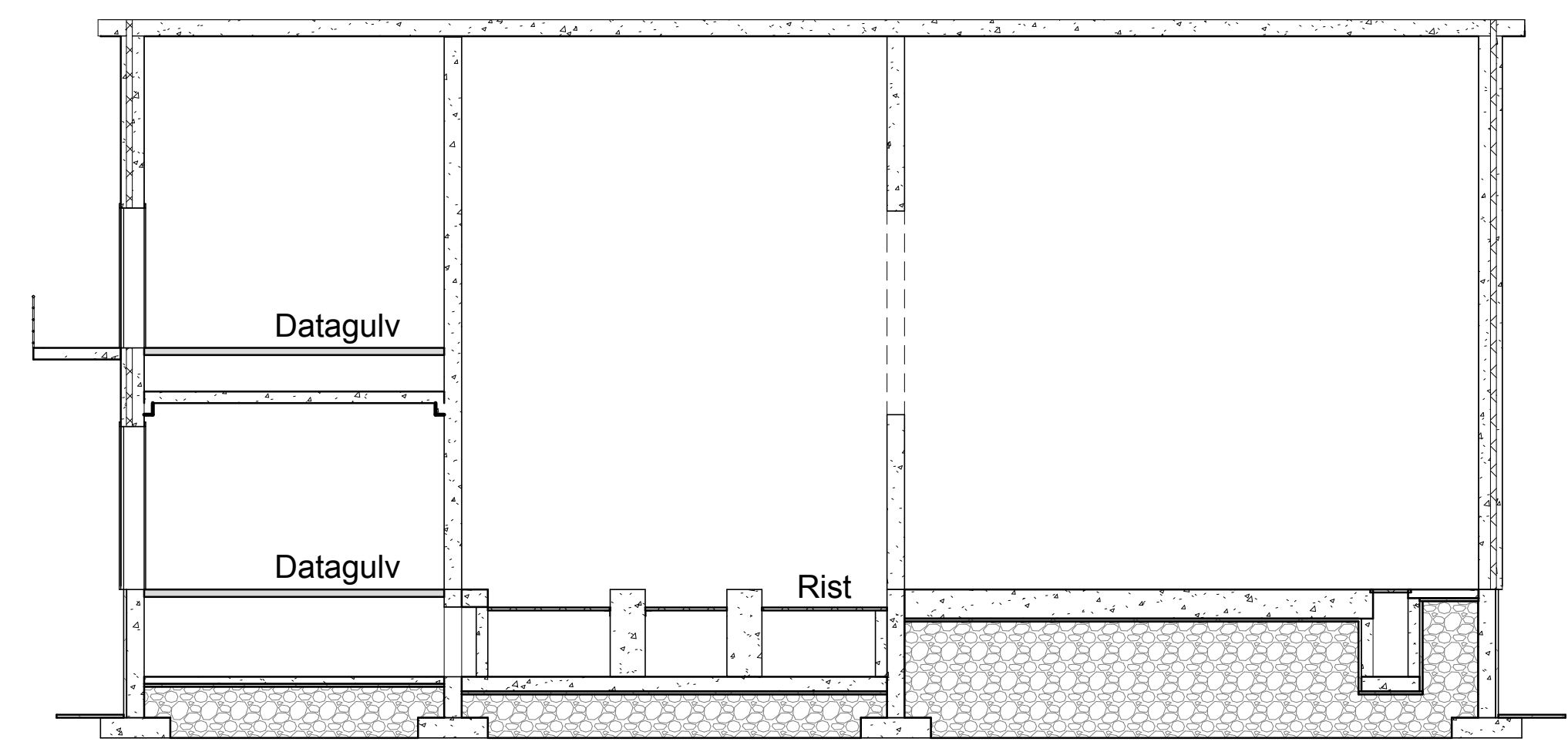
FASADE VEST
1:100

FORKLARING:

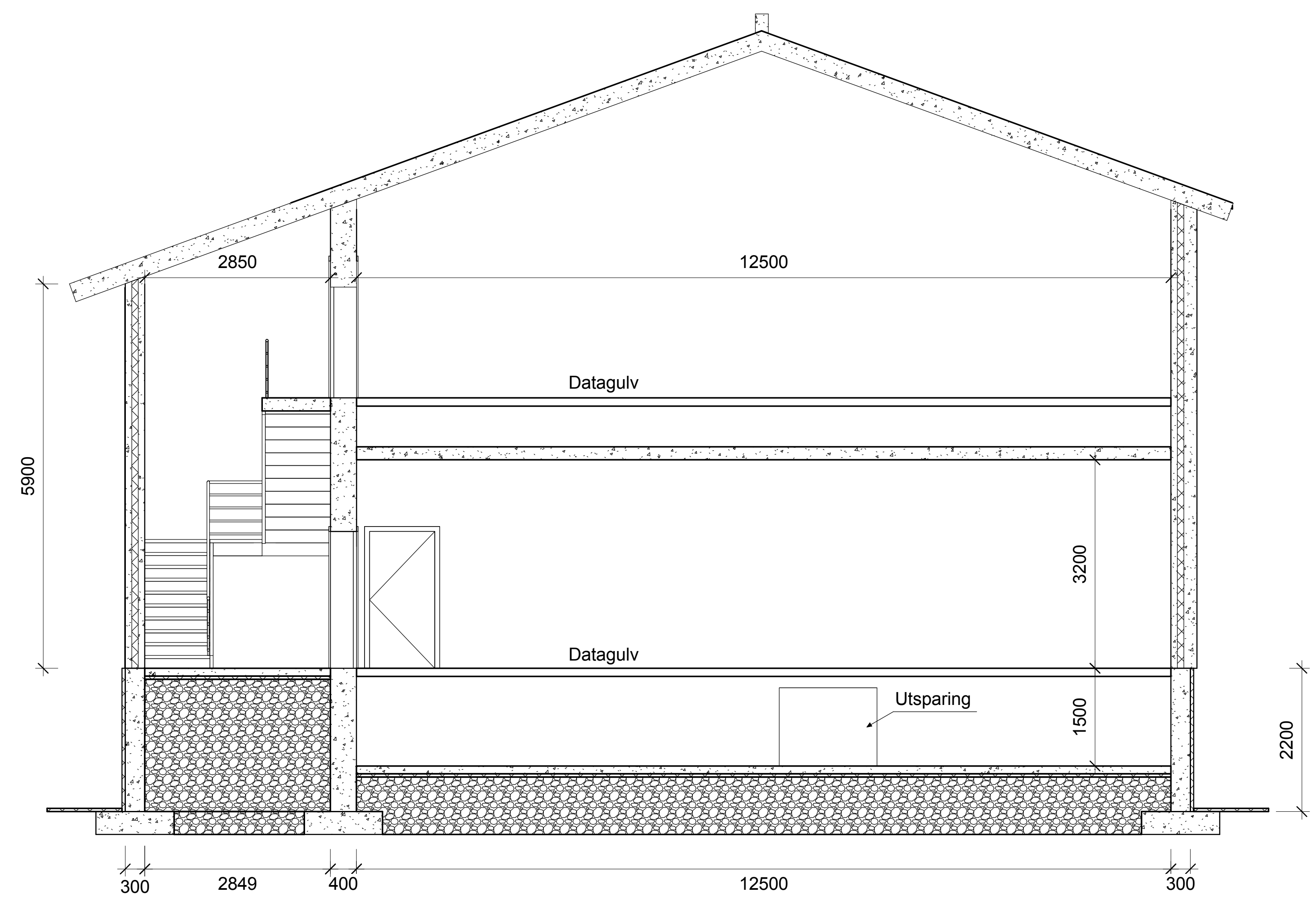
1	Endring til mindre trafobbygg	15/10/15	DG	PG	PG
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Kontr.	Godkj.
	Sarepta		RIB		A1
	Frøya Vindkraftverk		Dato		18/11/14
	Trafobbygg		Format/Bløstokk		1:100
	Fasader				
Multiconsult		Status	Konstr./Legnet	Kontrollert	Godkjent
www.multiconsult.no		Oppdragsnr.	Tegningsnr.	SH	PG
		416895	RIB-TEG-203		PG
					Rev.
					1



Gulvplan
1:100



Snitt A
1:100



Snitt B
1:50

FORKLARING:

1	Endring til mindre trafobygg	15/10/15	DG	PG	PG
Rev.	Beskrivelse	Dato	Tegn.	Kontr.	Godkj.
	Sarepta		RIB		A1
	Frøya Vindkraftverk	Dato			18/11/14
	Trafobygg				Format/Bløstokk
	Gulvplan og snitt				1:100
					1:50
Multiconsult		Status	Konstr./Egnet	Kontrollert	Godkjent
www.multiconsult.no		Tilbudstegning	SH	PG	PG
Oppdragsnr.	Tegningsnr.				Rev.
416895	RIB-TEG-204				1

\\nasprod01\prosjekt\04\154\16895\16895\03\ARE\ED\03\KOR\DE\16895-01_RIB\16895-03_MODEL\03\03\modell\trafobygg\16895-RB-MOD-01-Frøya-Trafobygg_12.01.15.rvt

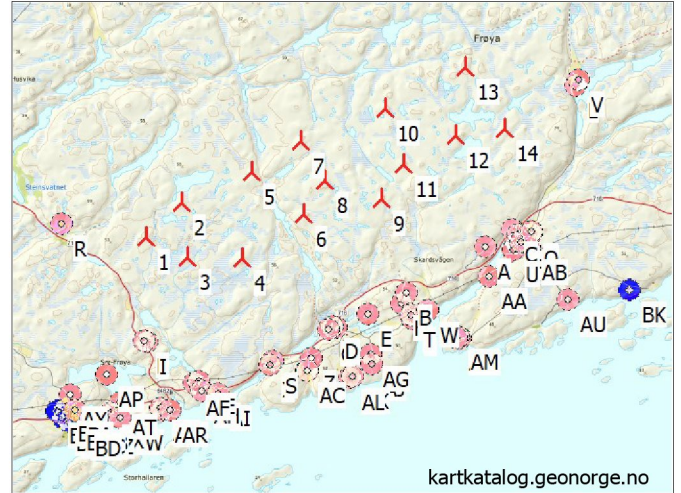
DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Norwegian rules for noise calculation.
Calculation based on Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2012)

Noise values in calculation:
Total noise values are Lden values

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



Scale 1:75,000

New WTG

Noise sensitive area

WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Setting	Noise data		Wind speed [m/s]	Status	LwA,ref [dB(A)]	Pure tones
					Valid	Manufact.	Type-generator					Creator	Name				
1	480,913.2	7,062,622.3	45.4	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
2	481,269.0	7,062,962.0	53.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
3	481,323.4	7,062,419.2	45.4	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
4	481,869.8	7,062,403.8	56.7	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
5	481,970.5	7,063,267.9	54.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
6	482,481.3	7,062,841.3	57.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
7	482,457.0	7,063,564.0	59.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
8	482,691.9	7,063,176.0	61.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
9	483,262.3	7,062,993.9	62.0	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
10	483,304.3	7,063,890.0	59.3	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
11	483,485.9	7,063,333.7	61.6	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
12	484,002.3	7,063,621.2	58.5	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
13	484,099.8	7,064,296.2	66.2	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No
14	484,491.4	7,063,676.4	58.6	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 13...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	Day Evening Night	USER USER USER	V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges	13.0 13.0 13.0	Interpolated Interpolated Interpolated	103.9 103.9 103.9	No No No

g) Data calculated from data for other wind speed (uncertain)

Calculation Results

Sound level

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Demands		Sound level From WTGs	Demands fulfilled ?		
						Noise [dB]	Distance [m]		Noise	Distance	All
A	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (128)	484,294.3	7,062,506.6	40.0	5.0	45.0		44.7	Yes		Yes
	A Day							38.3			
	A Evening							38.3			
	A Night							38.3			
B	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (129)	483,504.8	7,062,047.9	40.0	5.0	45.0	4*TH	44.6	Yes	Yes	Yes
	B Day							38.2			
	B Evening							38.2			

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

...continued from previous page

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Emission height	Demands		Sound level	Demands fulfilled ?		
						Noise	Distance		Noise	Distance	All
				[m]	[m]	[dB]	[m]	[dB]			
B	Night							38.2			
C	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (130)	484,562.2	7,062,677.7	9.0	5.0	45.0		44.5	Yes		Yes
	C Day							38.1			
	C Evening							38.1			
	C Night							38.1			
D	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (131)	482,762.9	7,061,720.9	26.2	5.0	45.0		44.5	Yes		Yes
	D Day							38.1			
	D Evening							38.1			
	D Night							38.1			
E	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (132)	483,116.0	7,061,843.0	40.0	5.0	45.0		44.5	Yes		Yes
	E Day							38.1			
	E Evening							38.1			
	E Night							38.1			
F	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (133)	482,801.0	7,061,713.0	28.5	5.0	45.0	4*TH	44.4	Yes	Yes	Yes
	F Day							38.0			
	F Evening							38.0			
	F Night							38.0			
G	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (134)	482,730.0	7,061,689.0	27.5	5.0	45.0	4*TH	44.4	Yes	Yes	Yes
	G Day							38.0			
	G Evening							38.0			
	G Night							38.0			
H	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (135)	483,452.7	7,061,947.9	40.0	5.0	45.0	4*TH	44.3	Yes	Yes	Yes
	H Day							37.9			
	H Evening							37.9			
	H Night							37.9			
I	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (136)	480,908.5	7,061,580.2	29.7	5.0	45.0		44.0	Yes		Yes
	I Day							37.6			
	I Evening							37.6			
	I Night							37.6			
J	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (137)	484,622.0	7,062,629.0	2.2	5.0	45.0		44.0	Yes		Yes
	J Day							37.6			
	J Evening							37.6			
	J Night							37.6			
K	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (138)	480,888.0	7,061,584.0	31.7	5.0	45.0	4*TH	43.9	Yes	Yes	Yes
	K Day							37.5			
	K Evening							37.5			
	K Night							37.5			
L	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (139)	485,203.7	7,064,108.6	40.0	5.0	45.0	4*TH	43.8	Yes	Yes	Yes
	L Day							37.4			
	L Evening							37.4			
	L Night							37.4			
M	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (140)	484,627.0	7,062,580.0	6.7	5.0	45.0		43.7	Yes		Yes
	M Day							37.3			
	M Evening							37.3			
	M Night							37.3			
N	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (141)	484,750.1	7,062,659.9	13.8	5.0	45.0		43.6	Yes		Yes
	N Day							37.2			
	N Evening							37.2			
	N Night							37.2			
O	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (142)	484,603.0	7,062,539.0	8.8	5.0	45.0	4*TH	43.6	Yes	Yes	Yes
	O Day							37.2			
	O Evening							37.2			
	O Night							37.2			
P	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (143)	484,647.0	7,062,552.0	10.6	5.0	45.0	975	43.5	Yes	Yes	Yes
	P Day							37.1			
	P Evening							37.1			
	P Night							37.1			
Q	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (144)	484,751.0	7,062,635.0	14.2	5.0	45.0		43.5	Yes		Yes
	Q Day							37.1			
	Q Evening							37.1			
	Q Night							37.1			
R	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (145)	480,070.9	7,062,763.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	43.5	Yes	Yes	Yes
	R Day							37.1			
	R Evening							37.1			
	R Night							37.1			
S	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (146)	482,166.0	7,061,378.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	43.5	Yes	Yes	Yes
	S Day							37.1			

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

...continued from previous page

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Demands		Sound level	Demands fulfilled ?		
						Noise	Distance	From WTGs	Noise	Distance	All
				[m]	[m]	[dB]	[m]	[dB]			
	S Evening							37.1			
	S Night							37.1			
	T Noise sensitive point: Norwegian - User defined (147)	483,552.0	7,061,827.0	26.6	5.0	45.0	4*TH	43.4	Yes	Yes	Yes
	T Day							37.0			
	T Evening							37.0			
	T Night							37.0			
	U Noise sensitive point: Norwegian - User defined (148)	484,570.0	7,062,472.0	9.8	5.0	45.0	4*TH	43.4	Yes	Yes	Yes
	U Day							37.0			
	U Evening							37.0			
	U Night							37.0			
	V Noise sensitive point: Norwegian - User defined (149)	485,229.8	7,064,168.6	40.0	5.0	45.0	4*TH	43.4	Yes	Yes	Yes
	V Day							37.0			
	V Evening							37.0			
	V Night							37.0			
	W Noise sensitive point: Norwegian - User defined (150)	483,712.0	7,061,874.0	7.1	5.0	45.0	4*TH	43.3	Yes	Yes	Yes
	W Day							36.9			
	W Evening							36.9			
	W Night							36.9			
	X Noise sensitive point: Norwegian - User defined (151)	482,139.0	7,061,339.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	43.3	Yes	Yes	Yes
	X Day							36.9			
	X Evening							36.9			
	X Night							36.9			
	Y Noise sensitive point: Norwegian - User defined (152)	483,563.0	7,061,791.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	43.2	Yes	Yes	Yes
	Y Day							36.8			
	Y Evening							36.8			
	Y Night							36.8			
	Z Noise sensitive point: Norwegian - User defined (153)	482,551.7	7,061,411.2	27.0	5.0	45.0	4*TH	43.1	Yes	Yes	Yes
	Z Day							36.7			
	Z Evening							36.7			
	Z Night							36.7			
	AA Noise sensitive point: Norwegian - User defined (154)	484,333.0	7,062,213.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	43.1	Yes	Yes	Yes
	AA Day							36.7			
	AA Evening							36.7			
	AA Night							36.7			
	AB Noise sensitive point: Norwegian - User defined (155)	484,730.0	7,062,491.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	42.9	Yes	Yes	Yes
	AB Day							36.5			
	AB Evening							36.5			
	AB Night							36.5			
	AC Noise sensitive point: Norwegian - User defined (156)	482,509.0	7,061,287.0	20.0	5.0	45.0		42.5	Yes		Yes
	AC Day							36.1			
	AC Evening							36.1			
	AC Night							36.1			
	AD Noise sensitive point: Norwegian - User defined (157)	482,499.0	7,061,284.0	23.8	5.0	45.0		42.5	Yes		Yes
	AD Day							36.1			
	AD Evening							36.1			
	AD Night							36.1			
	AE Noise sensitive point: Norwegian - User defined (158)	481,429.0	7,061,185.0	20.0	5.0	45.0		42.4	Yes		Yes
	AE Day							36.1			
	AE Evening							36.1			
	AE Night							36.1			
	AF Noise sensitive point: Norwegian - User defined (159)	481,377.0	7,061,165.0	20.0	5.0	45.0		42.3	Yes		Yes
	AF Day							35.9			
	AF Evening							35.9			
	AF Night							35.9			
	AG Noise sensitive point: Norwegian - User defined (160)	483,144.0	7,061,445.0	29.1	5.0	45.0		42.3	Yes		Yes
	AG Day							35.9			
	AG Evening							35.9			
	AG Night							35.9			
	AH Noise sensitive point: Norwegian - User defined (161)	481,460.0	7,061,092.0	20.0	5.0	45.0		41.9	Yes		Yes
	AH Day							35.5			
	AH Evening							35.5			
	AH Night							35.5			
	AI Noise sensitive point: Norwegian - User defined (162)	481,615.0	7,061,055.0	0.0	5.0	45.0	4*TH	41.8	Yes	Yes	Yes
	AI Day							35.4			
	AI Evening							35.4			
	AI Night							35.4			
	AJ Noise sensitive point: Norwegian - User defined (163)	483,156.0	7,061,347.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	41.8	Yes	Yes	Yes

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

...continued from previous page

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Demands		Sound level	Demands fulfilled ?		
						Noise	Distance		Noise	Distance	All
				[m]	[m]	[dB]	[m]	[dB]			
	AJ Day							35.4			
	AJ Evening							35.4			
	AJ Night							35.4			
	AK Noise sensitive point: Norwegian - User defined (164)	482,964.0	7,061,225.0	14.8	5.0	45.0	4*TH	41.6	Yes	Yes	Yes
	AK Day							35.2			
	AK Evening							35.2			
	AK Night							35.2			
	AL Noise sensitive point: Norwegian - User defined (165)	482,938.0	7,061,209.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	41.5	Yes	Yes	Yes
	AL Day							35.1			
	AL Evening							35.1			
	AL Night							35.1			
	AM Noise sensitive point: Norwegian - User defined (166)	484,017.0	7,061,610.0	16.7	5.0	45.0	4*TH	41.3	Yes	Yes	Yes
	AM Day							34.9			
	AM Evening							34.9			
	AM Night							34.9			
	AN Noise sensitive point: Norwegian - User defined (167)	484,001.0	7,061,596.0	14.8	5.0	45.0	4*TH	41.2	Yes	Yes	Yes
	AN Day							34.9			
	AN Evening							34.9			
	AN Night							34.9			
	AO Noise sensitive point: Norwegian - User defined (168)	484,042.0	7,061,598.0	12.4	5.0	45.0	4*TH	41.2	Yes	Yes	Yes
	AO Day							34.8			
	AO Evening							34.8			
	AO Night							34.8			
	AP Noise sensitive point: Norwegian - User defined (169)	480,508.0	7,061,258.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	40.9	Yes	Yes	Yes
	AP Day							34.6			
	AP Evening							34.6			
	AP Night							34.6			
	AQ Noise sensitive point: Norwegian - User defined (170)	481,045.0	7,060,921.0	25.4	5.0	45.0	4*TH	40.5	Yes	Yes	Yes
	AQ Day							34.1			
	AQ Evening							34.1			
	AQ Night							34.1			
	AR Noise sensitive point: Norwegian - User defined (171)	481,135.0	7,060,897.0	2.8	5.0	45.0	4*TH	40.5	Yes	Yes	Yes
	AR Day							34.1			
	AR Evening							34.1			
	AR Night							34.1			
	AS Noise sensitive point: Norwegian - User defined (172)	481,066.0	7,060,899.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	40.4	Yes	Yes	Yes
	AS Day							34.0			
	AS Evening							34.0			
	AS Night							34.0			
	AT Noise sensitive point: Norwegian - User defined (173)	480,645.0	7,060,982.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	40.0	Yes	Yes	Yes
	AT Day							33.6			
	AT Evening							33.6			
	AT Night							33.6			
	AU Noise sensitive point: Norwegian - User defined (174)	485,117.0	7,061,972.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	39.5	Yes	Yes	Yes
	AU Day							33.1			
	AU Evening							33.1			
	AU Night							33.1			
	AV Noise sensitive point: Norwegian - User defined (175)	480,544.0	7,060,876.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	39.3	Yes	Yes	Yes
	AV Day							32.9			
	AV Evening							32.9			
	AV Night							32.9			
	AW Noise sensitive point: Norwegian - User defined (176)	480,637.0	7,060,823.0	14.0	5.0	45.0	4*TH	39.2	Yes	Yes	Yes
	AW Day							32.8			
	AW Evening							32.8			
	AW Night							32.8			
	AX Noise sensitive point: Norwegian - User defined (177)	480,514.0	7,060,845.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	39.1	Yes	Yes	Yes
	AX Day							32.7			
	AX Evening							32.7			
	AX Night							32.7			
	AY Noise sensitive point: Norwegian - User defined (178)	480,138.0	7,061,056.0	33.9	5.0	45.0		38.9	Yes		Yes
	AY Day							32.5			
	AY Evening							32.5			
	AY Night							32.5			
	AZ Noise sensitive point: Norwegian - User defined (179)	480,406.0	7,060,790.0	20.0	5.0	45.0		38.6	Yes		Yes
	AZ Day							32.2			
	AZ Evening							32.2			
	AZ Night							32.2			

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

...continued from previous page

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Demands		Sound level	Demands fulfilled ?		
						Noise	Distance		From WTGs	Noise	Distance
					[m]	[dB]	[m]	[dB]			
BA	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (180)	480,193.0	7,060,908.0	37.3	5.0	45.0		38.5	Yes		Yes
	BA Day							32.1			
	BA Evening							32.1			
	BA Night							32.1			
BB	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (181)	480,341.0	7,060,814.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	38.5	Yes	Yes	Yes
	BB Day							32.1			
	BB Evening							32.1			
	BB Night							32.1			
BC	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (182)	480,314.0	7,060,785.0	20.0	5.0	45.0		38.3	Yes		Yes
	BC Day							31.9			
	BC Evening							31.9			
	BC Night							31.9			
BD	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (183)	480,262.0	7,060,771.0	20.8	5.0	45.0	4*TH	38.2	Yes	Yes	Yes
	BD Day							31.8			
	BD Evening							31.8			
	BD Night							31.8			
BE	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (184)	480,178.0	7,060,829.0	29.7	5.0	45.0	4*TH	38.2	Yes	Yes	Yes
	BE Day							31.8			
	BE Evening							31.8			
	BE Night							31.8			
BF	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (185)	480,093.0	7,060,915.0	40.0	5.0	45.0	4*TH	38.2	Yes	Yes	Yes
	BF Day							31.9			
	BF Evening							31.9			
	BF Night							31.9			
BG	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (186)	480,229.0	7,060,771.0	22.7	5.0	45.0	4*TH	38.1	Yes	Yes	Yes
	BG Day							31.7			
	BG Evening							31.7			
	BG Night							31.7			
BH	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (187)	480,130.0	7,060,789.0	27.8	5.0	45.0	4*TH	37.9	Yes	Yes	Yes
	BH Day							31.5			
	BH Evening							31.5			
	BH Night							31.5			
BI	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (188)	480,008.0	7,060,896.0	40.0	5.0	45.0	4*TH	37.9	Yes	Yes	Yes
	BI Day							31.5			
	BI Evening							31.5			
	BI Night							31.5			
BJ	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (189)	480,076.0	7,060,818.0	34.2	5.0	45.0	4*TH	37.9	Yes	Yes	Yes
	BJ Day							31.5			
	BJ Evening							31.5			
	BJ Night							31.5			
BK	Noise sensitive point: Norwegian - User defined (190)	485,725.0	7,062,067.0	20.0	5.0	45.0	4*TH	37.8	Yes	Yes	Yes
	BK Day							31.4			
	BK Evening							31.4			
	BK Night							31.4			

Distances (m)

NSA	WTG													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
A	3383	3059	2972	2427	2445	1844	2120	1737	1141	1701	1157	1152	1800	1186
B	2655	2415	2213	1673	1960	1295	1843	1390	977	1853	1286	1650	2326	1904
C	3649	3305	3249	2706	2658	2087	2284	1936	1338	1747	1260	1097	1683	1001
D	2058	1942	1600	1124	1738	1155	1868	1457	1367	2236	1767	2269	2902	2610
E	2337	2160	1883	1367	1828	1183	1843	1399	1160	2056	1536	1987	2643	2292
F	2095	1977	1638	1159	1763	1173	1883	1467	1361	2234	1759	2255	2891	2591
G	2043	1938	1585	1118	1752	1179	1895	1487	1409	2275	1810	2313	2945	2656
H	2628	2408	2181	1647	1985	1320	1898	1445	1063	1948	1386	1761	2436	2017
I	1042	1428	936	1266	1994	2016	2517	2393	2746	3328	3117	3706	4191	4151
J	3709	3369	3305	2761	2727	2151	2358	2006	1408	1824	1337	1170	1747	1056
K	1039	1430	942	1279	2002	2030	2526	2406	2761	3340	3132	3721	4204	4167
L	4541	4098	4232	3744	3341	3003	2800	2679	2239	1912	1884	1297	1120	833
M	3714	3380	3308	2763	2744	2162	2383	2025	1426	1862	1368	1214	1795	1105
N	3837	3494	3435	2892	2845	2276	2465	2122	1525	1898	1433	1218	1761	1049
O	3691	3361	3282	2737	2732	2143	2378	2014	1416	1874	1371	1238	1828	1143
P	3734	3403	3326	2781	2771	2185	2413	2052	1454	1896	1400	1249	1828	1135

To be continued on next page...

DECIBEL - Main Result

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

...continued from previous page

WTG														
NSA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	3838	3497	3434	2890	2852	2279	2475	2129	1531	1915	1445	1238	1784	1073
R	854	1215	1299	1834	1966	2412	2517	2653	3200	3424	3462	4024	4311	4514
S	1766	1820	1339	1068	1900	1497	2205	1873	1953	2758	2359	2899	3501	3270
T	2756	2550	2306	1778	2139	1475	2053	1600	1202	2078	1508	1850	2529	2074
U	3660	3337	3247	2701	2719	2121	2378	2006	1408	1901	1385	1282	1884	1207
V	4585	4141	4280	3795	3381	3052	2838	2725	2292	1946	1933	1344	1137	887
W	2897	2674	2450	1917	2231	1565	2105	1654	1207	2057	1477	1771	2453	1964
X	1775	1841	1354	1098	1936	1541	2248	1918	2000	2805	2407	2946	3548	3316
Y	2777	2576	2326	1801	2172	1508	2090	1636	1240	2115	1545	1882	2562	2102
Z	2038	2013	1589	1204	1946	1432	2155	1770	1735	2591	2137	2644	3274	2982
AA	3444	3154	3017	2471	2587	1955	2312	1903	1325	1967	1405	1447	2096	1472
AB	3819	3493	3407	2862	2867	2276	2514	2150	1551	1997	1503	1344	1912	1209
AC	2081	2084	1639	1287	2053	1555	2278	1898	1866	2722	2268	2771	3404	3105
AD	2075	2081	1634	1284	2053	1557	2280	1902	1873	2728	2275	2779	3411	3113
AE	1527	1784	1239	1296	2152	1962	2592	2358	2575	3291	2975	3544	4100	3948
AF	1529	1800	1255	1333	2185	2007	2631	2403	2627	3338	3025	3595	4149	4001
AG	2522	2412	2065	1595	2168	1546	2228	1789	1553	2450	1919	2339	3007	2607
AH	1625	1880	1334	1374	2235	2026	2665	2421	2620	3351	3022	3586	4152	3984
AI	1717	1938	1395	1373	2241	1985	2647	2379	2544	3300	2948	3505	4084	3892
AJ	2580	2484	2123	1665	2257	1640	2325	1887	1650	2547	2014	2427	3097	2685
AK	2482	2427	2029	1608	2272	1687	2393	1970	1794	2687	2172	2611	3274	2888
AL	2469	2420	2018	1603	2275	1695	2404	1982	1814	2706	2194	2637	3299	2916
AM	3265	3063	2813	2289	2634	1968	2500	2051	1576	2389	1804	2011	2687	2120
AN	3254	3054	2801	2279	2630	1965	2501	2052	1581	2397	1812	2025	2702	2137
AO	3292	3090	2840	2317	2661	1995	2525	2077	1599	2408	1823	2024	2699	2126
AP	1423	1866	1419	1780	2486	2530	3019	2907	3256	3840	3630	4218	4704	4660
AQ	1706	2053	1524	1697	2523	2398	2997	2792	3035	3731	3432	4005	4552	4412
AR	1739	2069	1534	1676	2514	2365	2977	2760	2987	3696	3386	3955	4510	4358
AS	1730	2073	1542	1706	2536	2403	3006	2798	3035	3736	3433	4004	4555	4410
AT	1662	2076	1589	1877	2642	2613	3154	3001	3301	3941	3688	4270	4787	4696
AU	4254	3973	3820	3276	3403	2775	3100	2708	2118	2639	2125	1991	2537	1816
AV	1785	2208	1729	2023	2785	2760	3299	3147	3446	4087	3833	4415	4934	4840
AW	1820	2230	1738	2005	2785	2734	3290	3124	3407	4065	3797	4377	4904	4796
AX	1822	2248	1770	2066	2827	2803	3342	3190	3489	4130	3876	4458	4977	4882
AY	1748	2216	1807	2194	2872	2946	3416	3319	3677	4249	4049	4638	5118	5081
AZ	1901	2337	1870	2179	2930	2918	3450	3304	3608	4244	3995	4577	5093	5002
BA	1859	2319	1887	2247	2954	2996	3490	3375	3711	4310	4090	4677	5171	5113
BB	1897	2340	1882	2206	2946	2948	3470	3333	3645	4271	4030	4614	5124	5042
BC	1933	2377	1921	2245	2985	2988	3509	3372	3684	4311	4069	4653	5163	5080
BD	1962	2411	1960	2292	3025	3035	3552	3419	3734	4357	4118	4702	5211	5131
BE	1938	2396	1960	2311	3027	3059	3560	3439	3768	4375	4149	4735	5235	5168
BF	1894	2361	1943	2318	3010	3068	3550	3445	3790	4378	4167	4755	5243	5193
BG	1974	2425	1978	2315	3044	3059	3573	3442	3761	4380	4144	4729	5235	5158
BH	1994	2453	2020	2374	3087	3121	3622	3502	3831	4438	4212	4798	5297	5231
BI	1949	2420	2013	2396	3079	3147	3622	3522	3872	4453	4247	4835	5320	5276
BJ	1989	2454	2030	2394	3097	3143	3635	3522	3858	4456	4237	4824	5319	5260
BK	4844	4545	4416	3870	3942	3335	3595	3229	2631	3030	2573	2320	2759	2028

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Noise calculation model:

Norwegian 2012

Wind speed (in 10 m height):

Highest noise value

Ground attenuation:

Alternative

Meteorological coefficient, C0:

0.0 dB

Type of demand in calculation:

1: WTG noise is compared to demand (DK, DE, SE, NL etc.)

Noise values in calculation:

All noise values are mean values (Lwa) (Normal)

Pure tones:

Pure tone penalty is subtracted from demand

Model: 5.0 dB(A)

Height above ground level, when no value in NSA object:

5.0 m; Don't allow override of model height with height from NSA object

Uncertainty margin:

0.0 dB; Uncertainty margin in NSA has priority

Deviation from "official" noise demands. Negative is more restrictive, positive is less restrictive.:

0.0 dB(A)

Setup for Lden calculation

Variant	Name	From hour	To hour	Hours	Penalty [dB]	Days per year
1	Day	7	19	12	0	365
2	Evening	19	23	4	5	365
3	Night	23	7	8	10	365

Octave data required

Frequency dependent air absorption

63	125	250	500	1,000	2,000	4,000
[db/km]	[db/km]	[db/km]	[db/km]	[db/km]	[db/km]	[db/km]
0.1	0.3	0.6	1.4	3.2	7.9	22.0

WTG: VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O!

Noise: V136 4.2 MW, Mode PO1, w Serrated Edges

Source	Source/Date	Creator	Edited
DMS no.: 0067-4732_03	03.05.2018	USER	12.09.2018 13:52

Octave data

Status	Hub height [m]	Wind speed [m/s]	LwA,ref [dB(A)]	Pure tones	63 [dB]	125 [dB]	250 [dB]	500 [dB]	1000 [dB]	2000 [dB]	4000 [dB]
Interpolated	112.0	13.0	103.9	No	85.7	92.8	97.1	98.8	97.9	94.2	87.9

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (128)-A

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (129)-B

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (130)-C

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (131)-D

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (132)-E

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (133)-F

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (134)-G

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (135)-H

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (136)-I

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (137)-J

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (138)-K

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (139)-L

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (140)-M

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (141)-N

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (142)-O

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (143)-P

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 975

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (144)-Q

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (145)-R

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (146)-S

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (147)-T

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (148)-U

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (149)-V

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (150)-W

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (151)-X

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (152)-Y

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (153)-Z

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (154)-AA

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (155)-AB

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (156)-AC

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (157)-AD

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (158)-AE

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (159)-AF

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (160)-AG

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (161)-AH

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (162)-AI

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (163)-AJ

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (164)-AK

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (165)-AL

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (166)-AM

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (167)-AN

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (168)-AO

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (169)-AP

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (170)-AQ

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (171)-AR

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (172)-AS

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (173)-AT

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (174)-AU

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (175)-AV

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (176)-AW

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (177)-AX

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (178)-AY

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (179)-AZ

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (180)-BA

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (181)-BB

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (182)-BC

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

No distance demand

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (183)-BD

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (184)-BE

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (185)-BF

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (186)-BG

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (187)-BH

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (188)-BI

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (189)-BJ

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH

Project:

Frøya

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Kyle Brennan / kyle@meventus.com

Calculated:

19.11.2018 10:51/3.2.712

DECIBEL - Assumptions for noise calculation

Calculation: 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - User defined (190)-BK

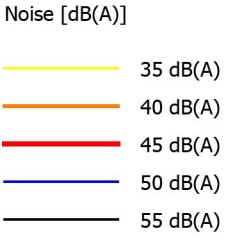
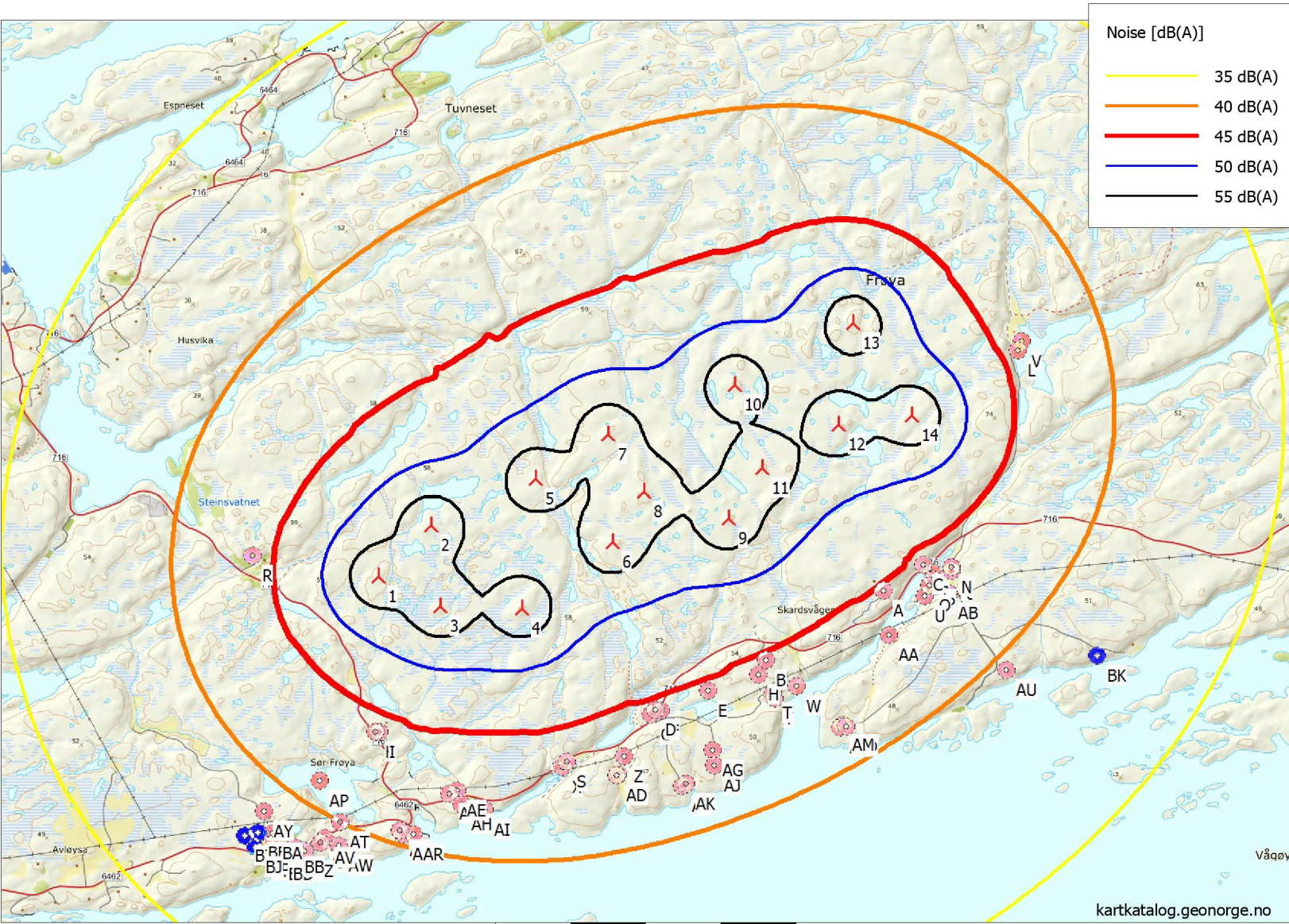
Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Uncertainty margin: Use default value from calculation model

Noise demand: 45.0 dB(A)

Distance demand: 4*TH



Project:
Frøya

DECIBEL -
Map Lden Highest noise value
Calculation:
14 x V136, 4.2 MW 20181024-01

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Kyle Brennan / kyle@meventus.com
Calculated:
19.11.2018 10:51/3.2.712

▲ New WTG

■ Noise sensitive area

Noise calculation model: Norwegian 2012. Wind speed: Lden Highest noise value
Height above sea level from active line object

Map: Topografisk norgeskart , Print scale 1:40,000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 482,702.3 North: 7,063,350.0

0 500 1000 1500 2000 m

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 without Curtailment

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

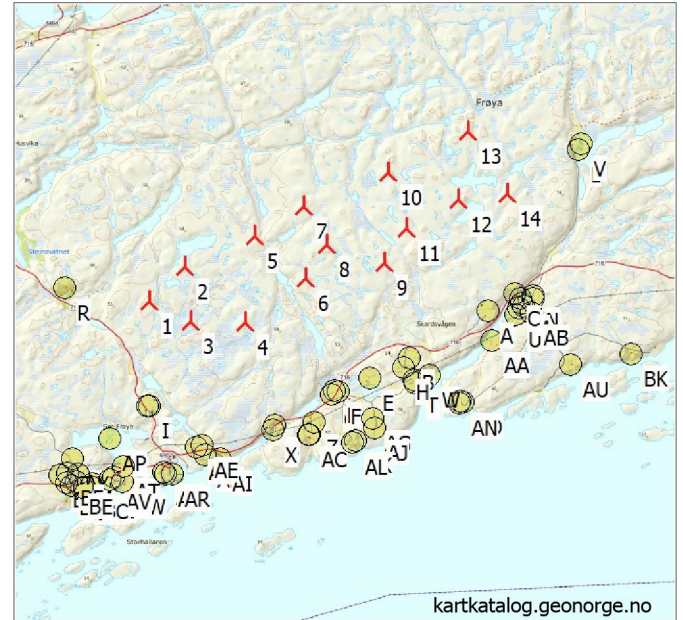
Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
225 467 449 587 759 505 500 910 1,124 629 462 383 7,000

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: hoyde_cropped.map (2)
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1.5 m
Grid resolution: 1.0 m

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

WTGs



Scale 1:75,000
New WTG Shadow receptor

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	480,913.2	7,062,622.3	43.6	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
2	481,269.0	7,062,962.0	51.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
3	481,323.4	7,062,419.2	41.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
4	481,869.8	7,062,403.8	55.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
5	481,970.5	7,063,267.9	49.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
6	482,481.3	7,062,841.3	51.5	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
7	482,457.0	7,063,564.0	54.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
8	482,691.9	7,063,176.0	60.6	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
9	483,262.3	7,062,993.9	58.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
10	483,304.3	7,063,890.0	55.4	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
11	483,485.9	7,063,333.7	59.3	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
12	484,002.3	7,063,621.2	58.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
13	484,099.8	7,064,296.2	61.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
14	484,491.4	7,063,676.4	57.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4

Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	484,294.3	7,062,506.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
B	483,504.8	7,062,047.9	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
C	484,562.2	7,062,677.7	9.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
D	482,762.9	7,061,720.9	26.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
E	483,116.0	7,061,843.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
F	482,801.0	7,061,713.0	28.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
G	482,730.0	7,061,689.0	27.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
H	483,453.0	7,061,948.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
I	480,908.5	7,061,580.2	29.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
J	484,622.0	7,062,629.0	2.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
K	480,888.0	7,061,584.0	31.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
L	485,203.7	7,064,108.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
M	484,627.0	7,062,580.0	6.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
N	484,750.1	7,062,659.9	13.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
O	484,603.0	7,062,539.0	8.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 without Curtailment

...continued from previous page

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
P	484,647.0	7,062,552.0	10.6	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Q	484,751.0	7,062,635.0	14.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
R	480,070.9	7,062,763.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
S	482,166.0	7,061,378.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
T	483,552.0	7,061,827.0	26.6	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
U	484,570.0	7,062,472.0	9.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
V	485,229.8	7,064,168.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
W	483,712.0	7,061,874.0	7.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
X	482,139.0	7,061,339.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Y	483,563.0	7,061,791.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Z	482,551.7	7,061,411.2	27.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AA	484,333.0	7,062,213.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AB	484,730.0	7,062,491.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AC	482,509.0	7,061,287.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AD	482,499.0	7,061,284.0	23.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AE	481,429.0	7,061,185.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AF	481,377.0	7,061,165.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AG	483,144.0	7,061,445.0	29.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AH	481,460.0	7,061,092.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AI	481,615.0	7,061,055.0	0.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AJ	483,156.0	7,061,347.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AK	482,964.0	7,061,225.0	14.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AL	482,938.0	7,061,209.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AM	484,017.0	7,061,610.0	16.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AN	484,001.0	7,061,596.0	14.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AO	484,042.0	7,061,598.0	12.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AP	480,508.0	7,061,258.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AQ	481,045.0	7,060,921.0	25.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AR	481,135.0	7,060,897.0	2.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AS	481,066.0	7,060,899.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AT	480,645.0	7,060,982.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AU	485,117.0	7,061,972.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AV	480,544.0	7,060,876.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AW	480,637.0	7,060,823.0	14.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AX	480,514.0	7,060,845.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AY	480,138.0	7,061,056.0	33.9	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AZ	480,406.0	7,060,790.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BA	480,193.0	7,060,908.0	37.3	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BB	480,341.0	7,060,814.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BC	480,314.0	7,060,785.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BD	480,262.0	7,060,771.0	20.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BE	480,178.0	7,060,829.0	29.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BF	480,093.0	7,060,915.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BG	480,229.0	7,060,771.0	22.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BH	480,130.0	7,060,789.0	27.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BI	480,008.0	7,060,896.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BJ	480,076.0	7,060,818.0	34.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BK	485,725.0	7,062,067.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	43:16	114	0:30	9:59
B	31:04	108	0:26	7:15
C	0:00	0	0:00	0:00
D	42:15	109	0:31	9:50
E	11:17	38	0:24	2:42
F	40:51	111	0:29	9:33
G	39:55	103	0:31	9:13
H	31:32	95	0:26	7:10
I	28:02	70	0:27	7:47

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 without Curtailment

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
J	19:51	63	0:25	4:42
K	28:38	73	0:27	7:58
L	48:44	89	1:03	13:15
M	30:28	100	0:25	7:13
N	21:02	72	0:23	5:04
O	35:59	117	0:25	8:29
P	28:47	96	0:24	6:49
Q	21:17	73	0:23	5:06
R	44:23	96	0:38	11:17
S	0:00	0	0:00	0:00
T	27:22	89	0:24	6:12
U	37:13	110	0:25	8:41
V	44:35	84	0:59	12:11
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	20:22	61	0:23	4:31
Z	13:09	52	0:22	3:00
AA	27:00	82	0:26	6:17
AB	22:54	80	0:22	5:25
AC	0:00	0	0:00	0:00
AD	0:00	0	0:00	0:00
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	0:00	0	0:00	0:00
AG	12:35	48	0:22	2:55
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	14:48	60	0:20	3:23
AK	0:00	0	0:00	0:00
AL	12:55	45	0:21	2:54
AM	0:00	0	0:00	0:00
AN	0:00	0	0:00	0:00
AO	0:00	0	0:00	0:00
AP	13:21	59	0:20	3:43
AQ	0:00	0	0:00	0:00
AR	0:00	0	0:00	0:00
AS	0:00	0	0:00	0:00
AT	0:00	0	0:00	0:00
AU	0:00	0	0:00	0:00
AV	0:00	0	0:00	0:00
AW	0:00	0	0:00	0:00
AX	0:00	0	0:00	0:00
AY	0:00	0	0:00	0:00
AZ	0:00	0	0:00	0:00
BA	0:00	0	0:00	0:00
BB	0:00	0	0:00	0:00
BC	0:00	0	0:00	0:00
BD	0:00	0	0:00	0:00
BE	0:00	0	0:00	0:00
BF	0:00	0	0:00	0:00
BG	0:00	0	0:00	0:00
BH	0:00	0	0:00	0:00
BI	0:00	0	0:00	0:00
BJ	0:00	0	0:00	0:00
BK	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1252)	22:49	5:43
2	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1253)	12:44	3:27
3	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1254)	33:44	7:56
4	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1255)	120:14	29:27
5	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1256)	0:00	0:00

To be continued on next page...

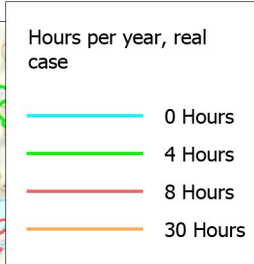
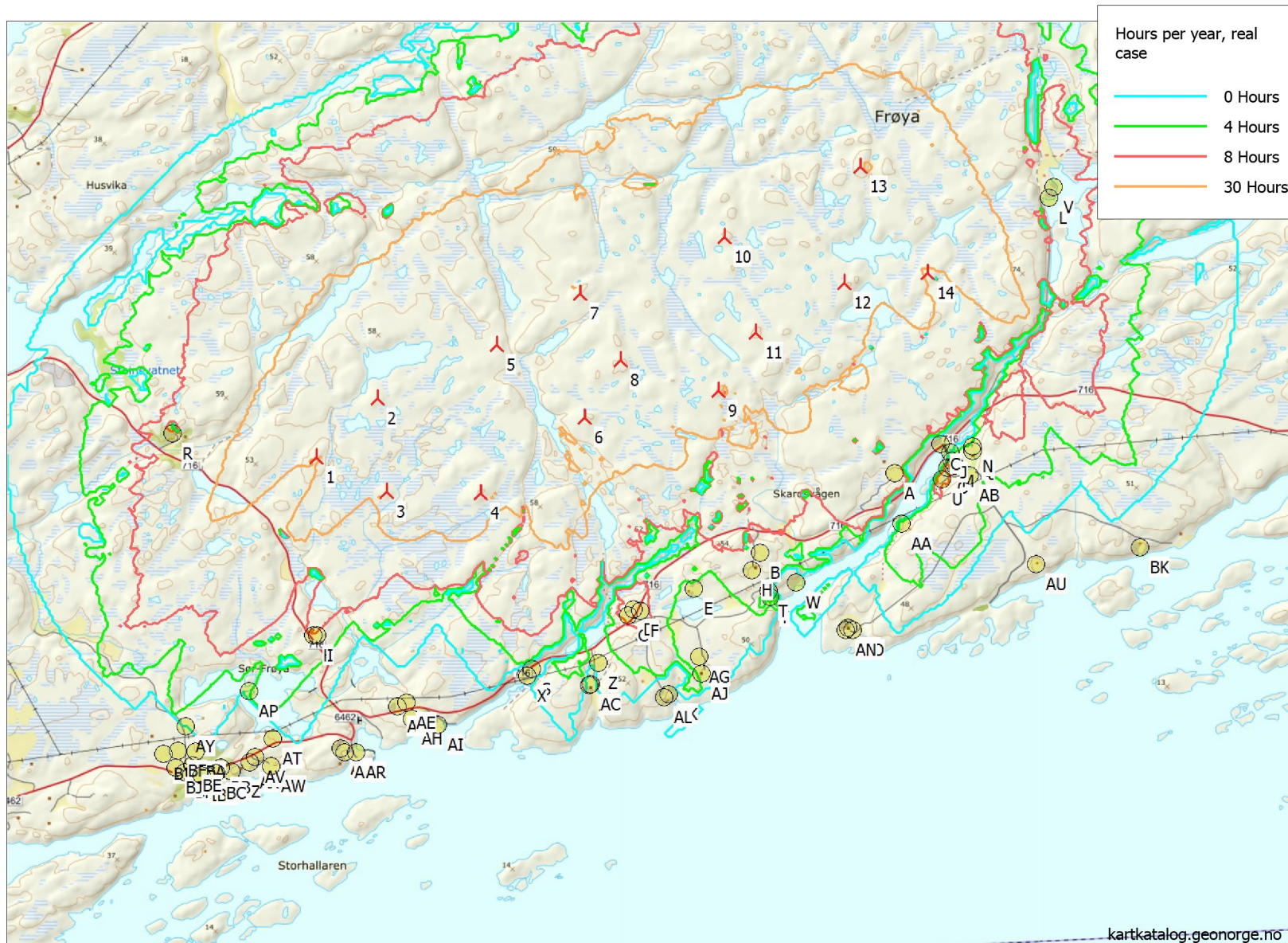
SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 without Curtailment

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
6	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1257)	52:29	11:53
7	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1258)	0:00	0:00
8	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1259)	5:54	1:25
9	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1260)	71:46	17:04
10	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1261)	0:08	0:01
11	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1262)	89:45	20:48
12	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1263)	12:54	3:36
13	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1264)	22:37	5:43
14	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1265)	30:39	8:39

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

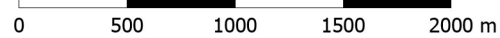


Project:
Frøya

**SHADOW -
Map**

Calculation:
201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 without Curtailment

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Kyle Brennan / kyle@meventus.com
Calculated:
01.11.2018 14:33/3.2.712



Map: Topografisk norgeskart , Print scale 1:35,000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 482,880.0 North: 7,062,480.0

New WTG

Shadow receptor

Flicker map level: Height Contours: hoyde_cropped.map (2)

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50 0.50

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
225 467 449 587 759 505 500 910 1,124 629 462 383 7,000

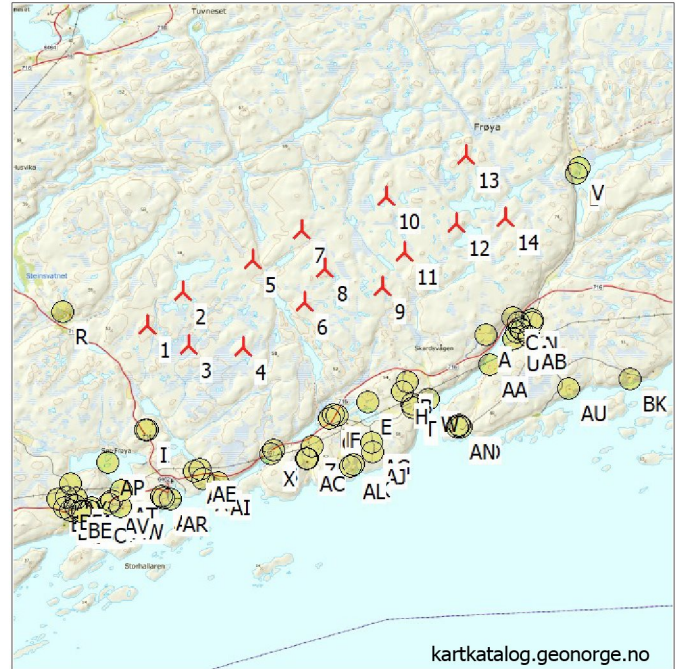
Flicker curtailment by stopping specific turbines

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Height Contours: hoyde_cropped.map (2)
Obstacles used in calculation
Eye height for map: 1.5 m
Grid resolution: 1.0 m

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

WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]									
1	480,913.2	7,062,622.3	43.6	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
2	481,269.0	7,062,962.0	51.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
3	481,323.4	7,062,419.2	41.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
4	481,869.8	7,062,403.8	55.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
5	481,970.5	7,063,267.9	49.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
6	482,481.3	7,062,841.3	51.5	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
7	482,457.0	7,063,564.0	54.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
8	482,691.9	7,063,176.0	60.6	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
9	483,262.3	7,062,993.9	58.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
10	483,304.3	7,063,890.0	55.4	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
11	483,485.9	7,063,333.7	59.3	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
12	484,002.3	7,063,621.2	58.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
13	484,099.8	7,064,296.2	61.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4
14	484,491.4	7,063,676.4	57.0	VESTAS V136-4.2-Tron...	Yes	VESTAS	V136-4.2-Tronder-4,200	4,200	136.0	112.0	1,802	10.4



Scale 1:75,000
New WTG (red triangle)
Shadow receptor (yellow circle)

Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	484,294.3	7,062,506.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
B	483,504.8	7,062,047.9	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
C	484,562.2	7,062,677.7	7.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
D	482,762.9	7,061,720.9	26.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
E	483,116.0	7,061,843.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
F	482,801.0	7,061,713.0	28.9	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
G	482,730.0	7,061,689.0	27.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
H	483,453.0	7,061,948.0	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
I	480,908.5	7,061,580.2	20.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
J	484,622.0	7,062,629.0	2.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
K	480,888.0	7,061,584.0	24.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
L	485,203.7	7,064,108.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
M	484,627.0	7,062,580.0	6.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment

...continued from previous page

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
N	484,750.1	7,062,659.9	11.9	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
O	484,603.0	7,062,539.0	5.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
P	484,647.0	7,062,552.0	9.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Q	484,751.0	7,062,635.0	12.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
R	480,070.9	7,062,763.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
S	482,166.0	7,061,378.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
T	483,552.0	7,061,827.0	23.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
U	484,570.0	7,062,472.0	9.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
V	485,229.8	7,064,168.6	40.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
W	483,712.0	7,061,874.0	7.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
X	482,139.0	7,061,339.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Y	483,563.0	7,061,791.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
Z	482,551.7	7,061,411.2	38.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AA	484,333.0	7,062,213.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AB	484,730.0	7,062,491.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AC	482,509.0	7,061,287.0	29.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AD	482,499.0	7,061,284.0	27.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AE	481,429.0	7,061,185.0	25.3	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AF	481,377.0	7,061,165.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AG	483,144.0	7,061,445.0	30.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AH	481,460.0	7,061,092.0	21.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AI	481,615.0	7,061,055.0	0.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AJ	483,156.0	7,061,347.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AK	482,964.0	7,061,225.0	14.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AL	482,938.0	7,061,209.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AM	484,017.0	7,061,610.0	16.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AN	484,001.0	7,061,596.0	14.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AO	484,042.0	7,061,598.0	12.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AP	480,508.0	7,061,258.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AQ	481,045.0	7,060,921.0	25.4	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AR	481,135.0	7,060,897.0	12.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AS	481,066.0	7,060,899.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AT	480,645.0	7,060,982.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AU	485,117.0	7,061,972.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AV	480,544.0	7,060,876.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AW	480,637.0	7,060,823.0	14.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AX	480,514.0	7,060,845.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AY	480,138.0	7,061,056.0	36.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
AZ	480,406.0	7,060,790.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BA	480,193.0	7,060,908.0	37.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BB	480,341.0	7,060,814.0	21.5	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BC	480,314.0	7,060,785.0	20.9	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BD	480,262.0	7,060,771.0	21.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BE	480,178.0	7,060,829.0	27.8	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BF	480,093.0	7,060,915.0	35.7	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BG	480,229.0	7,060,771.0	22.3	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BH	480,130.0	7,060,789.0	24.1	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BI	480,008.0	7,060,896.0	32.2	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BJ	480,076.0	7,060,818.0	26.6	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0
BK	485,725.0	7,062,067.0	20.0	2.0	2.0	2.0	0.0	90.0	"Green house mode"	4.0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values			
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Avoided hours per year [h/year]	Avoided days per year [days/year]	Shadow hours per year [h/year]	Avoided hours per year [h/year]
A*	27:42	80	0:30	18:51	51	6:15	4:31
AA	27:00	82	0:26			6:17	
AB*	16:50	80	0:22	6:04	30	3:58	1:27
AC	17:44	66	0:21			3:57	
AD	0:00	0	0:00			0:00	
AE	0:00	0	0:00			0:00	
AF	0:00	0	0:00			0:00	

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values			
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Avoided hours per year [h/year]	Avoided days per year [days/year]	Shadow hours per year [h/year]	Avoided hours per year [h/year]
AG*	1:13	25	0:06	11:15	45	0:16	2:36
AH	0:00	0	0:00			0:00	
AI	0:00	0	0:00			0:00	
AJ*	7:47	60	0:10	7:01	57	1:47	1:36
AK	0:00	0	0:00			0:00	
AL	12:55	45	0:21			2:54	
AM	0:00	0	0:00			0:00	
AN	0:00	0	0:00			0:00	
AO	0:00	0	0:00			0:00	
AP	13:21	59	0:20			3:43	
AQ	0:00	0	0:00			0:00	
AR	0:00	0	0:00			0:00	
AS	0:00	0	0:00			0:00	
AT	0:00	0	0:00			0:00	
AU	0:00	0	0:00			0:00	
AV	0:00	0	0:00			0:00	
AW	0:00	0	0:00			0:00	
AX	0:00	0	0:00			0:00	
AY	0:00	0	0:00			0:00	
AZ	0:00	0	0:00			0:00	
B	31:04	108	0:26			7:15	
BA	0:00	0	0:00			0:00	
BB	0:00	0	0:00			0:00	
BC	0:00	0	0:00			0:00	
BD	0:00	0	0:00			0:00	
BE	0:00	0	0:00			0:00	
BF	0:00	0	0:00			0:00	
BG	0:00	0	0:00			0:00	
BH	0:00	0	0:00			0:00	
BI	0:00	0	0:00			0:00	
BJ	0:00	0	0:00			0:00	
BK	0:00	0	0:00			0:00	
C	0:00	0	0:00			0:00	
D*	11:42	103	0:21	30:35	78	2:46	7:05
E	11:17	38	0:24			2:42	
F*	6:44	29	0:20	34:09	82	1:37	7:56
G*	22:27	103	0:21	17:28	71	5:13	3:59
H	31:32	95	0:26			7:10	
I	26:21	66	0:27			7:19	
J	19:51	63	0:25			4:42	
K	27:53	70	0:27			7:46	
L*	24:01	89	0:29	24:43	45	6:18	6:57
M*	22:35	100	0:25	7:57	32	5:19	1:54
N*	21:11	73	0:23	0:07	7	5:06	0:01
O*	28:48	113	0:25	7:38	29	6:45	1:50
P*	19:06	63	0:24	9:46	33	4:29	2:20
Q*	20:11	74	0:23	1:03	16	4:50	0:15
R*	31:39	67	0:38	12:44	37	7:49	3:27
S	0:00	0	0:00			0:00	
T	0:00	0	0:00			0:00	
U*	30:48	110	0:25	6:25	36	7:08	1:32
V*	17:18	67	0:28	27:17	46	4:30	7:41
W	0:00	0	0:00			0:00	
X	0:00	0	0:00			0:00	
Y	20:22	61	0:23			4:31	
Z	11:00	46	0:22			2:31	

* Receptors where shadow flicker is reduced by curtailment

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Stopped due to flicker curtailment [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1252)	22:49		5:43
2	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1253)	0:00	12:44	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Stopped due to flicker curtailment [h/year]	Expected [h/year]
3	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1254)	48:33		11:13
4	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1255)	81:38	34:09	20:27
5	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1256)	0:00		0:00
6	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1257)	52:29		11:52
7	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1258)	0:00		0:00
8	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1259)	5:54		1:25
9	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1260)	43:19	28:37	10:14
10	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1261)	0:08		0:01
11	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1262)	90:12		20:55
12	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1263)	3:16	9:38	0:55
13	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1264)	22:37		5:43
14	VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1265)	9:00	21:39	2:32

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Flicker curtailment calendar

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment **WTG: 2 - VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O!** hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1253)

Flicker curtailment by stopping specific turbines

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1									06:51-07:13			
2									06:53-07:11			
3									06:53-07:08			
4									06:56-07:06			
5												
6												
7												
8				06:59-07:09								
9				06:56-07:11								
10				06:54-07:12								
11				06:52-07:14								
12				06:52-07:15								
13				06:50-07:14								
14				06:49-07:15								
15				06:49-07:15								
16				06:48-07:14								
17				06:48-07:14				07:05-07:07				
18				06:48-07:14				06:59-07:11				
19				06:49-07:14				06:57-07:13				
20				06:48-07:12				06:56-07:15				
21				06:49-07:12				06:55-07:16				
22				06:50-07:11				06:53-07:16				
23				06:51-07:09				06:53-07:17				
24				06:52-07:08				06:52-07:18				
25				06:55-07:05				06:51-07:17				
26								06:51-07:17				
27								06:51-07:17				
28								06:50-07:16				
29								06:50-07:16				
30								06:51-07:15				
31								06:50-07:13				

SHADOW - Flicker curtailment calendar

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment **WTG: 4 - VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O!** hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1255)

Flicker curtailment by stopping specific turbines

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1						21:10-21:39	21:18-21:43	21:31-21:37				
2						21:11-21:40	21:18-21:44					
3						21:11-21:39	21:19-21:45					
4						21:12-21:40	21:19-21:45					
5						21:12-21:40	21:18-21:45					
6						21:12-21:39	21:19-21:46					
7						21:13-21:39	21:18-21:45					
8						21:13-21:39	21:19-21:46					
9						21:13-21:39	21:19-21:47					
10						21:14-21:39	21:18-21:46					
11						21:14-21:39	21:18-21:47					
12					21:19-21:28	21:15-21:40	21:18-21:47					
13					21:16-21:30	21:15-21:39	21:19-21:48					
14					21:15-21:33	21:16-21:40	21:19-21:48					
15					21:14-21:33	21:16-21:40	21:19-21:48					
16					21:13-21:35	21:16-21:40	21:19-21:48					
17					21:12-21:35	21:17-21:40	21:19-21:48					
18					21:12-21:36	21:16-21:40	21:20-21:49					
19					21:11-21:36	21:17-21:40	21:20-21:49					
20					21:11-21:37	21:17-21:40	21:20-21:48					
21					21:11-21:38	21:18-21:41	21:20-21:48					
22					21:10-21:37	21:18-21:41	21:21-21:48					
23					21:10-21:38	21:18-21:41	21:21-21:48					
24					21:10-21:38	21:18-21:42	21:21-21:47					
25					21:10-21:39	21:18-21:41	21:22-21:47					
26					21:10-21:39	21:19-21:42	21:22-21:46					
27					21:10-21:39	21:18-21:42	21:23-21:46					
28					21:10-21:39	21:18-21:42	21:24-21:44					
29					21:10-21:39	21:18-21:43	21:25-21:44					
30					21:11-21:40	21:18-21:43	21:26-21:42					
31					21:11-21:39		21:28-21:40					

SHADOW - Flicker curtailment calendar

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment **WTG: 9 - VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O!** hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1260)

Flicker curtailment by stopping specific turbines

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1					20:29-20:55 20:06-20:22			20:38-21:04				
2					20:28-20:55 20:07-20:21			20:38-21:05				
3					20:28-20:55 20:09-20:18			20:37-21:05				
4					20:27-20:55			20:37-21:05				
5					20:27-20:55			20:37-21:06				
6					20:26-20:55			20:36-21:05				
7					20:26-20:55			20:37-21:05				
8					20:27-20:56			20:36-21:04				
9					20:27-20:55			20:36-21:05 20:21-20:25				
10					20:27-20:55			20:37-21:04 20:18-20:28				
11					20:27-20:54			20:37-21:03 20:15-20:29				
12					20:28-20:54			20:37-21:03 20:14-20:31				
13					20:28-20:53			20:38-21:02 20:13-20:32				
14					20:29-20:52			20:38-21:00 20:11-20:32				
15					20:30-20:52			20:40-20:59 20:11-20:32				
16					20:31-20:50			20:41-20:57 20:11-20:33				
17					20:32-20:50			20:43-20:53 20:10-20:32				
18				20:11-20:21	20:34-20:49			20:10-20:32				
19				20:08-20:23	20:36-20:46			20:10-20:32				
20				20:07-20:24	20:40-20:43			20:09-20:31				
21				20:06-20:25				20:10-20:30				
22				20:05-20:26				20:11-20:30				
23				20:04-20:25				20:12-20:29				
24				20:04-20:26				20:12-20:26				
25				20:40-20:45 20:03-20:26			20:48-20:55	20:12-20:26				
26				20:36-20:47 20:03-20:26			20:46-20:58	20:14-20:24				
27				20:34-20:50 20:04-20:25			20:44-20:59					
28				20:32-20:52 20:04-20:25			20:43-21:01					
29				20:31-20:53 20:04-20:24			20:41-21:02					
30				20:30-20:54 20:05-20:23			20:41-21:03					
31							20:39-21:03					
							20:39-21:04					

SHADOW - Flicker curtailment calendar

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w CurtailmentWTG: 12 - VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1263)

Flicker curtailment by stopping specific turbines

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1												
2			17:01-17:09							17:34-17:55		
3			16:59-17:12							17:32-17:55		
4			16:57-17:15							17:31-17:55		
5			16:56-17:18							17:30-17:55		
6			16:55-17:18							17:30-17:55		
7			16:55-17:18							17:30-17:54		
8			16:54-17:18							17:30-17:54		
9			16:54-17:18							17:30-17:53		
10			16:53-17:18							17:31-17:51		
11			16:53-17:16							17:32-17:48		
12			16:54-17:16							17:34-17:45		
13			16:54-17:15							17:36-17:41		
14			16:56-17:14									
15			16:57-17:11									
16			17:00-17:08									
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27										17:44-17:47		
28										17:39-17:52		
29										17:37-17:53		
30										17:35-17:54		
31												

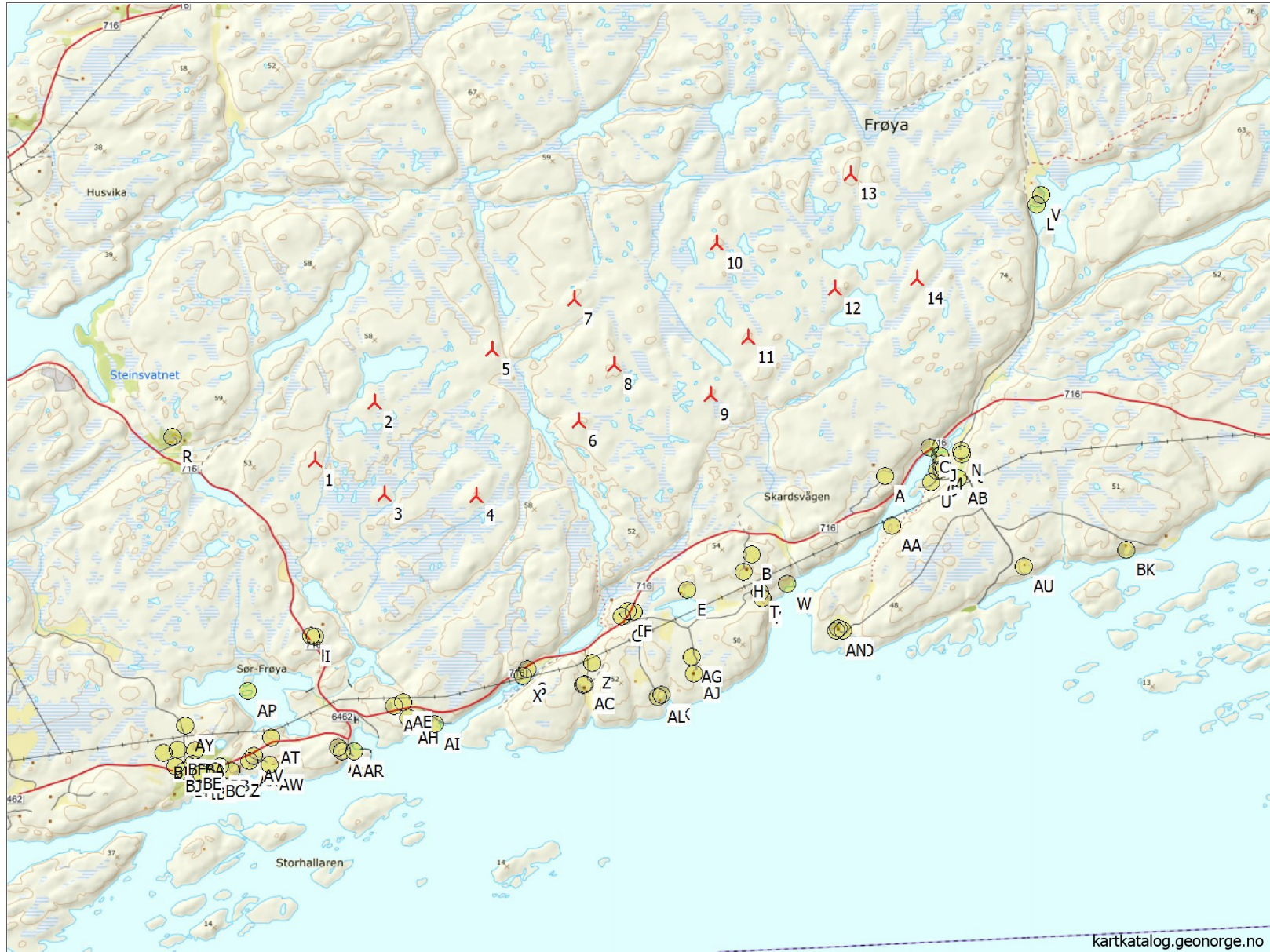
SHADOW - Flicker curtailment calendar

Calculation: 201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w CurtailmentWTG: 14 - VESTAS V136-4.2-Tronder 4200 136.0 !O! hub: 112.0 m (TOT: 180.0 m) (1265)

Flicker curtailment by stopping specific turbines

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1			16:03-16:38							16:49-17:08		
2			16:03-16:39							16:45-17:09		
3			16:03-16:38							16:43-17:10		
4			16:02-16:38							16:42-17:11		
5			16:03-16:38							16:40-17:11		
6			16:02-16:37							16:39-17:12		
7			16:03-16:37							16:38-17:12		
8			16:03-16:35							16:38-17:12		
9			16:05-16:35							16:37-17:12		
10			16:05-16:33							16:36-17:12		
11			16:06-16:31							16:37-17:13		
12			16:08-16:29							16:37-17:12		
13			16:10-16:26							16:37-17:12		
14			16:16-16:22							16:37-17:11		
15										16:37-17:10		
16										16:37-17:09		
17										16:39-17:09		
18										16:39-17:07		
19										16:40-17:05		
20		16:15-16:29								16:41-17:03		
21		16:12-16:31								16:44-17:01		
22		16:10-16:33								16:47-16:58		
23		16:09-16:35										
24		16:07-16:36										
25		16:06-16:37										
26		16:05-16:37										
27		16:04-16:38										
28		16:04-16:38										
29												
30									16:52-17:05			
31												

Project:
Frøya



SHADOW - Map

Calculation:
201810 - 14 x V136, 4.2 MW 20181024-01 w Curtailment

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Kyle Brennan / kyle@meventus.com
Calculated:
31.10.2018 23:02/3.2.712

kartkatalog.geonorge.no

0 500 1000 1500 2000 m

Map: Topografisk norgeskart , Print scale 1:35,000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 482,866.5 North: 7,062,533.1

▲ New WTG

● Shadow receptor

Flicker map level: Height Contours: hoyde_cropped.map (2)

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
5	Utarbeidelse av transportplan turbinleveranser, avklaring veimyndighet, tillatelser, eventuell politieskorte.	Turbinleverandør	I god tid før levering av turbindeler
5	Vurdere behov for midlertidige utbedringer på transportstrekning, gjennomføring av disse.	Utbygger	I god tid før levering av turbindeler
5	Utarbeidelse av transportplan transformator, avklaring mot veimyndighet, behov for midlertidige utbedringer, tillatelser.	Transformator-leverandør	I god tid før levering
5	Godkjenning av transportplaner	Utbygger	I god tid før transportarbeidene
5	Adgangskontroll anleggsfasen	Entreprenør	Fra anleggsstart, løpende
5	Koordinering vs veimyndighet, kommune, lokale transportører m.fl.	Leverandør	I god tid før transportarbeidene
5	Varsling og pro-aktiv informasjon	Utbygger/Entreprenør	I god tid før transportarbeidene
6	Detaljprosjektering og tegningsgjennomgang med deltakelse av landskapsarkitekt.	Entreprenør, Utbygger	Løpende
6	Etterlevelse av MTA-plan og håndbok i byggefasen.	Entreprenør	Løpende
6	Oppfølging i byggetid - byggemøter og felt	Utbygger	I hele anleggsfasen
6	Lokalisere og vurdere utfordringer med tanke på terrenginngrepene	Utbygger	Byggetegninger
6	Innhente forhåndsgodkjenning fra NVE ved behov for å gå utenfor arealbruksgrensa.	Utbygger	Før bygging av aktuell vei-/anleggsdel
6	Planlegge og gjennomføre kurs for entreprenør ved bruk av MTA med håndbok for terrenginngrep og landskapstilpasning	Utbygger	Før anleggsstart
6	Definere ytre inngrepsgrense, og legge det inn på elektroniske kart.	Utbygger i samråd med Entreprenør	Før anleggsstart
6	Inngrepsgrense markeres ved behov i terrenget	Utbygger	Løpende før ny anleggsaktivitet
6	Lokalisere aktuelle masseuttak i konsesjonsområdet, innhente godkjenning fra NVE.	Entreprenør, Utbygger	Byggetegninger

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
6	Utarbeide sluttarronderingsplan for massetak	Entreprenør	Før ferdigstilling av massetaket
6	Kontroll av evt. løsmassetak utenfor konsesjonsområdet for fremmede arter	Utbygger	Før bruk i prosjektet
6	Vannets naturlige løp i vassdrag utenfor anleggsområdet skal sikres. Stikkrenner skal tilstrebes utplassert tidlig.	Entreprenør	Løpende
6	Etablere fremdriftsplan for istandsetting av landskap i etterkant av inngrep	Entreprenør	Før anleggsstart
6	Vurdering av vegetasjonsetablering	Utbygger	2 år etter ferdigstilling
7	Gjennomføre forundersøkelser på fugl.	Utbygger	Utført
7	Legge inn dokumenterte hekke- / reirlokalteter fra for-undersøkelser i kart, med hensynssoner.	Utbygger	Utført (kun hubro)
7	Helikopterflyging i prosjektets regi skal ikke skje nord for konsesjonsområdet, jf. sone angitt på detaljplankart, i perioden 20. mars-15. august hvert år.	Utbygger, entreprenør	Løpende
7	Anleggsarbeid på bakken skal så langt det er mulig unngås på vei og oppstillingsplass til de to turbinene lengst nordvest i konsesjonsområdet, jf. sone angitt på detaljplankart, i perioden 20. mars-15. august hvert år.	Entreprenør	Løpende
7	Ta hensyn til viktige naturtypeområder ved planlegging og bygging av veier/turbinpunkt. Områdene som fremgår på kart i MTA Figur 10 skal nedbygges minst mulig.	Utbygger	I prosjekteringen
7	Eventuell eksisterende vegetasjon/naturtyper og/eller deler av vassdrag som skal bevares innenfor inngrepsgrensen, skal merkes av i terrenget med sperrebånd.	Entreprenør i samråd med utbygger	Før anleggsarbeidet starter opp
7	Etablering av rutiner for rapportering av funn av død fugl i vindkraftverket med tilhørende infrastruktur	Utbygger	Før idriftsetting
8	Det automatisk fredete kulturminnet «Tomasnesvatnet 1» skal hensyntas i prosjektering/plassering av anlegg.	Utbygger, entreprenør	Utført

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
8	Kulturminnet (sikringssonen på 5 m) skal merkes i terrenget dersom noen anleggsdel kommer nærmere denne enn ca. 50 m.	Utbygger	Før anleggsarbeidene kommer nær
8	Det skal utøves særlig forsiktighet på kranoppstillingsplass ved turbin 5 for å forebygge spredning av sprengstein/fyllstein mv. ned mot/inn i sikringssonen og kulturminnet «Tomasnesvatnet 1».	Entreprenør	Løpende ved arbeid på oppstillingsplassen
8	Kulturminnelovens krav om aktsomhet og stans/meldeplikt ved funn av mulig kulturminne skal være kjent for alle som arbeider på anlegget	Utbygger/Entreprenør	Løpende i anleggsperioden
9	Internveier skal være stengt for allmenn motorisert ferdsel.	Utbygger	Løpende
9	Sette opp skilt langs atkomstvei, og evt. større stier opp mot konsesjonsområdet, som informerer om pågående anleggsvirksomhet.	Utbygger	Før idriftsettelse
9	Et fåtall tilrettelagte rasteplasser i området skal vurderes	Utbygger	Før åpning
9	Vurdere innspill fra interessenter angående tilretteleggingstiltak for friluftsliv i konsesjonsområdet.	Utbygger	Løpende
9	Etablere rutinger for vurdering av fare for iskast. Fremlegges NVE jf. konsesjonens vilkår 11.	Utbygger	Før idriftsettelse
10	Oppdyrka arealer innenfor konsesjonsområdet skal planlegges unngått i størst mulig grad. Slike arealer er lagt inn som særlig hensynsområde jf. figur 10 og detaljplankart.	Utbygger	Utført
10	Tilgang til veinettet for tilsyn mv. med sau tas inn i avtale med grunneiere.	Utbygger	Utført (grunneiere har tilgang)
13	Alle kontraktører skal ha et oversiktlig kartotek med produktdatablad over de helsefarlige kjemikalier som er i bruk i anlegget/prosjektet. Kartoteket skal oppbevares slik at det er lett tilgjengelig. Kontraktør er ansvarlig for at kartoteket er oppdatert.	Entreprenør	Løpende
13	Omgang med farlige kjemikalier håndteres i tråd med entreprenørens HMS-plan.	Entreprenør	Løpende

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
13	Hovedentreprenør skal utarbeide en beredskapsplan mot akutt forurensning som bl.a. skal omfatte varslingsrutiner, ansvarsavklaring og beskrivelse av aktuelle tiltak i forbindelse med forurensningen. Denne kan inngå i generell beredskapsplan. Det skal avholdes en minimum årlig table top-øvelse for å teste beredskapsplanen, gjerne kombinert med HMS-hendelse.	Entreprenør	Løpende
13	Gråvann og kloakk fra anleggsrigg skal samles på tett tank evt. til infiltrasjon i grunnen (forutsetter kommunal tillatelse). Tilsvarende for permanente bygg.	Entreprenør	Før anleggsstart /før idriftsettelse
13	Alt avfall inkl. farlig avfall skal håndteres i henhold til gjeldende regelverk dvs. samles inn/ryddes opp fortløpende i riktige fraksjoner, oppbevares betryggende i kort tid og leveres godkjent sluttmottak/avfallsselskap. Farlig avfall skal være deklarerert ved levering.	Entreprenør	Løpende
13	Avfallshåndteringssystemet skal være i drift fra oppstart av anleggsarbeidet og helt til all anleggsvirksomhet er avsluttet.	Entreprenør	Løpende
13	Drivstoff, oljer og kjemikalier skal oppbevares med dobbel sikring, dvs. enten i tanker/beholdere med doble vegger eller i kar/container som kan holde igjen hele beholderes volum.	Entreprenør	Løpende
13	Ved olje- og drivstofflager og i anleggskjøretøy skal det finnes lager av oljeabsorberende materiale.	Entreprenør	Løpende
13	Mobile tanker skal plasseres i god avstand fra åpne vassdrag og slik at påkjørsel forebygges.	Entreprenør	Løpende
13	Påfylling av drivstoff til anleggsmaskiner skal skje slik at spill unngås. All påfylling fra større tanker skal skje ved pumping, ikke hevert/falltanker.	Entreprenør	Løpende
13	Planlagte reparasjoner og service skal skje slik at spill unngås, på angitte områder der konsekvensene av evt. utslipp er liten. Ved akutte reparasjoner skal det benyttes presenning som sikring mot søl.	Utbygger, entreprenører	Løpende i anleggsfase
13	Entreprenør skal presentere et sikkert opplegg for fylling av drivstoff og for serviceplasser. Dette skal godkjennes av utbygger.	Entreprenør, utbygger	Tidligst mulig i anleggsfasen

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
13	Det skal påses at maskinelt utstyr ikke lekker olje eller drivstoff. Utilsiktet søl pga. uhell eller maskinhavari skal samles opp og utslippsstedet gjøres rent umiddelbart. Det skal være tilgjengelig en tett beholder med overdekning mot nedbør for mellomlagring av forurensete masser før avlevering til godkjent mottak/avfallsselskap.	Entreprenør	Løpende. Beholder tidligst mulig i anleggs-fasen, til etter turbinmontasje.
13	Anleggsarbeidet herunder medfølgende støy skal varsles ved oppslag ved atkomstveier.	Entreprenør	Før anleggsstart
13	De mest berørte naboene skal varsles ved brev. Lokalt informasjonsmøte om anleggsvirksomheten skal vurderes.	Utbygger	Før anleggsstart
13	Støy fra vindkraftverket skal beregnes iht. retningslinje for støy, T-1442/2012. Støysonekart med rød og gul sone (Lden 55 dB og Lden 45 dB) sendes NVE, Fylkesmannen og kommunen.	Utbygger	Før anleggsstart
13	I utgangspunktet skal turbiner plasseres slik at støygrensen overholdes uten andre tiltak. Om nødvendig skal tiltak i turbin og ved boliger vurderes og iverksettes.	Utbygger	Før idriftsettelse
13	Støvning skal begrenses med vanning evt. forsiktig salting.	Entreprenør	Løpende
13	Erosjonsbegrensende tiltak for anleggsområder skal iverksettes der dette er nødvendig.	Entreprenør	Før anleggsstart, løpende
13	Ved sprenging og masseflytting skal det legges vekt på å forebygge spredning av sprengstein/masser utenfor selve anleggsområdet. Sprengstein i terreng skal fjernes og bør ryddes fortløpende.	Entreprenør	Løpende
15	Entreprenør skal ha et miljøstyringssystem som tilfredsstillende ISO14001 eller tilsvarende	Entreprenør	Før oppstart
15	Entreprenørens styringssystem skal benyttes under anleggsarbeidet	Entreprenør	Løpende
15	MTA og detaljplan med vedlegg skal fungere som styrende dokumenter for prosjektet.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
15	Dersom det oppstår vesentlige planendringer må dette meldes skriftlig og godkjennes av NVE før endringene iverksettes.	Entreprenør, Utbygger	Løpende
15	I byggemøter mellom Utbygger og Entreprenør skal forhold knyttet til ytre miljø være et fast punkt på dagsorden.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
15	Entreprenør skal sikre at spørsmål knyttet til det ytre miljø er en del av HMS-rundene på anlegget.	Entreprenør	Løpende

Kapittel	Tiltak	Ansvarlig	Frist
15	Rapportering knyttet til ytre miljø skal følge de retningslinjer og de rutiner som er avtalt for prosjektet for øvrig.	Utbygger, Entreprenør	Løpende
15	Utbygger vil sørge for at anleggsgjennomføringen følges opp av en miljørådgiver.	Utbygger	Løpende
15	Miljørådgiver skal holdes løpende orientert om fremdrift og utførelse, og tilkalles ved viktige avvikssituasjoner, tvilstilfelle om utførelse og milepæler i anleggsutforming.	Entreprenør	Løpende
15	Entreprenør er i samråd med Utbyggers MTA-koordinator ansvarlig for at hendelser og avvik blir rapportert videre i henhold til Utbyggers prosedyrer for avviksbehandling. Relevante avvik skal rapporteres til NVE.	Entreprenør, Utbygger	Løpende



Norges vassdrags- og energidirektorat
Postboks 5091, Majorstuen

0301 OSLO

Trondheim, 30. oktober 2018

FRØYA VINDKRAFTVERK. SØKNAD OM FORLENGELSE AV KONSESJONSPERIODE OG FRIST FOR IDRIFTSETTELSE

Vi viser til konsesjon meddelt Sarepta Energi AS 03.10.2016 for bygging og drift av Frøya vindkraftverk. Sarepta forventer byggestart i 2019 med ferdigstillelse Q4 2020.

Forlengelse av konsesjonsperiode

Konsesjonen gjelder i 25 år fra tidspunktet anlegget settes i drift, dog ikke utover 31.12.2045. Dette gir en konsesjonsperiode på 25 år. Sarepta søker med dette om å forlenge konsesjonsperioden til 30 år, dvs 31.12.2050.

Bakgrunnen for dette er:

- Det tilbys turbiner på markedet i dag som har teknisk levetid på 30 år. Sarepta vil velge «state of the art» turbiner som vil være de beste som finnes på markedet i dag. Med riktig fokus på vedlikehold mener Sarepta at det er realistisk å drifte turbiner i 30 år.
- Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør turbinene produsere strøm så lenge de kan, og derfor vil det være uheldig å demontere turbiner som har en levetid utover dagens konsesjonsperiode.

Forlengelse av frist for idriftsettelse

Frøya vindkraftverk har frist for idriftsettelse 1.10.2020. I gjeldende fremdriftsplan er det lagt opp til å klare det. Tidsplanen ved byggestart i april 2019 er imidlertid knapp og tåler ikke store forsinkelser. Vi mener det derfor er fornuftig å ta høyde for noe fleksibilitet og justeringer av tidsplan, og søker om utsatt frist for idriftsettelse til 31.12.2020.

Etter avtale sendes søknaden inn sammen med MTA som skal godkjennes av NVE. Vi ber om søknaden behandles samtidig med MTA.

Med vennlig hilsen
Sarepta Energi AS

Nils Henrik Johnson