



SAE Vind

Konsesjonssøknad

Hitra 2 vindpark





FORORD

Statkraft Agder Energi Vind DA (SAE Vind) søker med dette om konsesjon for å bygge og drive Hitra 2 vindpark med tilhørende nettilknytning på Eldsfjellet i Hitra kommune i Sør-Trøndelag fylke. Vindparken er en utvidelse av eksisterende Hitra vindpark som ble bygget av Statkraft Development AS i 2004.

Dokumentet er inndelt i to deler:

- Del A – Søknad om konsesjon
- Del B – Konsekvensutredninger og etterundersøkelser

SAE Vind understreker at del A og B til sammen utgjør konsesjonssøknaden. Konsekvensutredningene og etterundersøkelsene i del B inneholder alle fagutredningene i sin helhet. En oppsummering av konsekvensutredningene for Hitra 2 vindpark samt etterundersøkelsene av Hitra vindpark er gitt i Kapittel 7 i Del A.

Konsesjonssøknaden med konsekvensutredning oversendes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som behandler søknaden etter energiloven.

Høringsuttalelser til konsesjonssøknaden skal sendes NVE.

Det vurderes to ulike nettilknytninger av Hitra 2 vindpark. Nettilknytning av Hitra 2 vindpark mot Snillfjord er konsekvensutredet og konsesjonssøkt i en separat konsesjonssøknad for samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet. SAE Vind har i samarbeid med Zephyr, TrønderEnergi Nett og TrønderEnergi Kraft utarbeidet denne.

Oslo, 25. mars 2010



Knut A. Mollestad
Direktør prosjektutvikling
Statkraft Agder Energi Vind DA

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	8	7.11	FRILUFTSLIV – SAMMENDRAG	51
1.1	PRESENTASJON AV SØKER	8	7.12	RISIKO OG SÅRBARHETSANALYSE (ROS) – SAMMENDRAG	52
1.2	INNHold	8	7.13	ELEKTROMAGNETISKE FELT	53
1.3	BAKGRUNN FOR SØKNADEN	9	7.14	HENSYNET TIL LUFTFART OG FORSVARETS INSTALLASJONER	53
2	SØKNADER OG FORMELLE FORHOLD	13	7.15	ANNEN AREALBRUK	54
2.1	SØKNAD OM KONSESJON ETTER ENERGILOVEN	13	7.16	ANDRE SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER	54
2.2	KONSEKVENsutredning	13	8	MILJØOPPFØLGING OG AVBØTENDE TILTAK	56
2.3	SØKNAD OM EKSPROPRIASJONSTILLATELSE OG FORHÅNDSTILTREDELSE	13	8.1	MILJØTILPASNINGER I UTBYGGINGSPLANENE	56
2.4	DISPENSASJONSSØKNAD OG FORHOLDET TIL PLAN- OG BYGNINGSLOVEN	13	8.2	MILJØOPPFØLGING VED UTBYGGING OG DRIFT	
2.5	ANDRE TILLATELSER OG GODKJENNINGER	14	8.3	AVBØTENDE TILTAK	56
2.6	FORHOLDET TIL ANDRE OFFENTLIGE OG PRIVATE PLANER	15	9	NÆRMERE OG OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER	59
3	FORARBEID, INFORMASJON OG TERMINPLAN	18	10	ANDRE VURDERTE UTBYGGINGSLØSNINGER	60
3.1	FORARBEID OG INFORMASJON	18	10.1	PLANUTKAST 1	60
3.2	VIDERE SAKSBEHANDLING OG TERMINPLAN	18	10.2	PLANUTKAST 2	60
4	LOKALISERING	20	10.3	VURDERTE ALTERNATIVER FOR NETTILKNYTNING	60
4.1	KRITERIER	20	11	BERØRTE EIENDOMMER	64
4.2	VINDKRAFT PÅ HITRA	20	12	DEFINISJONER OG ORDFORKLARINGER	65
5	VINDRESSURSEN	21	13	BAKGRUNNSDOKUMENTASJON	66
5.1	VINDMÅLINGER / DATAGRUNNLAG	21			
5.2	MIDDELVIND	21			
5.3	VINDRETNING	22			
5.4	VINDKART	23			
5.5	VINDFORHOLD I PLANOMRÅDET	23			
5.6	ISING	25			
6	UTBYGGINGSPLANEN	26			
6.1	VINDPARK	26			
6.2	VINDTURBINER	27			
6.3	NETTILKNYTNING	29			
6.4	TRANSFORMATORANLEGG OG INTERNT NETT	35			
6.5	ANDRE TILTAK I FORBINDELSE MED VINDPARKEN	36			
6.6	ANLEGGSVIRKSOMHETEN	38			
6.7	NØDVENDIGE OFFENTLIGE OG PRIVATE TILTAK	39			
6.8	PRODUKSJONSDATA	39			
6.9	KOSTNADER	40			
6.10	DRIFT OG VEDLIKEHOLD AV VINDPARKEN	40			
7	SAMMENDRAG AV ETTERUNDERSØKELSER OG KONSEKVENsutredninger	42			
7.1	INNLEDNING	42			
7.2	LANDSKAP - SAMMENDRAG	42			
7.3	KULTURMINNER – SAMMENDRAG	43			
7.4	VEGETASJON OG NATURTYPER – SAMMENDRAG	44			
7.5	FUGL – SAMMENDRAG	44			
7.6	ANNET DYRELIV - SAMMENDRAG	46			
7.7	VERNEINTERESSER OG INNGREPSFRIE NATUROMRÅDER (INON)	47			
7.8	STØY – SAMMENDRAG	47			
7.9	FORURENSNING OG AVFALL – SAMMENDRAG	50			
7.10	LANDBRUK – SAMMENDRAG	50			

Konsekvensutredninger



Til konsesjonssøknaden er det utarbeidet en rekke fagrappporter fra uavhengige konsulenter. Rapportene, som er samlet i et eget hefte, utreder konsekvensene en eventuell utbygging vil ha for blant annet landskap, kulturmiljø, biologisk mangfold, landbruk, friluftsliv, reiseliv og nærings- og samfunnsinteresser.

Figurliste

Figur 1.1	Verdikjede for vindkraftproduksjon	11
Figur 2.1	Endring i planområdet for Hitra 2 fra meldingsstadiet til i dag	14
Figur 3.1	Mulig terminplan for plan- og tillatelsesprosessen og byggearbeidene	18
Figur 4.1	Lokalisering av Hitra vindpark	20
Figur 5.1	Målemastenes posisjoner i eksisterende Hitra vindpark	22
Figur 5.2	Lokalisering av meteorologisk stasjon	22
Figur 5.3	Vindroser for de tre maste-posisjonene i måleperioden	23
Figur 5.4	Vindressurskart for planområdet (langtidskorrigert middelvind i 70 m)	24
Figur 6.1	Omsøkt utbyggingsplan Hitra 2	28
Figur 6.2	Hovedkomponenter i en vindturbin	27
Figur 6.3	Dimensjoner for aktuelle vindturbiner	29
Figur 6.4	Kart over nettilknytning av Hitra 2 vindpark	31
Figur 6.5	Skisse over nettilknytning	32
Figur 6.6	Linjetrasé for omsøkt nettilknytning	33
Figur 6.7	Skisse av byggeforbudsbelte	34
Figur 6.8	Transformatorstasjon og driftsbygg i Hitra vindpark	35
Figur 6.9	Mulige kaianlegg ved utbygging av Hitra 2	37
Figur 6.10	Forventet fordeling av investeringskostnader	40
Figur 7.1	Temakart kulturminner; registrerte lokaliteter	43
Figur 7.2	Temakart naturmiljø; registrerte naturtyper	45
Figur 7.3	Inngrepsfrie naturområder (INON) før og Hitra 2	47
Figur 7.4	Sammenlikning av støykart ved drift av Hitra 1 (venstre) og Hitra 1 + 2 (høyre). Årsmidlet døgnveid lydnivå L_{den} korrigert for 80% driftstid er vist	49
Figur 7.5	Temakart friluftsliv; registrerte friluftsliv-lokaliteter	51
Figur 10.1	Planutkast 1 – stor versjon	60
Figur 10.2	Planutkast 2 – liten versjon	61
Figur 10.3	Vurderte alternativer for nettilknytning	62

Tabelliste

Tabell 2.1	Hovedspesifikasjoner for Hitra 2 vindpark	13
Tabell 2.2	Kjente vindparkplaner i regionen	17
Tabell 4.1	Kriterier for en god vindpark	20
Tabell 5.1	Oversikt over installert utstyr på målemastene	21
Tabell 5.2	Designkrav for forskjellige turbinklasser, IEC 61400-1-standard	23
Tabell 5.3	Oversikt over målt turbulens og estimert ekstremvind i maste-posisjoner	23
Tabell 6.1	Aktuelle klasse II vindturbiner for Hitra 2	26
Tabell 6.2	Hoveddata for vindturbin i utbyggingsplanen	30
Tabell 6.3	Antatte spesifikasjoner for kraftledningen mellom Hitra 2 og Tjeldbergodden	33
Tabell 6.4	Hovedkomponenter i transformatorstasjon	35
Tabell 6.5	kabeltype, lengde og dimensjon i jordkabelanlegg for Hitra2	36
Tabell 6.6	Anslag over direkte arealbeslag	38
Tabell 6.7	Estimerte vindproduksjonsdata for Hitra 2	40
Tabell 6.8	Foreløpig kostnadsanslag for Hitra 2 vindpark	40
Tabell 7.1	Utdrag fra T-1442: Anbefalte utendørs støygrenser ved planlegging av ny virksomhet eller bebyggelse. Frittfelt A-veid L_{den} lydnivå i dB re 20 μ Pa	48
Tabell 7.2	Lydnevåer fra dagliglivet	48
Tabell 7.3	Risikomatrikse, basert på uønskede hendelser ifm Hitra 2 Vindpark	53
Tabell 10.1	Forventet utetid for kabel kontra luftledning	63
Tabell 11.1	Liste over grunneiere innenfor planområdet Hitra2, inkl adkomstvei og nettilknytning mot Tjeldbergodden)	64

Vedleggsliste

Vedlegg 2.1	Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)	68
Vedlegg 2.2	Brev fra Avinor om forholdet til luftfart	81
Vedlegg 2.3	Brev av 12.01.2009 fra Forsvarsbygg	82
Vedlegg 6.1	Kart over utbyggingsplanen for Hitra 2	83
Vedlegg 11.1	Oversikt over eiendomsforholdene innefor planområdet.	85

SAMMENDRAG

SAE Vind

SAE Vind er Statkraft og Agder Energi sin felles satsning på landbasert vindkraft i Norge. Selskapet er landets største utvikler av vindkraft og har ambisjoner om å bygge ut vindkraftanlegg med en samlet installert effekt på 1500 MW innen 2020. Dette tilsvarer omlag strømbehovet til 200 000 husholdninger.

Konsesjonssøknad Hitra 2 vindpark

SAE Vind legger med dette fram søknad om konsesjon for bygging og drift av Hitra 2 vindpark i Hitra kommune, Sør-Trøndelag fylke, med installert effekt på inntil 75 MW. Søknaden omfatter også adkomstvei og veier i vindparken, samt installasjoner for transformering og nettilknytning.

Hitra 2 vindpark blir en utvidelse av Hitra vindpark på Eldsfjellet på Hitra. Hitra vindpark ble bygget av Statkraft og satt i drift i oktober 2004 med en installert effekt på 55 MW, og benevnes heretter Hitra 1.

Formelle forhold

I juni 2008 sendte Statkraft Development AS en melding med forslag til utredningsprogram for Hitra 2 til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Planene ble formulert etter en henvendelse fra Hitra kommune som ønsket å vurdere mer vindkraft på Hitra.

NVE fastsatte utredningsprogrammet for Hitra 2 i juni 2009. Utredningsprogrammet anbefalte etterundersøkelser av de faktiske konsekvensene av Hitra 1 for miljø, naturressurser og samfunn siden driftstarten i 2004.

Samrådsprosess

Det er gjennomført en samrådsprosess med representanter for kommuneadministrasjonen, folkevalgte, grunneiere, næringslivet samt lokale organisasjoner og ressurspersoner. Inkludert i dette er blant annet tre samrådsmøter med representanter fra befolkningen i Hitra kommune. I denne prosessen er det utvekslet informasjon om planene og om forholdene i plan- og influensområdet. Opplysninger og innspill fra samrådsprosessen er benyttet i arbeidet med konsesjonssøknad og konsekvensutredning.

Utbyggingsplan

Konsesjonssøknaden for Hitra 2 vindpark viser en utbyggingsplan med 25 turbiner og en total installert effekt på 58,9 MW. Det er nødvendig å bygge en ny nettilknytning for å få energien fra Hitra 2 inn på nettet, og det søkes to alternative nettilknytninger. I denne søknaden søkes nettilknytning via en ny 132 kV forbindelse til Tjeldberg-

odden. Det andre alternativet er en spenningsoppgradering fra 66 kV til 132 kV av eksisterende kraftlinje fra Eldsfjellet til Fillan og videre mot Snillfjord. Det alternativet er konsesjonssøkt i en separat søknad om samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet som flere tiltakshavere står bak.

Det planlegges å utvide eksisterende transformatorstasjon og driftsbygg for å kunne betjene både Hitra 1 og Hitra 2.

To muligheter for adkomst til vindparken vurderes. Alternativ 1 er å benytte eksisterende adkomstvei til Hitra vindpark fra Straum. Alternativ 2 er en ny adkomstvei fra Ballsnesaunet sør for Eldsfjellet.

Under utbygging av Hitra 1 i 2004 ble et kaianlegg på Kuøya benyttet. Grunnet uvisshet knyttet til egnetheten av kaianlegget på Kuøya i dag, søkes ny adkomstvei fra Ballsnesaunet sør for Eldsfjellet. Ved innskipning av vindturbiner fra kai i Hestvika, eller eventuelt et annet fremtidig kaianlegg sør på Hitra, vil en slik adkomstvei kunne bli et rasjonelt alternativ til den eksisterende adkomstveien fra Straum.

Det vil anlegges et internt veinett for adkomst til hver enkelt vindturbin, og dette veinettet har i den viste utbyggingsplanen en lengde på 13-15 kilometer. Adkomstveien fra Ballsnesaunet vil bli ca. 4 km lang, men gi 2 km besparelse i internt veinett i parken. Ved hver turbin vil det være en oppstillingsplass på ca. 1 daa. Alle veier og inngrep planlegges med tanke på minst mulige terrenginngrep. Veiene vil normalt være stengt for alminnelig motorisert ferdsel.

Vindressurs

Basert på analyser av vindmålingene, anslås gjennomsnittlig vindhastighet i turbinenes navhøyde (ca. 80 meter over bakken) til 7,0 - 8,2 m/s. I hele eller deler av Hitra 2 vindpark vil IEC-klasse IIA turbiner produsere bedre enn klasse I turbiner. Beregninger og erfaringer viser at det er relativt lave ekstremvinder i planområdet.

Produksjon og kostnader

Hitra 1 har hatt en gjennomsnittlig energiproduksjon på 138 GWh årlig i perioden 2005-2009. Med utbyggingsplanen vist i denne konsesjonssøknaden vil Hitra 2 bidra til en årlig produksjon av ytterligere om lag 166 GWh ny fornybar elektrisitet. Samlet produksjon fra Hitra vindpark vil da bli rundt 300 GWh årlig.

De totale investeringene for vindparken ved en full utbygging anslås å bli ca. 760 mill. NOK. Kostnadene inkluderer også nettilknytning. For den mest realistiske utbyggingsløsningen med dagens pris- og kostnadsbilde gir dette en samlet produksjonskostnad for vindparken på mellom 53 og 58 øre/kWh.

Konsekvensutredning og etterundersøkelse

Etterundersøkelsene viser små negative virkninger av vindparken, og flere positive effekter for Hitra-samfunnet. Konsekvensutredningene av planene for en utvidelse viser også små negative virkninger, samt en styrking av de allerede positive effektene av vindparken.

Det er utarbeidet en konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn. For de mest omfattende utredningstemaene er det utarbeidet egne fagrapporter. Fagrapportene beskriver verdier og interesser samt forventede virkninger av tiltaket. Rapportene er utarbeidet av uavhengige konsultantselskaper og er gjengitt i sin helhet i Del B av konsesjonssøknaden.

Underveis i prosjektutviklingen har anbefalinger fra konsekvensutredningen blitt brukt for å justere utbyggingsplanen. Dette innebærer at den konsesjonssøkte utbyg-

gingsplanen er tilpasset målet om minst mulige negative konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn.

Virkninger av tiltaket for sysselsetting og næringsliv

I anleggsfasen vil det totalt kunne bli behov for ca. 320 årsverk nasjonalt, hvorav ca. 150 årsverk forventes å kunne leveres fra lokalt/regionalt næringsliv. Anleggsfasen vil gå over en periode på 1,5 - 2 år. I anleggsperioden vil det bli økt omsetning innen overnattings- og serveringsnæringer, samt annen tjenesteytende næring.

Hitra vindpark er i dag utstyrt med en driftssentral med 3 lokale ansatte til drifts- og vedlikeholdsoppgaver. En regner med at Hitra 2 vil utløse behov for ytterligere 3 lokale årsverk til drift av vindparken. Totalt sett vil det kunne forventes inntil 15 årsverk i annet næringsliv i kommunen grunnet økt etterspørsel etter overnatting, vareleveranser, håndverks- og alminnelige tjenester m.m. som en direkte følge av vindparketableringen. Dette blir arbeidsplasser som vil få betydning både for det lokale og regionale næringslivet.

Det forventes at eiendomsskatten til Hitra kommune for Hitra 2 vil utgjøre i størrelsesorden 4,8 mill. NOK per år ved en full utbygging som konsesjonssøkt her.



1 INNLEDNING

Statkraft Agder Energi Vind DA legger med dette fram søknad om konsesjon for bygging og drift av Hitra 2 vindpark i Hitra kommune, Sør-Trøndelag fylke, med installert effekt på inntil 75 MW. Søknaden omfatter også adkomstvei og veier i vindparken, samt installasjoner for transformering og nettilknytning.

Hitra 2 vindpark er en utvidelse av Hitra vindpark (herunder kalt Hitra 1) på Eldsfjellet. Hitra 1 ble bygget av Statkraft og satt i drift i oktober 2004 med en installert effekt på 55 MW.

I denne søknaden omsøkes nettilknytning via en ny 132 kV forbindelse til Tjeldbergodden. Det er alternativt mulig å føre kraften fra Hitra 2 til Fillan og videre mot Snillfjord. Dette fordrer en spenningsoppgradering fra 66 kV til 132 kV av eksisterende kraftlinje mellom Eldsfjellet og Fillan. Dette alternativet er konsesjonssøkt i en separat søknad om samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet som flere tiltakshavere står bak.

1.1 PRESENTASJON AV SØKER

1.1.1 STATKRAFT AGDER ENERGI VIND DA

I august 2008 inngikk Statkraft og Agder Energi en avtale om felles satsing på landbasert vindkraft i Norge. Dette samarbeidet ble konkretisert gjennom opprettelsen av selskapet Statkraft Agder Energi Vind DA (heretter SAE Vind). I desember 2009 ble de landbaserte vindparkene som er under planlegging i Statkraft og Agder Energi overført til SAE Vind.

SAE Vind er Norges største vindkraftutvikler, og har som mål å være Norges ledende selskap innen landbasert vindkraft. SAE Vind skal utvikle, bygge, drifte og vedlikeholde vindparker over hele landet. Målsettingen til selskapet er å realisere 1500 MW landbasert vindkraft i Norge innen 2020, noe som er nok til å dekke forbruket til 200 000 norske husstander.

SAE Vind skal være en aktiv pådriver for utbygging av vindkraft i Norge, som et bidrag til bedre klima, økt forsynings-sikkerhet og økonomisk vekst. Utbygging av vindkraft gir store industrielle muligheter, og vindindustrien vil skape mange nye arbeidsplasser. SAE Vind har hovedkontor i Kristiansand, og eies av Statkraft (62 prosent) og Agder Energi (38 prosent).

1.1.2 Statkraft

Statkraft er Europas største produsent av fornybar energi. Konsernet utvikler og produserer vannkraft, vindkraft, gasskraft, solenergi og fjernvarme og er en betydelig aktør på de europeiske energibørsene. I Norge eier og driver Statkraft vindparker på Smøla, på Hitra og i Kjøllefjord. Gjennom eierskap i regionale kraftselskaper leveres strøm og varme til om lag 600.000 kunder i Norge. Statkraft hadde i 2008 en omsetning på 25 milliarder kroner og vel 3000 ansatte i 23 land. Statkraft er heleid av den norske stat.

1.1.3 AGDER ENERGI

Agder Energi er Norges fjerde største energikonsern. Agder Energi utvikler og produserer vannkraft, vindkraft og fjernvarme og er aktør på kraftbørser både i Norden og Europa. Konsernet eier og driver Fjeldskår vindpark. Gjennom egne heleide datterselskaper leverer Agder Energi strøm og varme til om lag 180.000 kunder i Norge. Agder Energi hadde i 2008 en omsetning på 7,2 milliarder kroner og vel 1500 ansatte. Statkraft er største eier med 45,5 prosent, mens 54,5 prosent er eid av de 30 kommunene i Agder-fylkene.

1.2 Innhold

Konsesjonssøknaden er utformet i henhold til kravene i energiloven og plan- og bygningsloven. Søknaden består av to deler.

Del A inneholder:

- Søknader og formelle forhold
- Forarbeid, informasjon og terminplan
- Lokalisering
- Vindressursen
- Utbyggingsplanen
- Sammendrag av etterundersøkelser og konsekvenser
- Miljøoppfølging og avbøtende tiltak
- Nærmere og oppfølgende undersøkelser
- Andre vurderte utbyggingsløsninger
- Berørte eiendommer

Følgende tekniske rapporter fra eksterne konsultentselskaper ligger til grunn for utbyggingsplanen:

- Vindressurstudie - Eoltech.
- Vurdering av kaianlegg og adkomstveier – Rambøll Norge AS.
- Nettanalyser og forslag til linjetrasè, kabler og trafo - SWECO Norge AS.

Del B inneholder:

- Konsekvensutredninger og etterundersøkelser – fagrapporter i sin helhet
- Temakart og visualiseringer

Uavhengige konsultentselskaper har utarbeidet fagrapporter for omfattende utredningstemaer:

- Landskap – Ask Rådgivning
- Kulturminner og kulturmiljøer – Norsk institutt for kulturminneforskning (NIKU)
- Fugl – Norsk institutt for naturforskning (NINA)
- Dyreliv unntatt fugl – NINA
- Flora, vegetasjon, naturtyper – Ask Rådgivning
- Støy – Sweco Norge AS
- Forurensning og avfall – Multiconsult AS
- Landbruk – Ask Rådgivning
- Friluftsliv – Miljøfaglig Utredning AS
- Risikoanalyse (ROS) – Multiconsult AS
- Andre samfunnsmessige virkninger - Agenda

Utbyggingsplanen bygger i tillegg på en rekke innspill fra kommune, grunneiere og lokalbefolkning.

1.3 BAKGRUNN FOR SØKNADEN**1.3.1 VINDKRAFT I ET NASJONALT OG INTERNASJONALT PERSPEKTIV**

Det landbaserte energiforbruket i Norge var i 2008 på 228 Terawatt-timer (TWh). Av dette var 112 TWh, altså om lag halvparten, elektrisitet. Den resterende halvparten kommer i hovedsak fra fossile kilder, slik som petroleumsprodukter og kull. I tillegg til dette energiforbruket, er det per i dag et energiforbruk offshore i forbindelse med petroleumsproduksjon på om lag 15 TWh som hovedsakelig benytter fossile energikilder. Til sammen kom 53 % av det norske energiforbruket i 2008 fra fossile energikilder i følge Statistisk Sentralbyrå¹.

Det er i dag bred enighet i vitenskapelige og politiske kretser om at verdens utslipp av klimagasser må reduseres for å begrense effekten av menneskeskapte klimaendringer. Produksjon og bruk av fossile energikilder er den største bidragsyter til utslipp av klimagasser, og det er på verdensbasis nødvendig å dekke en større del av energiforbruket fra fornybare kilder.

¹ Tallet er hentet fra Energibruk i Norge 1998-2008 (SSB), og ekskluderer råstoffbruk og utenriksfart.

De tre regjeringspartiene, samt tre av opposisjonspartiene vedtok i 2008 Stortingets klimaforlik, som gir føringer for den langsiktige klimapolitikken i Norge. I klimaforliket forplikter Norge seg til å være karbonnøytralt i 2030. 2/3 av utslippsreduksjonene er vedtatt å skulle gjøres innenlands. For å oppnå disse utslippskuttene, må en rekke tiltak gjøres på energisiden i Norge. Utskifting av oljekjeler til oppvarming, utfasing av petroleum som transportdrivstoff og elektrifisering av oljeinstallasjoner er alle klimatil- tak som vil være vesentlige for å nå målene i klimaforliket. Alle disse løsningene vil kunne innebære økt behov for ny fornybar elektrisitet, i form av økt omfang av teknologier som varmepumper, elbiler og elektrisk drivverk på oljeinstallasjoner.

EU har satt som mål å øke andelen fornybar energi fra 8,5 % til 20 % innen 2020. EU vedtok i desember 2008 en Energi og klimapakke, som binder de ulike EU-landene til konkrete forpliktelser til investering i fornybar energi som i sum leder fram til dette målet.

I januar 2009 ble det klart at EU's fornybardirektiv også vil gjelde Norge, gjennom EØS-avtalen. Dette vil innebære at andelen fornybar energi i Norge vil måtte økes i årene fremover. Både klimatiltakene som nevnes over, samt eksport av ny fornybar energi til EU kan være svar på forpliktelsene overfor EU. De høye ambisjonene for produksjon av fornybar energi i Europa innebærer på samme tid både en politisk og miljømessig utfordring og en forretningsmulighet for Norge som energinasjon med rike fornybare energiresurser.

Energi Norge (tidligere EBL), Senter for Klimastrategi ved BI, samt Sintef la i 2009 frem en Energi- og klimaplan for Norge frem til 2020; den såkalte ENKL-planen. ENKL-planen viser de nødvendige tiltakene for å oppfylle målene fra Stortingets klimaforlik av 2008 samt de kravene arbeidsgruppen mener Norge kan forvente fra EU's energi- og klimapakke. Planen fokuserer på å fase ut fossil energi, samt gjennomføre energieffektiviseringstiltak. ENKL-rapporten beregner at forbruksvekst og økt energibehov knyttet til elektrifisering av energibruk som i dag er fossil vil gi 14 TWh økt etterspørsel etter fornybar elektrisitet i Norge i 2020. I tillegg regner rapporten med at Norge vil være forpliktet til å eksportere om lag 12 TWh kraft til EU i 2020. Dette innebærer en utbygging av ny kapasitet med 2-2,5 TWh/år i perioden 2010 til 2020. De siste års utbyggings- takt har ligget på 0,5 TWh/år i Norge.

Det ble i 2009 vedtatt at Norge og Sverige skal samarbeide

om et grønt sertifikatmarked, for å gjennomføre innfasing av om lag 25 TWh ny fornybar kraftproduksjon i de to landene innen 2020. En vesentlig andel av dette vil trolig bli vindkraft, da dette er den minst kostbare teknologien som kan bygges ut i tilstrekkelig volum over kort tid.

Ved utgangen av 2009 var den samlede vindkraftinstallasjonen i Norge ca. 420 MW i følge Senter for Fornybar Energi. Dette utgjør en årsproduksjon på ca. 1 TWh; rundt 8 promille av den samlede strømproduksjonen her i landet. Sammenlignet med andre Europeiske land er dette svært beskjedent, særlig tatt i betraktning at Norge er et av landene i Europa med best forutsetninger for vindkraft. Ved utgangen av 2008 hadde eksempelvis Tyskland en vindkraftinstallasjon på totalt ca. 23 900 MW, mens Danmark hadde en samlet installert effekt på ca. 3 180 MW. I Europa er vindkraft den raskest voksende energiteknologien, med en vekst på over 8 000 MW til 70 000 MW installert kapasitet i 2008.

1.3.2 VINDKRAFT I MIDT-NORGE

Midt-Norge er i dag et område med stort kraftunderskudd, og prognosene tilsier en forverring av situasjonen i årene fremover. Statnett sine scenarier tyder på et kraftunderskudd på mellom 9 og 10 TWh i 2020. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) tildelte i 2007 Statnett konsesjon for et 150 MW reservegasskraftverk på Tjeldbergodden i Aure kommune, Møre og Romsdal fylke. Dette skal kun benyttes i tilfeller hvor det er svært anstrengt kraftsituasjon i Midt-Norge med påfølgende fare for rasjonering.

For å øke leveringssikkerheten og forbedre kraftbalansen, vil det være viktig å få inn ny produksjon i området. Videre industriell utvikling på Tjeldbergodden (jernverket Ironman, samt eventuell elektrifisering av petroleumsinstallasjoner), vil kunne forsterke behovet for ny energiproduksjon, og/eller kraftlinjer til regionen. Vindkraftutbygging i kombinasjon med kraftnettsutbygging vil kunne sikre klimanøytral forsyning av kraftunderskuddet i regionen.

Utbygging av nye kraftledninger er en forutsetning for mer vindkraft langs kysten i Midt-Norge. Statnett, som er ansvarlig for sentralnettet i Norge, planlegger nye forbindelser i regionen:

- Statnett har fått konsesjon på en ny forbindelse fra Trollheim til Tjeldbergodden på 420 kV.
- Statnett har søkt konsesjon på en ny forbindelse mellom Namsos og Storheia via Roan som vil kunne motta vindkraftproduksjon på Fosen.
- Statnett har meldt oppstart av planlegging for nytt

sentralnett på strekningen Storheia – Orkdal og/eller Trollheim med ny sentralnettsstasjon i Snillfjord, og vil konsesjonssøke dette tiltaket våren 2010.

Det er flere aktører som har meldt og konsesjonssøkt vindparker i området rundt Snillfjord. Disse vindparkene vil av NVE sees i sammenheng med de nevnte planene for nettutbygging.

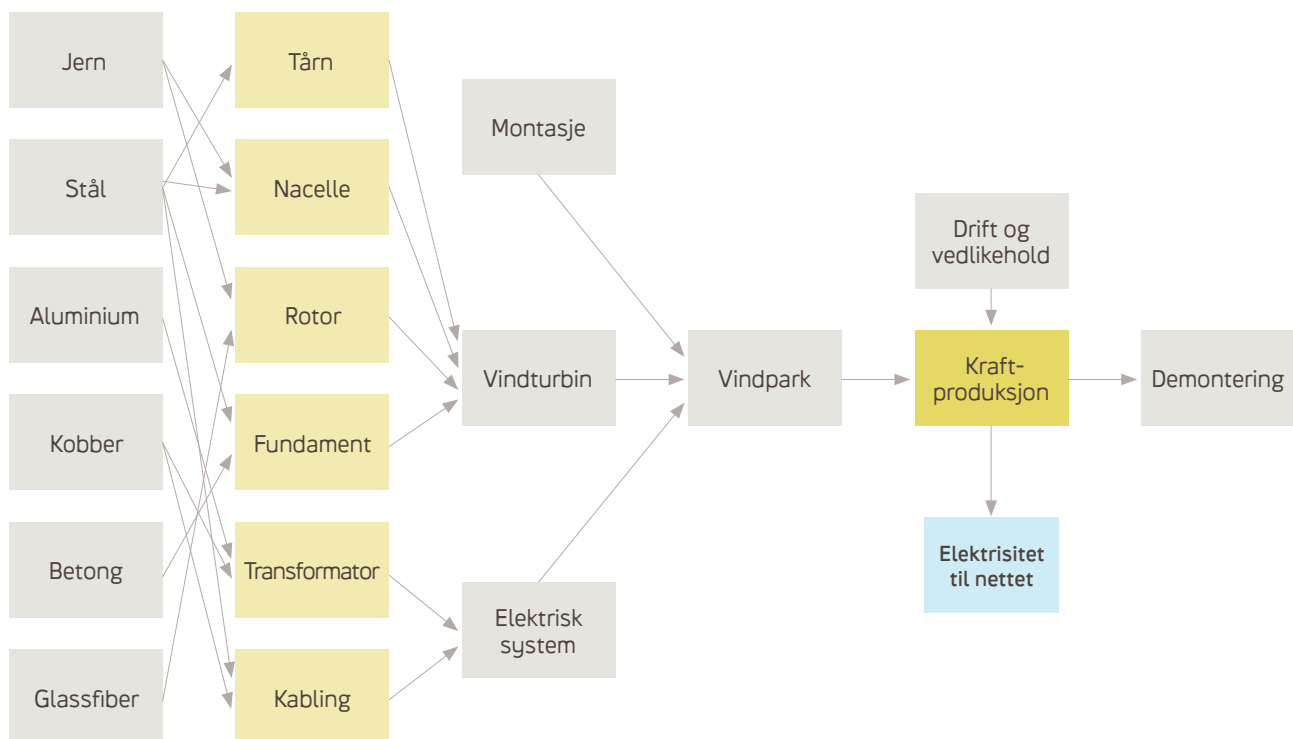
NVE har stilt krav om at aktørene samarbeider om felles løsninger for nettilknytning. Det er derfor utarbeidet en egen nettutredning for Snillfjordområdet (inkludert Heimsfjellet og Hitra 2) som konsesjonssøkes samtidig som Hitra 2 vindpark.

Fra fylkeskommunalt hold i Sør-Trøndelag er det vedtatt en fylkesdelplan for vindkraft for 2008-2020. Her foreslås det å bygge ut landbasert vindkraft med produksjon på 2-3 TWh i fylket for å bidra til å dekke regional mangel på kraft og for å nå sentrale mål om fornybar energi. Store vindparker anses å gi mindre totale inngrep enn å spre utbyggingen i mindre anlegg. To områder pekes ut som aktuelle for ny utbygging i fylket. Det er Snillfjordområdet og området Bjugn/Åfjord til Osen. Utvidelse av eksisterende vindkraftanlegg på Hitra og Bessakerfjellet er også muligheter som fylkesdelplanen anbefaler utredet.

1.3.3 VINDKRAFT OG KLIMA I ET LIVSSYKLUSPERSPEKTIV

Vindkraft, i motsetning til kraft produsert fra fossile kilder, benytter ikke forurensende drivstoff i elektrisitetsproduksjonen. Det er imidlertid ikke slik at fraværet av drivstofforbruk er en garanti for at kraftproduksjonen er miljøvennlig. Miljøutslipp og fossil energiforbruk i kraftproduksjon bør vurderes i et livssyklusperspektiv, for å sammenlikne ulike former for energiproduksjon. Det forekommer miljøpåvirkning og energibruk i hele verdikjeden til en kraftteknologi, og en såkalt livsløpsanalyse, eller Life Cycle Analysis (LCA), er et verktøy som benyttes for å analysere utslippene fra hele verdikjeden til et produkt eller en tjeneste. En forenklet verdikjede for kraft produsert fra en vindpark er skissert i Figur 1.1 til høyre.

Livsløpsanalysen tar sikte på å kvantifisere de samlede miljøvirkningene fra et produkt eller en tjeneste gjennom hele livsløpet eller verdikjeden. En slik studie er velegnet til å vurdere miljøpåvirkningen fra ulike teknologier som gir det samme produkt. I tilfellet vindkraft, er det naturlig å definere at produktet fra verdikjeden er en viss mengde elektrisitet til nettet, for eksempel en kWh. En livsløpsanalyse benyttes så til å kvantifisere en bestemt miljøbelast-



Figur 1.1 Verdikjede for vindkraftproduksjon

ning (for eksempel utslipp av klimagasser), eller ressursbruk (for eksempel mengde energi tilført) for å fremskaffe produktet, en kWh levert til nettet.

En litteraturstudie utført ved NTNU i 2009 (Life-cycle assessments of wind energy systems, Arvesen m.fl, 2009), har gjennomgått 28 LCA-studier av vindkraft, publisert i perioden 2000 – 2009. Studiene er hentet fra flere land, hovedsakelig i Europa. LCA-studiene undersøker blant annet klimautslipp per kWh og energiintensitet (energitilførsel per kWh produsert) for vindkraft i et livssyklusperspektiv.

Beregninger av energitilførsel per kWh kan også benyttes til å kalkulere energitilbakebetalingstid, som angir hvor lang tid en vindturbin må være operativ for å generere mengden energi som går med i den øvrige verdikjeden for vindparken (som er vist i Figur 1.1).

Resultatene fra livssyklusanalyser av vindparker varierer mellom ulike vindparker og ulike land, men da studien viser at størsteparten av miljøpåvirkningen i vindparkenes livsløp stammer fra turbinproduksjonen, antas resultatene å

være representative til å gjøre generelle betraktninger om miljøvirkninger fra vindkraft.

Resultatene fra studien angir en gjennomsnittlig energitilbakebetalingstid på 3,2 måneder. Dette betyr at en vindpark vil ha levert samme mengden elektrisitet til nettet som energimengden i produksjonen av kraftverket etter drøyt tre måneder.

Tallene på klimagassutslipp per kWh fra vindkraft gjennom hele livssyklusen er funnet å ligge mellom 5 og 20 g CO₂-ekvivalenter/kWh. Som en nyttig referanse til dette utslippstallet, kan en bruke NVE's tall på livssyklusutslipp fra kullkraft (1000 g CO₂/kWh) og gasskraft (400 g CO₂/kWh). Disse tallene er hentet fra NVE's kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2008. For å vurdere i hvilken grad Hitra 2 vindpark bidrar til å redusere klimagassutslipp, må en benytte marginalbetraktninger i kraftsystemet. NVE har i den nevnte kvartalsrapporten for kraftmarkedet vurdert hvilken klimareduserende effekt det vil ha å redusere kraftforbruket i Norge med 1 – 10 TWh.

NVE slår fast at i det nordiske kraftmarkedet er det gass,

kull og olje som ligger på marginalen, det vil si at det er disse krafttypene som vil redusere sin produksjon dersom etterspørselen reduseres. En tilførsel av ny fornybar energi i det nordiske kraftmarkedet vil, på samme måte som en reduksjon i kraftforbruk, redusere mengden fossil kraft produsert i Norden og Europa forøvrig. NVE anslår klimaintensiteten til gjennomsnittet av kraft som blir substituert i Norden ved redusert forbruk er om lag 600 g CO₂/kWh i et livssyklusperspektiv.

Dersom en trekker fra maksimalestimatet på klimautslipp fra vindkraft, dvs 20 g CO₂/kWh, får en at den globale klimagevinsten ved å bygge ut vindkraft kan anslås til 580 g CO₂ per kWh produsert. Ved å bygge Hitra 2 vindpark med en årlig produksjon av kraft på 166 GWh, vil reduksjonen i klimautslipp bli ca. 96 tusen tonn som tilsvarer 1,9 millioner tonn over 20 års levetid. Til sammenlikning var samlede klimautslipp fra lette kjøretøyer i Trondheim kommune i 2007 på rundt 150 tusen tonn CO₂, i følge SSBs statistikkbank.

2 SØKNADER OG FORMELLE FORHOLD

2.1 SØKNAD OM KONSESJON ETTER ENERGILOVEN

SAE Vind søker med dette om konsesjon i medhold av energiloven av 29. juni 1990 § 3-1 for å bygge og drive Hitra 2 vindpark i Hitra kommune med total installert effekt på inntil 75 MW, utvidelse av eksisterende transformatorstasjon i vindparken, samt 132 kV tilknytningsledning (luftlinje og sjøkabel) til Tjeldbergodden trafostasjon. Alternativ nettilknytning via Fillan mot Snillfjord omfattes av egen konsesjonssøknad om samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet.

Det søkes om en utbyggingsløsning innenfor et avgrenset område som er fleksibel med hensyn på valg av type, størrelse og antall vindturbiner. Antall vindturbiner som skal installeres vil være avhengig av nominell effekt for den eller de typene vindturbiner som velges (se kapittel 6.1). Hvilke vindturbiner som velges vil først avgjøres på et tids-

punkt nærmere en eventuell utbygging. Nominell ytelse for hver vindturbin vil være mellom 2 og 4 MW.

Hovedspesifikasjoner for det omsøkte tiltaket er vist i Tabell 2.1.

2.2 KONSEKVENSTREDNING

SAE Vind har utarbeidet en konsekvensutredning for utbyggingstiltaket i medhold av plan- og bygningsloven (2008, kap 14) og forskrift om konsekvensutredninger, og i samsvar med utredningsprogrammet fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 25. juni 2009 (Vedlegg 2.1).

Det vises til konsesjonssøknadens Del B for komplette konsekvensutredninger, og oppsummering av disse i kapittel 7 i konsesjonssøknadens Del A.

Tabell 2.1 Hovedspesifikasjoner for Hitra 2 vindpark

KOMPONENT /TILTAK	SPESIFIKASJON
Installert effekt i hver vindturbin	Mellom 2 og 4 MW
Antall vindturbiner	Inntil 25, avhengig av installert effekt i hver vindturbin samt valg av utbyggingsløsning
Total installert effekt i vindparken	Inntil 75 MW
Transformator i hver vindturbin med koblingsanlegg	690 V / 22 kV
Jordkabel internt i vindparken	22 kV. Lengde 26 km gitt utbyggingsplanen
Utvidelse av transformatorstasjon med koblingsanlegg og bryterfelt	60-80 MVA (22 kV / 132 kV) Alternativt 120 -140 MVA (22 / 132 kV)
Luftledning Eldsfjellet – Laksåvika	8,5 km.
Jordkabel	0,7 km.
Sjøkabel over Trondheimsleia	6,5 – 7 km.
Atkomstvei fra syd, samt interneveier og uttak av masse til veibygging og oppstillingsplasser for vindturbiner	Atkomstvei 4 km, interneveier 13-15 km. Masseuttak langs veitraseer, inkludert løsmasser for tildekking av veiskråninger

2.3 SØKNAD OM EKSPROPRIASJONSTILLATELSE OG FORHÅNDSTILTREDELSE

Majoriteten av berørte eiendommer som vil kunne bli berørt av en eventuell utvidelse av vindparken er allerede berørt av dagens vindpark.

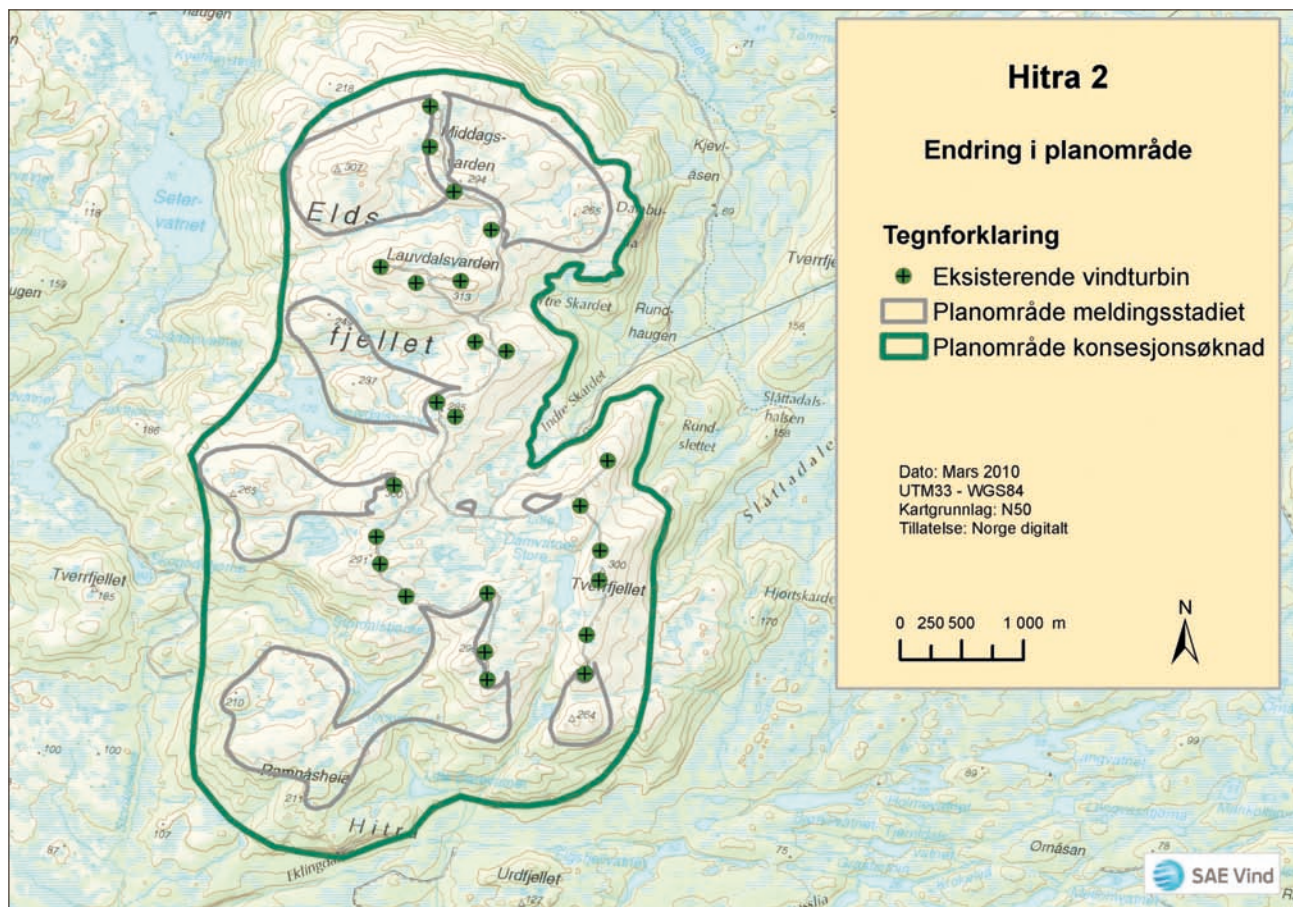
SAE Vind er i god dialog med grunneiere som kan bli berørt av vindparken, og tar sikte på å inngå minnelig avtale med berørte grunneiere. SAE Vind ser derfor ikke noen grunn til å søke om tillatelse til ekspropriasjon i denne omgangen.

For oversikt over alle berørte eiendommer vises det til kapittel 11 samt Tabell 11.1.

2.4 DISPENSASJONSSØKNAD OG FORHOLDET TIL PLAN- OG BYGNINGSLOVEN

Plan- og byggesaksbestemmelsene

Statkraft Development AS meldte oppstart av planleggingsarbeid vedrørende Hitra 2 vindpark til NVE i juni 2008. Prosjektet videreføres nå av SAE Vind. Deler av området som ble omfattet av meldingen var i kommuneplanen for Hitra kommune (2005-2016) lagt ut som LNF-område med forbud mot spredt bolig- og fritidsbebyggelse. Andre deler av området var regulert til vindkraftformål gjennom reguleringsplanen for Hitra 1 av 2003. I etterkant av at Hitra 2 vindpark ble meldt er lovverket vedrørende saksbehandling av energiproduksjonsanlegg blitt revidert og kommunepla-



Figur 2.1 Endring i planområdet for Hitra 2 fra meldingsstadiet til i dag

nen for Hitra kommune tatt til rullering. I kommuneplanutkastet som vil være på høring tildels samtidig med høring av konsesjonssøknaden, er planområdet for Hitra 2 (vindpark, kraftlinje og mulig ny adkomstvei) lagt inn som areal for vindpark i sin helhet. Planområdet for selve vindparken er noe endret i forhold til det som ble meldt (se Figur 2.1). Siden rulleringen av kommuneplanen ikke er ferdig ved innsending av konsesjonssøknad, søker SAE Vind etter samråd med Hitra kommune om dispensasjon fra den nåværende kommuneplanens arealdel, jfr. plan- og bygningsloven (2008) kap. 19, for bygging av Hitra 2 vindpark som beskrevet i konsesjonssøknaden.

Dersom en eventuell konsesjon fra NVE blir påklaget eller det blir reist innsigelse mot denne, og saken blir behandlet i Olje- og energidepartementet (OED), vil SAE Vind be OED fatte vedtak om statlig reguleringsplan samtidig med et eventuelt vedtak om konsesjon. Det samme vil skje dersom det etter endelig konsesjonsvedtak i NVE skulle bli uoverensstemmelse mellom konsesjonen og eventuell kommu-

nal dispensasjon fra kommuneplan. Forøvrig legger SAE Vind til grunn at en eventuell konsesjon fra NVE vil gjelde som reguleringsplan når et område er utlagt til vindkraftformål i kommuneplan. Kraftledninger blir ikke behandlet etter plan- og bygningslovens bestemmelser.

2.5 ANDRE TILLATELSER OG GODKJENNINGER

2.5.1 PLAN- OG BYGNINGSLOV 1985 OG 2008

Plandelen i plan- og bygningsloven (2008) trådte i kraft 1. juli 2009, mens byggesaksdelen i plan- og bygningsloven (1985) fortsatt gjelder.

2.5.2 BYGGETILLATELSER

Tiltak som har konsesjon etter energiloven skal ikke behandles etter plan- og bygningsloven (1985) Kap. XVI om byggesaksbehandling, ansvar og kontroll, jfr. byggesaksforskriftens § 7 pkt. c). Tiltakshaver er kjent med at det vil kunne komme endringer i byggesaksforskriften i løpet av sommeren 2010.

2.5.3 LOV OM KULTURMINNER

I forbindelse med konsekvensutredningene er det utarbeidet en fagrapport som omfatter tiltakets virkninger på kulturminner og kulturmiljø (se Del B). I forbindelse med behandling av konsesjonssøknaden (utarbeidelse av deltaljplan), vil det bli gjennomført registreringer av automatisk fredete kulturminner i henhold til krav i lov om kulturminner § 9, slik at utredningsplikten oppfylles før anleggsstart.

2.5.2 FORHOLDET TIL FORURENSNINGSLOVEN

Det kreves vanligvis ikke egen søknad etter forurensningsloven for etablering av vindparker. Krav med hensyn til støy fastsettes da av NVE som del av konsesjonsavgjørelsen. Dersom tiltaket vil medføre støynivå høyere enn grenseverdiene etter retningslinjene til forurensningsloven, vil Fylkesmannen i Sør-Trøndelag, som ansvarlig myndighet, vurdere om det er aktuelt å behandle saken etter forurensningsloven. Det vil i så fall bli søkt om egen konsesjon etter dette lovverket.

2.5.3 TILLATELSER OG TILTAK VED KRYSSING AV VEIER, LEDNINGER M.V.

I forbindelse med bygging vil SAE Vind ta kontakt med eiere av ledninger, veier o.l. for å inngå avtaler om kryssing eller nærføring med disse.

2.5.4 FORHOLDET TIL LOKAL-, REGIONAL- OG SENTRALNETTSEIER

SAE vind har samarbeidet med Nordmøre Energiverk AS (NEAS), Istad Nett, Trønder Energi Nett og Statnett i forbindelse med planleggingen av vindparken og nettilknytningen av denne mot Tjeldbergodden. Nettilknytningen er nærmere omtalt i kapittel 6.4 og 6.5.

For alternativ nettilknytning via Fillan mot Snillfjord har SAE Vind i samarbeid med Zephyr AS, TrønderEnergi Kraft og TrønderEnergi Nett utarbeidet en egen konsesjonssøknad for en samordnet nettilknytning for planlagte vindparker i Snillfjordområdet, inkludert Hitra 2. Planene er utarbeidet i nært samarbeid med Statnett og er samordnet med Statnetts planer for utvidelse av sentralnettet. For nærmere beskrivelse av denne nettilknytningen vises det til separat konsesjonssøknad om Samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet.

2.5.5 FORHOLDET TIL LUFTFART

SAE Vind har vært i kontakt med Avinor for å klargjøre forhold som har betydning for luftfarten. Avinor har vurdert konsekvensene for luftfart av Hitra 2 vindpark, og i brev til SAE Vind datert 15.02.10 (se vedlegg 2.2) sier Avinor at til-

taket ikke gir noen konflikter i forhold til navigasjons- eller kommunikasjonsanlegg for luftfarten.

Vindturbinene vil ha en farge som gjør at de er synlige i samsvar med de krav luftfartsmyndighetene stiller. Merkeringslys vil bli installert der dette kreves, jfr. Forskrift om merking av luftfartshinder BSL E 2-2. Dette vil avklares i dialog med Avinor.

2.5.6 FORHOLDET TIL FORSVARET

Forsvarsbygg har i brev av 12.01.2009 (se vedlegg 2.3) avgitt høringsuttalelse til NVE om mulige konflikter mellom Hitra 2 og forsvarets interesser. Forsvarsbygg plasserer planene for Hitra 2 i kategori A, ingen konflikt, i den hierarkiske skalaen for konfliktnivå i tematisk konfliktvurdering.

2.6 FORHOLDET TIL ANDRE OFFENTLIGE OG PRIVATE PLANER

2.6.1 OFFENTLIGE PLANER

Forholdet til gjeldende planer for Hitra kommune er omtalt under kapittel 2.4.

Miljøverndepartementet innførte i 2007 retningslinjer for planlegging og lokalisering av vindkraftanlegg. Retningslinjene skal legges til grunn av kommuner, regionale myndigheter og statlige etater ved planlegging og behandling av vindkraftsaker. Som tiltakshaver tas det utgangspunkt i Miljøverndepartementets retningslinjer ved vurdering av hvilke forhold som vil bli vektlagt av myndighetene ved behandling av konsesjonssøknader.

Sør-Trøndelag fylkeskommune har utarbeidet en fylkesdelplan for vindkraft i fylket. Planen ble godkjent i fylkestinget 16.12.08 og har en målsetting om inntil 3 TWh utbygd vindkraft i fylket innen 2020. Fylkesdelplanen vektlegger det å samle vindparkene geografisk i få, større anlegg med enklest mulig tilknytning til sentralnettet. Utvidelse av Hitra vindpark er anbefalt utredet i fylkesdelplanen.

SAE Vind kjenner ikke til at den planlagte utbyggingen vil komme i konflikt med øvrige offentlige planer eller verneinteresser.

2.6.2 ANDRE PLANER

Regionalnett, gasskraft og kraftkrevende industri

Det foreligger per i dag ingen konkrete planer for oppgraderinger i regionalnettet på Nordmøre som vil være av

betydning for tilknytningen av Hitra 2 vindpark. Statnett, Istad Nett og NEAS er i gang med et samarbeid for å få økt kapasiteten i nettet slik at planlagt ny kraftproduksjon kan etableres. Dette arbeidet forutsettes koordinert med planene om ny vindkraftproduksjon.

I forbindelse med planene om bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden har Statnett konsesjon for bygging av en 420 kV kraftlinje fra Tjeldbergodden til Trollheim. Gasskraftplanene ligger i bero, og Statnett har lagt til side planene for 420 kV forbindelsen.

Statnett har etablert et reservekraftverk på Tjeldbergodden (150 MW) som ved bruk vil mate inn mot samme nett som kraftproduksjonen fra Hitra 2 vindpark. Reservekraftverket er tenkt kjørt kun i svært anstrengte situasjoner med stort kraftunderskudd. Ny produksjon inn i dette området vil bidra til å redusere behovet for reservekraftverket.

Elektrifisering av installasjoner for olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel er trukket fram som et viktig tiltak for å redusere norske klimagassutslipp. Dette gjelder spesielt for nye feltutbygginger i Norskehavet. I rapporten "Kraft fra land til norsk sokkel" (OED, NVE, Pil og SFT 2008) vurderes Tjeldbergodden som et utgangspunkt for kraftforsyning til Norskehavet.

Det arbeides med planer for kraftkrevende industri på Tjeldbergodden. Selskapene Höganäs og LKAB, i samarbeid med Statoil, utreder muligheten for å bygge et reduksjonsanlegg for jernmalm ("Ironman") med en framtidsrettet og miljøvennlig prosess for å framstille jern.

Vindkraft på Hitra 2 vil kunne bidra positivt i forbindelse med utviklingsplanene på Tjeldbergodden og i regionen forøvrig.

Sentralnett

Statnett søkte i november 2007 konsesjon for en 420 kV kraftledning mellom Namsos og Roan. I januar 2008 ble en forlengelse av denne fra Roan til Trollheim meldt, og senere har Orkdal kommet til som et aktuelt endepunkt for denne ledningen. Deler av denne ledningen, Roan – Storheia, ble konsesjonssøkt i mai 2009. Konsesjonssøknad for ledningen fra Storheia og sørover forventes å bli sendt NVE våren 2010.

Etter ønske fra NVE har SAE Vind, Zephyr og TrønderEnergi Kraft samarbeidet om en samordnet nettløsning for vindparkene i Snillfjordområdet (Heimsfjellet, Svarthammaren/Pållifjellet, Engvikfjellet, Geitfjellet, Remmafjellet og Hitra 2). Dette ble gjort i nært samarbeid med Statnett og Trøn-

derEnergi Nett AS. Melding for samordnet nettløsning ble sendt NVE i februar 2008. Søknad om samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet sendes NVE i mars 2010. Planene er samordnet med Statnetts planer for ny 420 kV ledning og transformatorstasjon i området.

Vindkraft

SAE Vind kjenner til 10 lanserte vindkraftplaner i området hvorav de fleste er planlagt konsesjonssøkt i 2010 (se Tabell 2.2). De mest fremskredne planene beskrives kort under:

SAE VIND

Svarthammaren/Pållifjellet vindpark

Agder Energi Produksjon AS sendte i juni 2006 melding for Svarthammaren vindpark, og i september 2007 ble det sendt melding for Pållifjellet vindpark. De to tiltakene omsøkes samlet i mars 2010, og totalt blir dette en vindpark med 290 MW installert effekt. Det aktuelle området omfatter ca. 35 km² og ligger ca. 5 km nordvest for Krokstadøra i Snillfjord kommune. Svarthammaren vindpark konsesjonssøkes med en ytelse på inntil 290 MW.

Heimsfjellet vindpark

Vindparken ble meldt i oktober 2007 og konsesjonssøkes i mars 2010. Det aktuelle området omfatter ca. 13 km² og ligger ca. 8,5 km nord for Kyrkseterøra i Hemne kommune. Heimsfjellet vindpark konsesjonssøkes med en ytelse på inntil 90 MW.

Skardsøya vindpark

Vindparken ble meldt i juni 2008 med en størrelse på inntil 70 MW og konsesjonssøkes av SAE Vind i mars 2010. Det aktuelle området ligger ca. 7 km sørvest for Tjeldbergodden i Aure kommune. Skardsøya vindpark konsesjonssøkes med en ytelse på inntil 55 MW.

Geitfjellet vindpark

Vindparken ble meldt i juni 2006 med en installert effekt på inntil 180 MW og konsesjonssøkes av SAE Vind i mars 2010. Vindparken ligger i Snillfjord kommune. Geitfjellet vindpark konsesjonssøkes med en ytelse på inntil 170 MW.

Tiltakshaver har tidligere også hatt andre meldte prosjekter i regionen som nå er trukket, nærmere bestemt; Remmafjellet, Ertvågøya, Rognskog og Agdenes vindparker.

Tabell 2.2 Kjente vindparkplaner i regionen

VINDPARK	TILTAKSHAVER	KOMMUNE	STATUS
Svarthammaren*	SAE Vind DA	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Engvikfjellet**	TrønderEnergi Kraft AS	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Krokstadjellet**	TrønderEnergi Kraft AS	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Geitfjellet***	SAE Vind DA	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Geitfjellet***	Zephyr AS	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Remmafjellet	Zephyr AS	Snillfjord	Konsesjonssøkes
Heimsfjellet	SAE Vind DA	Hemne	Konsesjonssøkes
Hitra 2	SAE Vind DA	Hitra	Konsesjonssøkes
Skardsøya	SAE Vind DA	Aure	Konsesjonssøkes
Vargheia	Statskog SF	Orkdal	Meldt
Frøya	TrønderEnergi Kraft og NTE	Frøya	Konsesjonssøkt

* Omfatter også området tidligere meldt som Tannvikfjellet og Pålifjellet.

** Omfatter delvis samme område som Svarthammaren.

*** SAE Vind og Zephyr antas å omsøke utbygging innenfor samme område.

ANDRE AKTØRER I SNILLFJORD-OMRÅDET

Engvikfjellet vindmøllepark – TrønderEnergi Kraft AS

Vindparken ble meldt i mars 2008 med en størrelse på inntil 110 MW. Det aktuelle området overlapper delvis med SAE Vind sin omsøkte vindpark Svarthammaren (290 MW) som ble meldt i juni 2006.

Krokstadjellet vindmøllepark – TrønderEnergi Kraft AS

Vindparken ble meldt i mars 2008 med en størrelse på inntil 200 MW. Det aktuelle området overlapper delvis med SAE Vind sin omsøkte vindpark Svarthammaren (290 MW) som ble meldt i juni 2006.

Remmafjellet vindkraftverk – Zephyr AS

Vindparken ble meldt i desember 2006 med en størrelse på inntil 130 MW. Området ligger ca. 6 km nordøst for Krokstadøra på grensa til Agdenes kommune.

Geitfjellet vindkraftverk – Zephyr AS

Vindparken ble meldt i desember 2006 med en størrelse på inntil 160 MW. Tilsvarende område ble også meldt av Statkraft i juni 2006 og konsesjonssøkes våren 2010 med en størrelse på inntil 170 MW.

Frøya vindpark – TrønderEnergi Kraft AS og Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE)

Vindparken ble meldt våren 2002 og konsesjonssøkt høsten 2004 med en størrelse på inntil 200 MW, og med tilhørende 132 kV nettilknytning mot Orkdal.

Vargheia vindpark – Statskog SF

Vindparken ble meldt i juni 2007 med en størrelse på inntil 48 MW.

3 FORARBEID, INFORMASJON OG TERMINPLAN

3.1 FORARBEID OG INFORMASJON

Melding med forslag til utredningsprogram for Hitra 2 vindpark ble sendt Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) 30.06.2008. NVE sendte meldingen på høring til berørte instanser den 16.10.2008. I forbindelse med høringen arrangerte NVE et offentlig møte på Kystmuseet i Fillan 20.11.2008. NVE hadde møter med lokale og regionale myndigheter i samme tidsrom. Høringsfristen ble satt til 20.12.2008. NVE mottok 17 uttalelser til meldingen med forslag til utredningsprogram.

I medhold av forskrift om konsekvensutredninger, fastsatte NVE 25. juni 2009 utredningsprogrammet for Hitra 2. NVE har forelagt utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht. forskrift om konsekvensutredninger av 1.4.2005 § 7.

SAE Vind har underveis i prosjektutviklingsarbeidet hatt nær kontakt med Hitra kommune. I tråd med utredningsprogrammet har SAE Vind i samarbeid med kommunen forsøkt å legge til rette for en god samrådsprosess lokalt og regionalt. Det har vært avholdt flere samrådsmøter med representanter fra kommuneadministrasjon, kommunepolitikere, lag/foreninger og grunneiere, samt et åpent folkemøte. SAE Vind har også hatt flere samrådsmøter med Fylkesmannen i Sør-Trøndelag og Sør-Trøndelag fylkeskommune. En representant fra planavdelingen i Hitra kommune har også deltatt i disse møtene med regionale myndigheter.

Samrådsmøter har også vært holdt med NEAS, Istad Nett, Trønder Energi Nett og NVE, og det har vært kontakt med Statnett, Forsvaret, Avinor og Statens Vegvesen, samt en

rekke lokale aktører på Hitra.

I samrådsmøtene har SAE Vind presentert planutkast, visualiseringer og resultatet fra pågående konsekvensutredninger. SAE Vind har i disse møtene mottatt flere nyttige innspill for prosjektutviklingen.

3.2 VIDERE SAKSBEHANDLING OG TERMINPLAN

I samsvar med krav i energiloven vil NVE sende konsesjonssøknaden med konsekvensutredning på høring til lokale og regionale myndigheter og organisasjoner. I forbindelse med høringen av konsesjonssøknaden vil NVE arrangere åpne informasjonsmøter lokalt. NVE legger opp til en samordnet konsesjonsbehandling av omsøkte vindparker og kraftlinjer i regionen.

I samme periode som NVE tar konsesjonssøknaden til behandling vil Hitra kommune starte behandlingen av dispensasjonssøknad for Hitra 2 vindpark, jfr. pbl. § 19. Saksbehandlingsprosessene vil gå parallelt, men sluttbehandlingene vil kunne foreligge på ulike tidspunkt.

Etter høringsperioden av konsesjonssøknaden vil NVE vurdere om konsekvensutredningen oppfyller kravene som er fastsatt i utredningsprogrammet, eller om det er nødvendig med tilleggsutredninger. NVE kan vedta konsesjonsvilkår for bygging av omsøkte tiltak. Berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak til Olje- og energidepartementet (OED). En avgjørelse i OED er endelig.

Dersom det gis en rettskraftig konsesjon til Hitra 2 vindpark forventes det at NVE stiller vilkår om utarbeidelse av

Figur 3.1 Mulig terminplan for plan- og tillatelsesprosessen og byggearbeidene.

PROSESS	2010	2011	2012	2013
Høring av søknad	■			
Behandling av søknad*		■		
Detaljplan/ Tilbudsprosess/Kontrahering			■	
Bygging**			■	■

* Behandlingsperioden tar ikke høyde for en eventuell klagebehandling.

** Angitt tidspunkt for bygging indikerer det tidligst mulige.

detaljplan som viser endelig utbyggingsløsning dersom valg av leverandør/turbinstørrelse medfører endringer i utbyggingsløsningen. En detaljplan skal utarbeides i nært samarbeid med Hitra kommune og forelegges NVE før anleggsarbeidene igangsettes.

NVE vil også stille som vilkår at det utarbeides en landskaps- og miljøplan som anlegget skal bygges, drives og vedlikeholdes i henhold til. SAE Vind vil utarbeide en slik landskaps- og miljøplan i nært samarbeid med Aure kommune. Anleggsarbeidet skal ikke settes i gang før landskaps- og miljøplanen er godkjent av NVE.

Figur 3.1 viser en mulig framdriftsplan for Hitra vindpark. Det gjøres oppmerksom på at det knytter seg usikkerhet til behandlingstid og eventuell klagebehandling.

Dersom Hitra 2 skal tilknyttes ny sentralnettsstasjon i Snillfjord, kan utbyggingen av vindparken samordnes med utbyggingen av sentralnettet til Snillfjord, slik at dette er klart til å ta i mot produksjon når vindparken ferdigstilles. Statnett opplyser at ny sentralnettsforbindelse til Snillfjord planlegges ferdigstilt i 2017.

4 LOKALISERING

4.1 KRITERIER

Ved valg av lokalitet for planlegging av en vindpark vurderes flere faktorer. De viktigste er:

Tabell 4.1 Kriterier for en god vindpark

FAKTOR	ØNSKEDE FORHOLD
Vind:	Stabil og relativt sterk vind
Infrastruktur:	Nærhet til veier og kraftledninger
Bebyggelse:	En viss avstand til eksisterende bebyggelse
Topografi:	Gunstige/akseptable terrengforhold
Verneområder:	Unngå inngrep i områder vernet etter naturvernloven
Kulturminner:	Unngå direkte berøring med kulturminner vernet etter kulturminneloven
Miljø, naturressurser og samfunn:	Minst mulig negative, og flest mulige positive konsekvenser. Et kraftbehov i regionen.



Figur 4.1 Lokalisering av Hitra vindpark

4.2 VINDKRAFT PÅ HITRA

På bakgrunn av de positive erfaringene med vindkraftutbyggingen på Eldsfjellet i 2004, inviterte Hitra kommune Statkraft i 2005 til å undersøke mulighetene for mer vindkraft på Hitra.

Etter befaringer og drøftinger med kommunen ble to områder pekt ut som interessante: Tistillen og Håvikfjellet/Kvamslifjellet. I tillegg ble det foreslått å vurdere muligheten for å utvide den eksisterende vindparken på Eldsfjellet. Etter videre planlegging og drøfting med grunneiere og kommune ble det klart at kommunen ikke ønsket vindkraft andre steder på Hitra enn Eldsfjellet. Det ble enighet om at Statkraft skulle gå videre med denne muligheten og utar-

beide en melding med forslag til utredningsprogram for en utvidelse av Hitra vindpark.

Eldsfjellet ligger sentralt på Hitra, med høyeste punkt på 314 moh. Plasseringen av Hitra vindpark er vist i Figur 4.1. Et mer detaljert kart over planområdet finnes i kapittel 6 - Utbyggingsplanen.

Det faktum at det er en vindpark i drift på Eldsfjellet, gjør at konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn kan fastslås med større sikkerhet enn ved inngrep i et nytt område. I forbindelse med konsekvensutredningene for Hitra 2 har det også vært gjennomført undersøkelser av de faktiske konsekvensene av driften av Hitra 1.

5 VINDRESSURSEN

Årsmiddelvinden i aktuelle turbinposisjoner i planområdet forventes å være 7 – 8,2 m/s, og dominerende vindretninger er fra sørøst og fra vestlig sektor.

Vinddata som er hentet inn fra målemaster danner grunnlaget for analyser av vindressursene. Vindforholdene kan imidlertid variere mye over hele planområdet i forhold til målemastenes posisjoner, og en vindressursanalyse må gi svar på hvordan vinden fordeler seg over et større område. Til dette benyttes industristandard analyseverktøy som bl.a. WAsP og WindSim, som ekstrapolerer de målte vinddata:

- Vertikalt fra målemast til navhøyde
- Horisontalt fra målemast til turbinposisjoner
- Over tid fra måleperiode til forventet 20/30-års gjennomsnitt

Vindforholdene i planområdet vurderes mot den internasjonale standarden IEC 61400-1. Vindkvaliteten er beregnet til å være innenfor de krav som settes til klasse IIA turbiner. Klasse II turbiner gir en god utnyttelse av vindressursene i området, med tilhørende god produksjon.

5.1 VINDMÅLINGER / DATAGRUNNLAG

Tre målemaster, Tverrfjellet (124), Eldsfjellet (125) og Lauvdalsvarden (126) var tidligere plassert der Hitra vindpark ligger i dag. Måledataene ble samlet inn i perioden 06.10.1998 til 12.04.2000. I dag finnes det fortsatt en målemast som ble installert av turbinleverandøren Siemens da Hitra vindpark ble utbygd høsten 2004. Den

er lokalisert omtrent der mast 125 tidligere var plassert. Tabell 5.1 viser måleutstyr for ulike mastene, og Figur 5.1 viser hvor i planområdet målemast 124-126 var plassert.

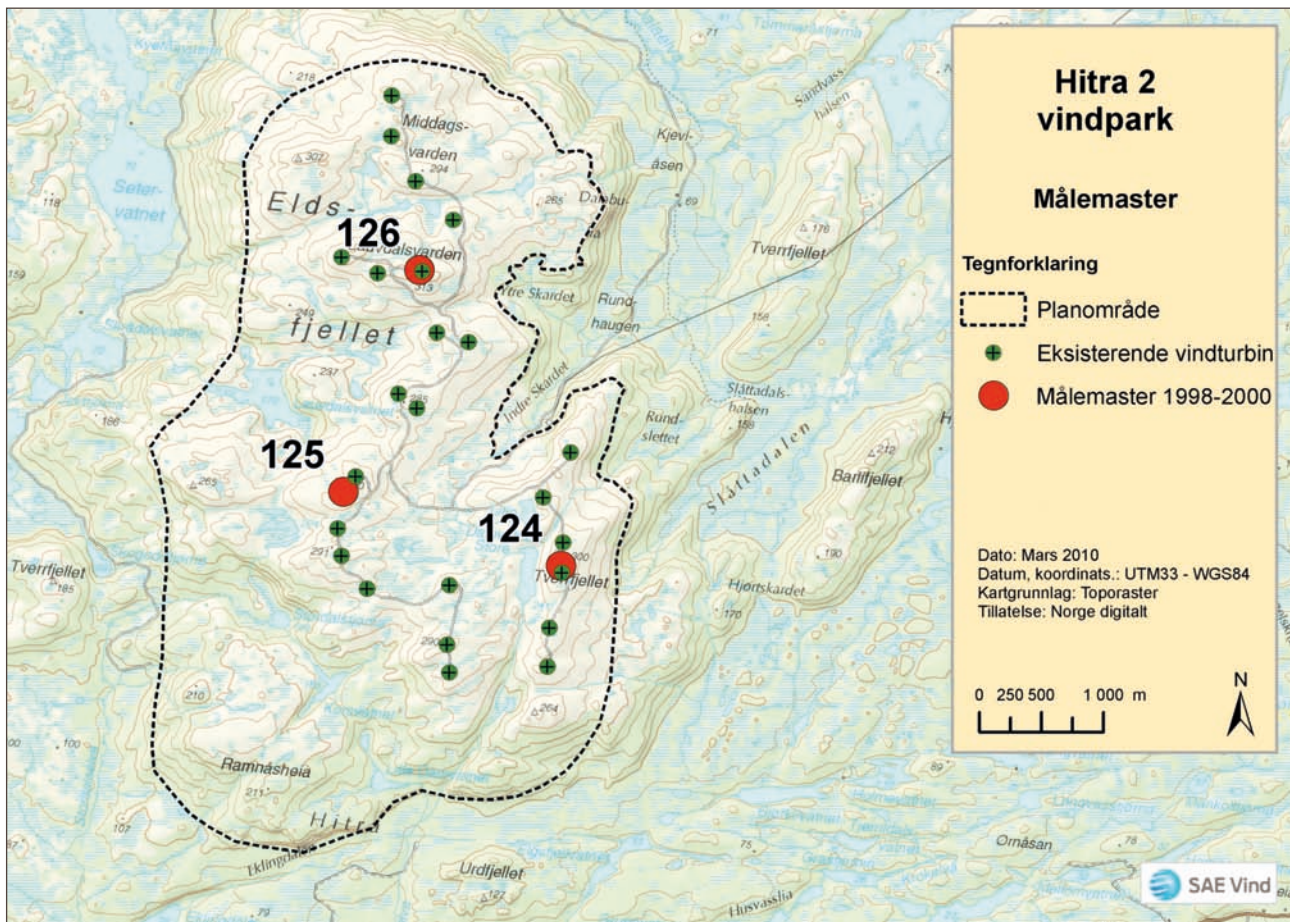
I tillegg til måledata fra de gamle og eksisterende målemastene skaper produksjonsdata fra de 24 eksisterende turbinene et enda bedre grunnlag for produksjonsestimeringer for Hitra 2. De gamle mastene har noen ganger opplevd datatap grunnet tekniske feil og ising, og de ovennevnte analyseverktøyene inneholder en viss usikkerhet i beregningene. Ved å bruke turbindataene kan man justere estimeringene, og samtidig redusere usikkerheter.

5.2 MIDDELVIND

For å sikre at de data som benyttes i vindressursanalysen er representative for vindklimaet i området, er måledataene sammenliknet og langtidskorrigert med meteorologiske data. I dette prosjektet er det benyttet data som ble hentet inn i over 10 år i Sula meteorologisk stasjon (posisjon for stasjonen er vist i Figur 5.2). De målte dataene er langtidskorrigert og regnet om til turbinenes navhøyde med analyseverktøyet WAsP. I beregningene er det valgt å benytte en navhøyde på 80 meter for de fleste turbiner og 105 meter for to av dem. Målingene viser en middelvind på 8 m/s, 7,7 m/s og 8,4 m/s for hhv. mast 124, 125 og 126 i 50 m høyde. Men data fra målemastene er ikke nødvendigvis representative for den enkelte turbinposisjon. Midlere forventet vindhastighet fordelt på posisjoner til nye turbiner er i området 7 – 8,2 m/s i 80 m høyde (tilsvarende navhøyde).

Tabell 5.1 Oversikt over installert utstyr på målemastene

SENSOR	TYPE	MAST 124	MAST 125	MAST 126	SIEMENS MAST
		SENSORHØYDE [M]			
Anemometer	NRG #40	10	10	10	10
		30	30	30	-
		50	50	50	70
Vindfane	NRG #200PG	10	10	10	10
		50	50	50	70
Temperatur	NRG #110S	-	1	-	2
Relativ fuktighet	ukjent	-	-	-	2
Luftrykk	ukjent	-	-	-	2
Nedbør	ukjent	-	-	-	2
Oppvarmet sensor		Nei	Nei	Nei	Ja



Figur 5.1 Målemastenes posisjoner i eksisterende Hitra vindpark



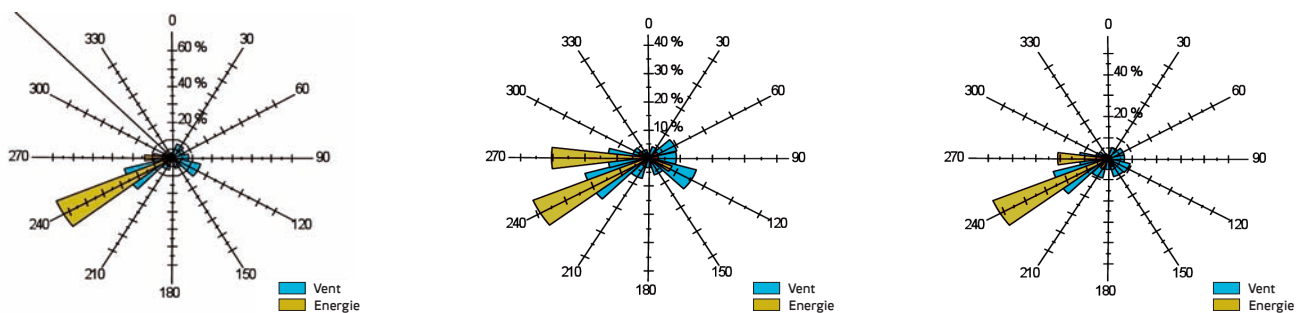
Figur 5.2 Lokalisering av meteorologisk stasjon

5.3 VINDRETNING

Målt retningsfordeling ved de tre maste-posisjonene er vist i Figur 5.3. Ulik plassering i forhold til nærliggende terreng gir noen små forskjeller mellom de tre vindrosene, men hovedtrekkene er de samme.

Som det fremgår av figuren er dominerende vindretninger i området vest-sørvest, vest og øst-sørøst (blå farge). Likevel er det tydelig at de høyeste vindhastighetene, som er av interesse for kraftproduksjonen, kommer fra vest og vest-sørvest (gul farge).

Det er viktig å påpeke at vindrosene er basert på målinger og ikke nødvendigvis representerer langtidsklimaet i området. Sammenligning med referansedata tyder imidlertid på at retningsfordelingene fra målemastene er representative for en lang periode i området.



Figur 5.3 Vindroser for de tre masteposisjonene i måleperioden

5.4 VINDKART

Vindressursene i planområdet er estimert ved bruk av strømningsmodellen WAsP. Basert på data fra målemastene gir strømningsmodellen en romlig beskrivelse av vindfeltet i området. Vindkartet i Figur 5.4 er langtidskorrigert ved bruk av data fra Sula meteorologiske stasjon, og viser forventet middelvind i 70 meters høyde. Vindkartet viser posisjoner for eksisterende turbiner i Hitra 1, samt planlagte turbinposisjoner for Hitra 2.

Som det fremgår av vindressurskartet er det forholdsvis gode vindressurser i deler av området, med en middelvind i

70 meter på rundt 8 m/s på de mest utsatte plassene. Det viser seg at store deler av området hvor Hitra 2 er planlagt også har gode vindforhold.

5.5 VINDFORHOLD I PLANOMRÅDET

Vindturbiner utsettes for store krefter, og vindens egenskaper i området er derfor av stor betydning for prosjektet. Kvaliteten på vindressursene karakteriseres gjennom IEC 61400-1-standarden som klassifiserer vindforholdene ut fra beregninger av blant annet turbulensintensitet og ekstremvind (se Tabell 5.2).

Tabell 5.2 Designkrav for forskjellige turbinklasser, IEC 61400-1-standart

PARAMETER	GRENSEVERDIER				KOMMENTAR
Turbinklasse	I	II	III	S	
Ekstremvind (V_{ref}^*) m/s	50	42.5	37.5	Spesifisert av turbinprodusent	
Turbulensklasse A I_{ref}^{**} ved 15 m/s	0.16				
Turbulensklasse B I_{ref}^{**} ved 15 m/s	0.14				
Turbulensklasse C I_{ref}^{**} ved 15 m/s	0.12				
Vertikalvind (θ)	$-8^\circ < \theta < 8^\circ$				
Vindskjær (α)	$0 < \alpha < 0.2$				
Terrengstigning (β)	$-9.46^\circ < \beta < 9.46^\circ$				Terrengstigning tilsvarende 1:6

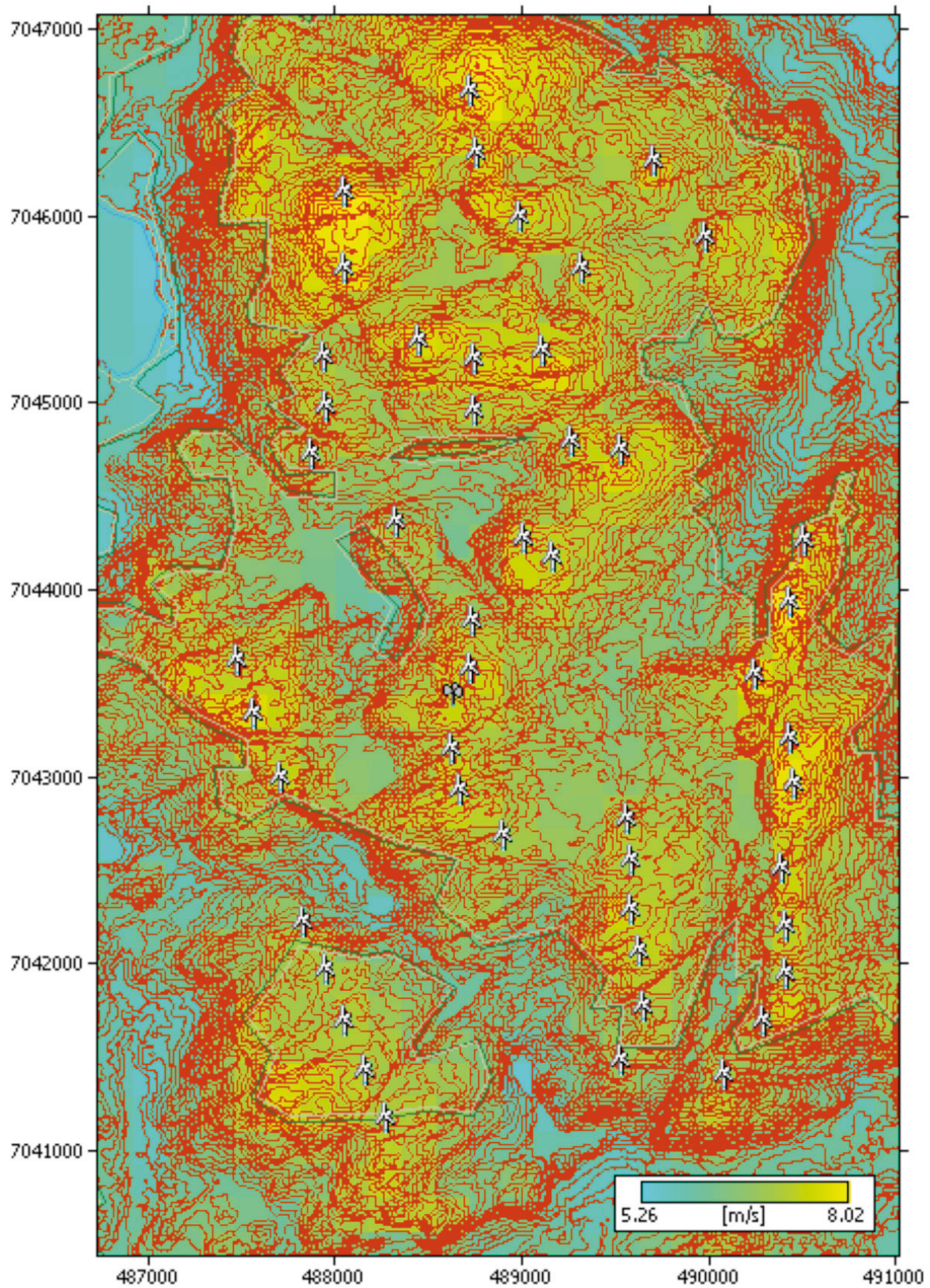
* V_{ref} er vindhastigheten som oppstår 1 gang hvert 50. år som en 10 minutters gjennomsnittsverdi

** I_{ref} er forventet turbulensintensitet i navhøyde ved 15 m/s

Tabell 5.3 Oversikt over målt turbulens og estimert ekstremvind i masteposisjoner

PARAMETER	MAST 124	MAST 125	MAST 126	SIEMENS MAST
Turbulensintensitet ved 15 m/s i måleperiode	0.09	0.10	0.09	0.11*
Estimert 50-års ekstremvind [m/s]	-	-	-	38.2(+/-2.6)

* Litt høyere turbulens pga. vake effekt fra eksisterende turbiner



Figur 5.4 Vindressurskart for planområdet (langtidskorrigert middelvind i 70 m)

Tabell 5.3 viser observert turbulensintensitet ved 15 m/s for de tre målemastene, samt estimert ekstremvind for masteposisjonene.

Sammenlignet med krav for turbulensverdier i industristandarden, IEC 61400-1 (Tabell 5.2), ligger de målte turbulensverdiene på de tre mastene innenfor kravene til både klasse A, B og C turbiner. Imidlertid ligger noen planlagte turbiner i en viss avstand fra målepunktene og nærmere bratte skrenter i terrenget. Det er derfor knyttet noe mer usikkerhet til turbulensintensiteten noen steder, spesielt i området som ligger nordøst for eksisterende Hitra vindpark. En mer detaljert analyse av turbulensforholdene kan utføres senere ved hjelp av tilpasset verktøy (for eksempel Lidar).

Beregningene for ekstremvind inkluderer ofte en viss usikkerhet grunnet korte måleperioder. Målemasten fra Siemens er i så måte beheftet med vesentlig mindre usikkerhet enn målemast 124-126 grunnet lengre måleperiode. Ekstremvindestimatet er gjort på bakgrunn av Siemens' målemast, og viser at vindforholdene generelt er innenfor de krav som stilles til turbiner i IEC klasse II.

I praksis er det turbinleverandør som vil garantere hvilken turbinklasse som passer for alle turbinlokaliseringer. Internasjonal erfaring viser at en kombinasjon av ulike turbinklasser kan være den beste løsningen for noen prosjekter.

5.6 ISING

Det er observert tap av data som følge av ising rundt 7 % av tiden på mastene 124, 125 og 126. Masten installert av Siemens som er utstyrt med et oppvarmingssystem, har vært utsatt for ising 2 % av tiden. Drifterfaring fra Hitra 1 viser at ising fører til at turbinene kan stå stille 2-3 dager per år i gjennomsnitt. Dette skyldes at vindmålingsutstyr på turbinene ikke fungerer, noe som fører til at turbinene stoppes automatisk. Formasjon av is langs bladene kan også føre til at produksjonen ikke er optimal. Dette detekteres som en teknisk feil av kontrollsystemet, som stanser vindturbinen. Under forutsetning om at turbinene ville ha produsert for fullt i stedet for å stå stille, ville dette ført til ca. 2 % produksjonstap. Det reelle produksjonstapet grunnet ising vil være mindre enn dette.

De fleste av de planlagte nye turbiner i Hitra 2 vindpark vil ligge ca. 40 meter lavere enn der eksisterende turbiner og mast er lokalisert. Dette gir grunnlag for å anta at produksjonstap grunnet ising vil ha mindre betydning for Hitra 2.

Konsekvenser av ising for ferdsel i vindparken anses å være svært begrensede (se for øvrig kapittel 7.11 Friluftsliv).

6 UTBYGGINGSPLANEN

6.1 VINDPARK

6.1.1 UTFORMINGEN AV VINDPARKEN

Utformingen av en vindpark bestemmes av en optimalisering av tekniske, økonomiske og miljømessige hensyn. Gjennom en lang prosjektutvikling blir prosjektet til på bakgrunn av vindmålinger, konsekvensutredninger og lokale innspill og anbefalinger. Alt dette er med på å bestemme hvor vindturbinene bør stå og hvor mange de kan være i en vindpark.

Vindressursens egenskaper vil være bestemmende for hva slags type vindturbin som vil egne seg på en gitt lokalitet. Det finnes ulike klasser vindturbiner, hvorav IEC klasse I og II er de mest vanlige. Klasse I vindturbiner passer best på lokaliteter med en relativt sterk årlig middelvind, dvs. opp til 10 m/s. Tilsvarende vil klasse II turbiner kunne passe best på lokaliteter med årlig middelvind opp til 8 m/s. Klasse II turbiner har gjerne noe større rotordiameter. I den planlagte Hitra 2 vindpark ligger noe av planområdet litt lavere enn størstedelen av den eksisterende vindparken. Vinden er målt noe lavere her. Det planlegges derfor at vindturbinene i Hitra 2 i hovedsak vil være klasse II turbiner.

Når vindturbiner plasseres i en vindpark må det tas hensyn til at vinden taper energi etter å ha passert en vindturbin. Vindturbinens størrelse avgjør hvor stort dette tapet kan bli, og dermed hvor stor avstanden må være mellom vindturbinene. Vinden må kunne ta seg opp igjen og ikke inneholde turbulens som kan forstyrre produksjonen til vindturbinen som ligger bakenfor. Under utviklingen av Hitra 2 har det vært tatt spesielt hensyn til at nye vindturbiner i vindparken i minst mulig grad skal redusere produksjonen til de eksisterende vindturbinene (Hitra 1).

Også den nominelle effekten per turbin vil bestemme hvordan vindturbinene plasseres i vindparken. Valget av turbin og eventuelle justeringer av turbinplassering avgjøres i samråd med turbinleverandør, og vil framkomme gjennom et detaljplanarbeid etter en eventuell konsesjon.

6.1.2 UTBYGGINGSPLANEN

Planområdet for Hitra 2 vindpark omslutter den eksisterende vindparken på Eldsfjellet, og inkluderer en del omkringliggende koller og høyder i forhold til dagens anlegg. Alle konsekvensutredere har forholdt seg til planområdet som er vist i denne konsesjonssøknaden (Figur 2.1 og Vedlegg 6.1).

Den omsøkte utbyggingsløsningen er fleksibel med hensyn til valg av type, størrelse og antall vindturbiner. Antall

vindturbiner som skal installeres vil være avhengig av nominell effekt for hver enkelt vindturbin. Avhengig av hvilke vindturbiner som vil være tilgjengelige på markedet ved utbyggingstidspunktet, er det anslått at nominell ytelse for hver vindturbin vil være mellom 2 og 4 MW.

Den innbyrdes plasseringen av turbinene og utnyttelsen av området vil være avhengig av turbinstørrelse og dermed antall turbiner. Større vindturbiner innebærer større avstand mellom turbinene, og dermed en relativt mindre direkte arealbruk

Utbyggingsplanen viser et eksempel med 25 vindturbiner (Figur 6.1). SAE Vind har vurdert dette som den mest optimale utbyggingsløsningen ved tidspunktet for innsending av konsesjonssøknaden til NVE. Vindanalysene viser at klasse II turbiner sannsynligvis vil være optimalt for Hitra 2. Turbinene som er lagt til grunn i utredninger og beregninger i konsesjonssøknaden har 80 meter navhøyde og 2,3 MW nominell effekt, med unntak av to turbiner (nr. 1 og 2). Vindanalyser indikerer at turbinene 1 og 2 i nordøst må ha en høyere tårnhøyde for å unngå turbulens i lavere luftlag. Utredninger og beregninger har derfor lagt til grunn 105 meter tårnhøyde og 3 MW installert effekt for disse to turbinene. Total installert effekt i utredet utbyggingsplan er dermed 58,9 MW.

De sentrale fysiske målene på de to turbin typene som er brukt i utredningene er gjengitt i Tabell 6.1. Ved en utbygging av Hitra 2 vil det i samråd med turbinleverandør foretas et valg av optimal turbin type, klasse og eventuelt mindre justeringer i plasseringer. Det er mulig at det på utbyggingstidspunktet finnes andre konfigurasjoner av høyde, diameter og installert effekt enn hva som er gjengitt i under.

Som nevnt foran vil flere av vindturbinene i Hitra 2 stå lavere i terrenget enn de turbinene som allerede finnes i Hitra vindpark. Vindturbinene (2,3 MW) som ligger i den omsøkte utbyggingsplanen har 10 meter høyere navhøyde enn de eksisterende turbinene i vindparken. En detaljprosjektering etter en eventuell konsesjon kan vise at det vil være økonomisk og teknisk optimalt å kompensere flere lavereliggende turbinplasseringer med noe høyere tårn.

Tabell 6.1 Aktuelle klasse II vindturbiner for Hitra 2

NOMINELL EFFEKT	NAVHØYDE	ROTORDIAMETER
2,3 MW	80 m	93 m
3,0 MW	105 m	91 m

Utbyggingsplanen for Hitra 2 med de 25 turbinplasseringene som omsøkes vil kunne ha en installert effekt på mellom 57 og 75 MW, avhengig av generatorkapasiteten i den enkelte vindturbin. Enkelte turbinplasseringer kan komme til å utgå gjennom behandlingen av konsesjonssøknaden eller under detaljplanarbeidet. SAE Vind søker om konsesjon for Hitra 2 vindpark med en samlet installert effekt på inntil 75 MW.

Den omsøkte utbyggingsplanen er vist i Figur 6.1. På kartet vises turbinplasseringer, veier, alternativ ny adkomstvei, samt alternativ ny kraftledningstrasé mot Tjeldbergodden. Ledningstrasé over Trondheimsleia, samt ilandføring på Tjeldbergodden beskrives nærmere i kapittel 6.3 om nettilknytning.

6.2 VINDTURBINER

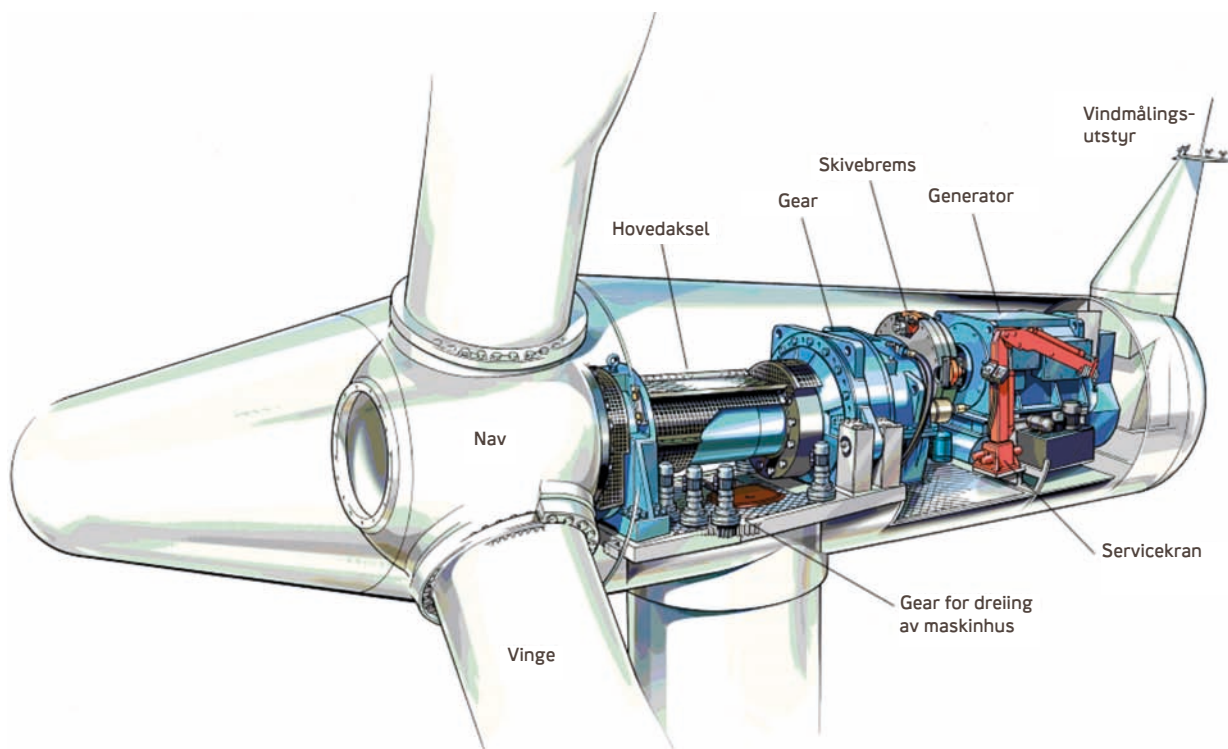
6.2.1 HOVEDKOMPONENTER OG FUNKSJON

Vindturbinene produserer elektrisitet ved å utnytte bevegelsesenergi fra vinden. Hovedkomponentene i en vindturbin er rotor, hovedaksel, gir, generator og nødvendige hjelpeaggregat og styringssystem. Det finnes også girlose vindturbiner. De fleste komponentene er bygd inn i et maskinhus som

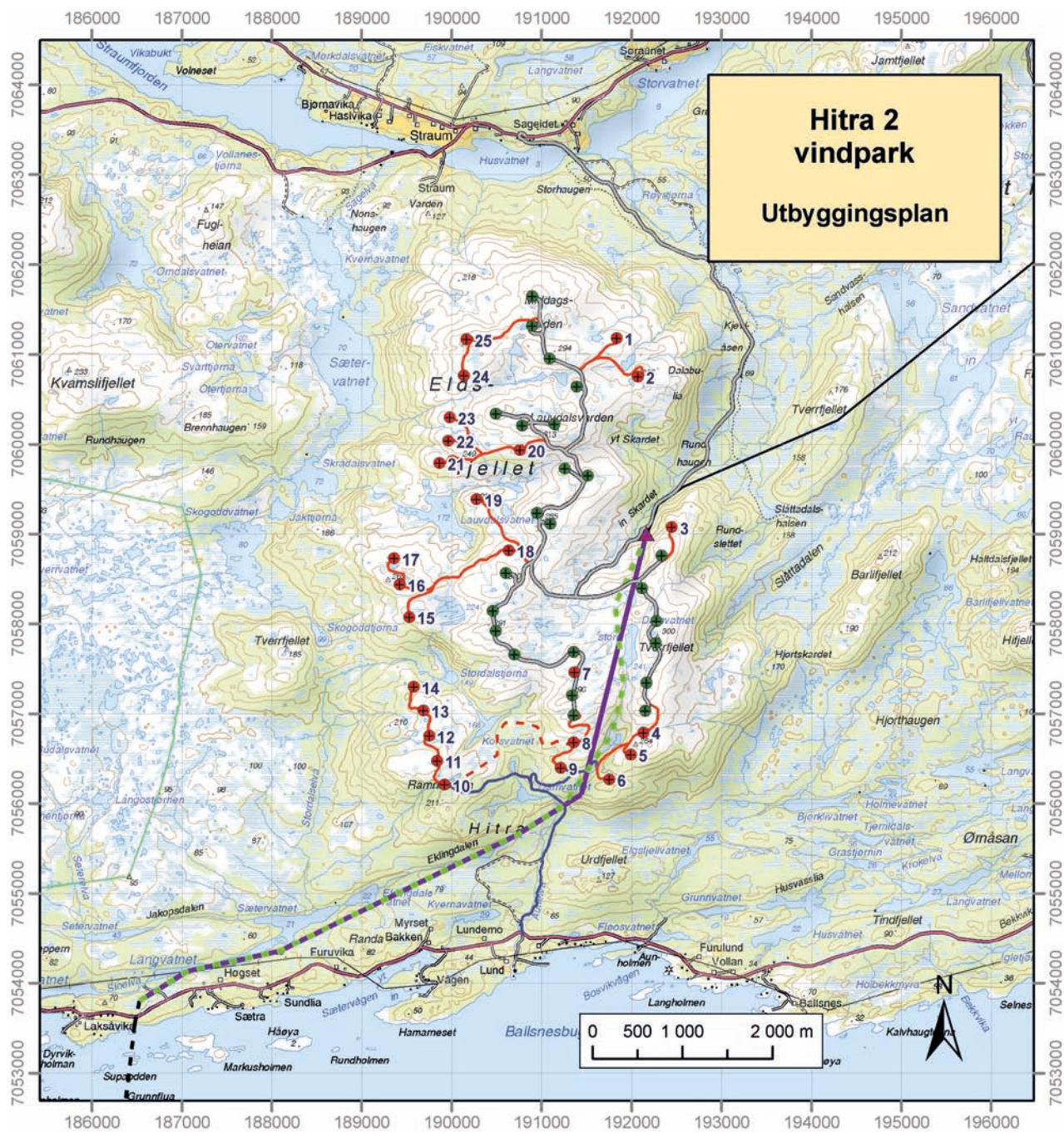
er montert på toppen av et tårn bygget i stål (betongtårn finnes også). Rotoren, som består av tre vinger montert på et nav, omdanner vindenergien til rotasjonsenergi som føres inn på en generator. Dette kan skje direkte eller gjennom en hovedaksel og via et gir. Generatoren omdanner i sin tur rotasjonsenergien til elektrisk energi. Figur 6.2 viser hovedkomponentene i en vindturbin.

Maskinhuset dreier seg slik at rotorplanet til enhver tid står på tvers av vindretningen. Ettersom vindhastigheten, og dermed energiinnholdet i vinden, øker med høyden over bakken, er det viktig at tårnet har stor høyde. Tårnet festes til bakken ved hjelp av et kraftig armert betongfundament. På fjellgrunn vil det bli benyttet forankringsstag dypt ned i fjellet, ellers vil det bli benyttet tradisjonelle gravitasjonsfundamenter.

Vindturbinenes generator leverer normalt vekselstrøm med spenning 690 V. Via en transformator som er plassert inne i vindturbinen (i maskinhuset eller i bunnen av tårnet) blir generatorspenningen transformert opp til 22 kV før den elektriske energien blir matet inn på det interne kabelnettet i vindparken. Framtidige vindturbiner vil kunne benytte andre løsninger og ha andre spesifikasjoner.



Figur 6.2 Hovedkomponenter i en vindturbin



Tegnforklaring

- | | | |
|---------------------------|--------------------------------|--|
| ▲ Eksisterende trafo | Planlagt nettilknytning | Planlagt vei |
| ● Eksisterende vindturbin | --- Kabel | — Planlagt internvei |
| ● Planlagt vindturbin | — Alternativ 2A | - - - Planlagt internvei utelatt hvis adkomstvei fra sør |
| — Eksisterende vei | --- Alternativ 2B | — Mulig ny adkomstvei fra sør |
| — Eksisterende nett | | |

Dato: Mars 2010
 Datum, koordinatsystem: UTM33 - WGS84
 Kartgrunnlag: N50
 Tillatelse: Norge digitalt



Figur 6.1 Omsøkt utbyggingsplan Hitra 2

6.2.2 UTNYTTELSE AV ENERGIEN I VINDEN

De fleste vindturbiner produserer elektrisk energi ved vindhastigheter mellom ca. 4 m/s og 25 m/s. Energiproduksjonen øker fra null ved 4 m/s til full produksjon ved om lag 14 m/s. Ved vindhastigheter mellom 14 m/s og 25 m/s er energiproduksjonen konstant tilsvarende merkeeffekten eller nominell effekt. Ved vindhastighet over 25 m/s stopper de fleste typer vindturbiner. Dette for å unngå for sterke mekaniske påkjenninger på konstruksjonen. Vindhastigheter over dette nivået er svært sjeldne.

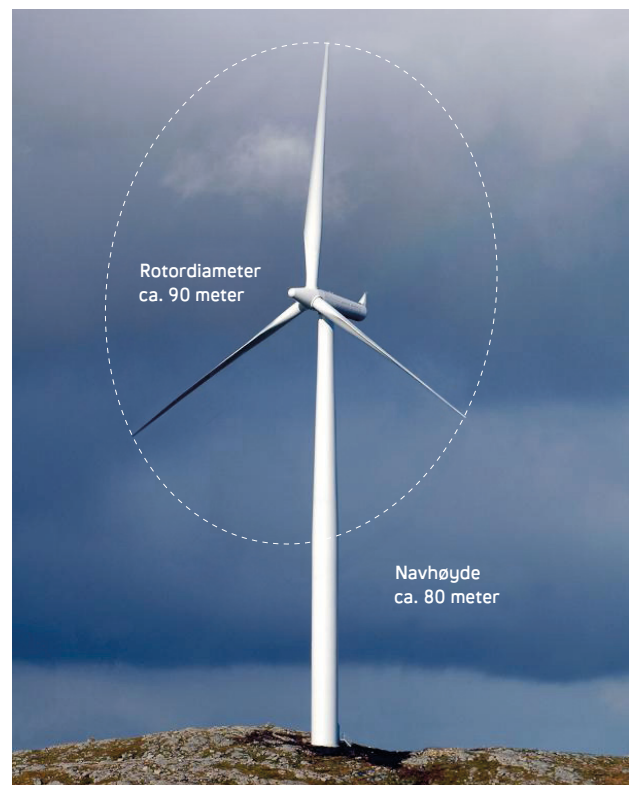
Vinden vil tappes for energi når det passerer gjennom vindturbinenes rotorplan, og vindhastigheten bak vindturbinen blir dermed nedsatt. Området bak en vindturbin med lavere vind kalles vake. Andre vindturbiner som er oppstilt i denne vaken vil operere i den lavere vindhastigheten, og vil dermed produsere mindre energi enn vindturbiner plassert i et fritt vindfelt. Bak en vindturbin vil det kreves en viss avstand før vindstyrken igjen når sitt opprinnelige nivå. For å sikre best mulig utnyttelse av vindenergien blir rekkene med vindturbiner i den grad terrenget tillater det stilt opp vinkelrett på den fremherskende og mest energirike vindretningen. I tillegg til disse hovedprinsippene har en også så langt mulig søkt å plassere vindturbinene langs toppen av de naturlige høydedragene. Dette for å utnytte den kraftigere vinden høyere oppe i luftlaget. På Hitra er det mest energi i vinden fra sørvestlige og vestlige sektorer. Dette er det tatt hensyn til når plasseringsmønsteret for vindturbinene er fastlagt.

6.2.3 AKTUELLE VINDTURBINER

Planene for vindparken er fleksible for til enhver tid å kunne vurdere tilgjengelig teknologi som grunnlag for å bygge det optimale prosjektet. Det planlegges å benytte vindturbiner med en nominell ytelse på mellom 2 og 4 MW. Vindturbiner i denne størrelsesorden representerer dagens teknologi, og vurderes samtidig som teknisk og økonomisk optimale for prosjekter i dag. Utviklingen av vindkraftteknologi går imidlertid raskt, det lanseres stadig nye, og gjerne kraftigere turbiner på markedet. Turbintype og leverandør vil ikke bli avklart før en investeringsbeslutning for anlegget tas.

Vindanalyser viser at det kan bli aktuelt å primært bruke IEC klasse II turbiner i Hitra 2 vindpark. Dette er turbintyper som har en noe større rotordiameter enn klasse I turbiner, og som dermed kan produsere mer energi ved middelvindhastigheter opp mot 8 m/s.

De fysiske karakteristikene for en klasse II vindturbin med installert effekt 2,3 MW er vist i Figur 6.3 og Tabell 6.2.



Figur 6.3 Dimensjoner for aktuelle vindturbiner

Som omtalt i kap 6.1.2 viser den omsøkte utbyggingsplanen for Hitra 2 at vindturbin nr. 1 og 2 bør være høyere, opp mot 105 m til navet for å unngå turbulens i lavere luftlag. Vindturbinen som her er brukt som eksempel er en klasse II turbin med installert effekt på 2,3 MW.

6.3 NETTILKNYTNING

Dette kapitlet omhandler nettilknytning mot Tjeldbergodden. For alternativ nettilknytning via Fillan mot Snillfjord vises det til konsesjonssøknad for samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet. De to alternativene er vist i kart i Figur 6.4. En kort sammenlikning av alternativene er gjort i kapittel 6.3.7.

Det er utarbeidet en egen fagrappport for nettilknytning av Hitra 2 vindpark mot Tjeldbergodden som også omfatter transformatorstasjon og internt nett. Rapporten gir en mer detaljert vurdering av løsningene for vindparken. Dette og neste kapittel beskriver hovedkonklusjonen fra fagrappporten og de tekniske dataene på nettanleggene som konsesjonssøkes i denne søknaden.

Tabell 6.2 Hoveddata for vindturbin i utbyggingsplanen

KOMPONENT / PARAMETER	DIMENSJON / DATA	KOMMENTARER
Nominell effekt	2,3 MW	
Tårn	Konisk rør i stål	Ståltårn leveres i 2-5 deler
Navhøyde	ca. 80 m	
Rotordiameter	ca. 90 m	
Rotoromdr.	16 – 18 omdr./min	
Vekt, tårn	145 – 155 tonn	
Vekt, maskinhus	70 – 80 tonn	Komplett uten rotor
Vekt, rotor m/nav	20 – 30 tonn	
Vekt pr. blad	7 tonn	
Generatorspenning	690 Volt	
Transformator	690 V / 22 kV	I maskinhus eller i tårnfot

6.3.1 INNPASSING I KRAFTSYSTEMUTREDNING

Hitra vindpark ligger i Sør-Trøndelag hvor Trønder Energi Nett er utredningsansvarlig. Den nye delen av vindparken (Hitra 2) planlegges tilknyttet til Tjeldbergodden transformatorstasjon via en 132 kV produksjonsradial. Den eksisterende vindparken på Hitra vil fortsatt mate inn produksjonen mot Fillan på 66 kV. Det er ikke tilstrekkelig kapasitet for innmating av både Hitra 1 og 2 mot Tjeldbergodden.

Tjeldbergodden ligger i Møre og Romsdal, der Istad Nett er utredningsansvarlig. Hitra 2 er ikke omtalt i 2009-utgaven av kraftsystemutredningen for Møre og Romsdal. Det forventes imidlertid at den blir omtalt i 2010 utgaven.

I forbindelse med innmating av vindparkens energiproduksjon i nettet har det vært kontakt med TrønderEnergi Nett AS, Istad Nett, Nordmøre Energiverk og Statoil vedrørende praktiske forhold og nettkapasiteter i regionalnettet og lokalnettet.

6.3.2 KRAFTBALANSE OG FORSYNINGSSIKKERHET

Statnett står overfor betydelige investeringer i sentralnettet i Midt-Norge for å sikre forsyningssikkerheten. Et alternativ til investeringer er at det kommer ny produksjon i områder med kraftunderskudd. Gunstig nettmessig plassering av ny produksjon vil kunne føre til at nettinvesteringer som ellers ville måtte foretas, kan unngås eller utsettes. For å skape et incentiv til å etablere produksjon med en nettmessig gunstig plassering vedtok Statnett i 2004 å etablere en egen innfasingstariff for denne typen produksjon. Midt-Norge har hatt nettbegrunnet innfasingstariff siden ordningen ble innført. Den planlagte kraftutbyggingen av Hitra 2 vil gi økt tilførsel av elektrisitet til Møre og

Romsdal som per i dag har et kraftunderskudd på 3,7 TWh pr. år. En realisering av Hitra 2 vindpark vil redusere kraftunderskuddet i fylket.

6.3.3 NETTANALYSER

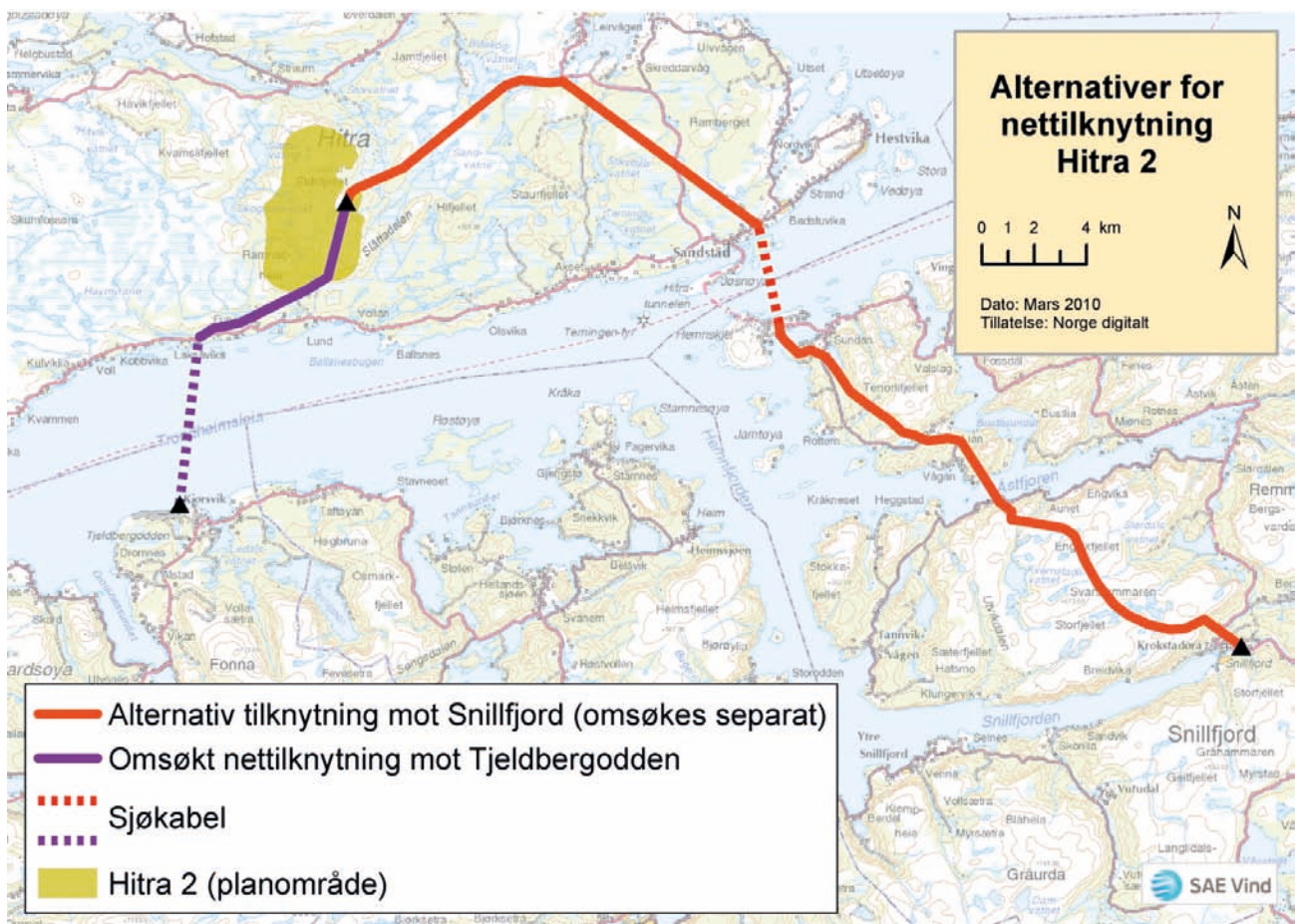
Statkraft gjennomførte i 2009 analyser for tilknytning av Hitra 2 vindpark til Tjeldbergodden og Skardsøya vindpark via en T-avgreining på 132 kV ledningen mellom Gylthalsen og Tjeldbergodden (mot Kristiansundsringen). Disse analysene viser at nettilknytning av Hitra 2 alene ikke medfører investeringsbehov i bakenforliggende nett. Dersom begge vindparkene bygges ut og tilknyttes Kristiansundsringen vil 132 kV forbindelsen Trollheim- Ranes- Aura overbelastes ved lavlast og høy produksjon. Temperaturoppgredning av denne forbindelsen kan være et aktuelt tiltak. Dersom produksjonen i vindparkene begrenses i visse driftssituasjoner kan oppgradering av eksisterende nett unngås.

Utførte dynamiske analyser med Hitra 2 og Skardsøya innkoblet viser at systemet vil være stabilt i de fleste feilsituasjoner, men det er enkelte feilsituasjoner som kan gi ustabilitet og for lave spenninger. Hvis kun Hitra 2 vindpark blir realisert vil det ikke være stabilitetsproblemer.

Aktuelle tiltak for å redusere stabilitetsproblemer vil vurderes i samarbeid med Neas, Istad Nett og Statnett og kan være:

- Momentan vernbestykning på aktuelle linjer
- Produksjonsfrakobling i vindparkene
- Installere SVC

Statnett og Istad Nett har i 2010 i samarbeid gjennomført en analyse for å komme med forslag til nettutvikling på



Figur 6.4 Kart over nettilknytning av Hitra 2 vindpark

Nord-Møre. SAE Vind har bidratt med informasjon om sine planer for vindkraft i og inn mot området, Skardsøya og Hitra2. Rapport fra dette arbeidet foreligger i april 2010. I rapporten foreslås nettførsterkninger som på en god og rimelig måte vil heve overføringskapasiteten inn/ut av området slik at den planlagte vindkraften vil kunne etableres og regionalnettet får god kapasitet mot sentralnettet. Transformering i Trollheim fremstår som et aktuelt tiltak. I tillegg må det gjøres noen investeringer i 132 kV nettet. På bakgrunn av dette arbeidet vil Statnett, Istad Nett og Neas videreføre arbeidet med henblikk på å få økt kapasiteten i nettet slik at planlagt ny kraftproduksjon kan etableres. Dette arbeidet forutsettes koordinert med planene om ny vindkraftproduksjon.

Sentralnett Midt-Norge

I forbindelse med planlegging av nytt sentralnett har Statnett gjennomført nødvendige nettanalyser som grunnlag for sine vurderinger. Statnett oppgir at det er mulig å mate inn inntil ca. 1200 MW ny kraftproduksjon til ny sentral-

nettsstasjon i Snillfjord med ny 420 kV-linje fra Snillfjord til Orkdal eller fra Snillfjord til Trollheim. For radial er kapasitet for ny produksjon begrenset av maksimalt tillatt bortfall av produksjon fra kraftsystemet ved et enkelt utfall (dimensjonerende utfall).

Dersom den konsesjonssøkte 420 kV-linjen Namsos - Roan - Storheia blir forlenget videre over Trondheimsfjorden og sammenkoplet med linja Snillfjord - Orkdal eller Snillfjord - Trollheim vil innmatingskapasiteten i Snillfjord kunne øke, men situasjonen må sees i sammenheng med planene for vindkraft på Fosen. Samlet innmatingskapasitet for Snillfjord og Fosen er ca. 2000 MW dersom ny 420 kV forbindelse bygges gjennomgående fra Namsos via Roan, Storheia og Snillfjord til Orkdal eller Trollheim. Dersom gjennomgående 420 kV linje bygges inklusive både Snillfjord - Orkdal og Snillfjord - Trollheim vil samlet innmatingskapasitet for Fosen og Snillfjord øke til ca. 3000 MW. For å oppnå denne kapasiteten forutsettes også oppgraderinger av 300 kV nett i regionen til 420 kV.

Statkraft har gjennomført egne nettanalyser på sentralnettet i Midt-Norge som bekrefter disse tallene.

6.3.4 TILKNYTNING TIL EKSISTERENDE NETT

Det alternativet for nettilknytning av Hitra 2 som omtales her er tilknytning til eksisterende nett via en 132 kV produksjonsradial mot Tjeldbergodden. Skisse over nettilknytning er vist i Figur 6.5 og på kart i Figur 6.4.

Trasébeskrivelse luftledning på Hitra

For linjeoverføring fra vindparken mot eksisterende nett på Tjeldbergodden er det vurdert flere traséalternativ. Disse er omtalt i fagrapporten, og derfor beskrives kun det omsøkte traséalternativet her. Omsøkt trasé er vist i Figur 6.6.

Det vil bli bestrebet å legge traseen lavt i terrenget samtidig som det vil bli forsøkt å unngå for mange vinkelpunkt. Traseen kommer ikke i konflikt med vindturbinene på høydedragene på øst og vestsiden av den foreslåtte linjetraseen. Det er derfor ikke nødvendig å kable det første strekket ut av parken. Den valgte traseen ligger slik til i terrenget at faren for iskast ikke er til stede.

Fra trafostasjonen går traseen opp lia og krysser eksisterende vei. Det er valgt å gå på vestsiden av lille og store Damvatnet fordi man da unngår Damhøgda og det bratte skrå sideterrenget på østsiden av store Damvatn. Traseen går i rett linje frem til vinkelpunktet A1. Mellom A1 og A3 er traseen forsøkt lagt slik at det er mulig å finne mastepunkt utenfor de bløtteste myrpartiene.

Dersom det er ønskelig at luftledningen legges lenger ned i dalen nærmere Store Damvatnet og langs elva, er det en mulighet å etablere et vinkelpunkt i A11 nordvest for Store Damvatnet. Fra A11 går traseen videre på vestsiden av elva

via vinkelpunkt A12 og A13 og videre til A14 hvor traseen går videre i rett linje til A3. Denne deltraseen vil innebære noen flere vinkelpunkt enn å gå rett til A1. Vinkelmaster er noe mer synlige enn vanlige master, men traseen vil gå lavere i terrenget.

Fra A1 går traseen videre til vinkel A2 øverst i Eklingedalen. Fra A2 går traseen i rett linje til A3.

Fra A3 til A4 er det foreslått å gå parallelt med eksisterende 20 kV linje. Dette alternativet vil da gå i strandsonen langs sørsiden av Langvatnet. Fra A4 er det foreslått å gå i rett linje frem til EM (endemast). Fra EM foreslås kabel til landtaket.

Sjøkabel

Fra foreslått ilandføringspunkt på Hitra legges det en sjøkabel rett over fjorden til foreslått ilandføringspunkt på Tjeldbergodden. Basert på traséundersøkelser må sjøkabelleverandør bestemme endelig trasé.

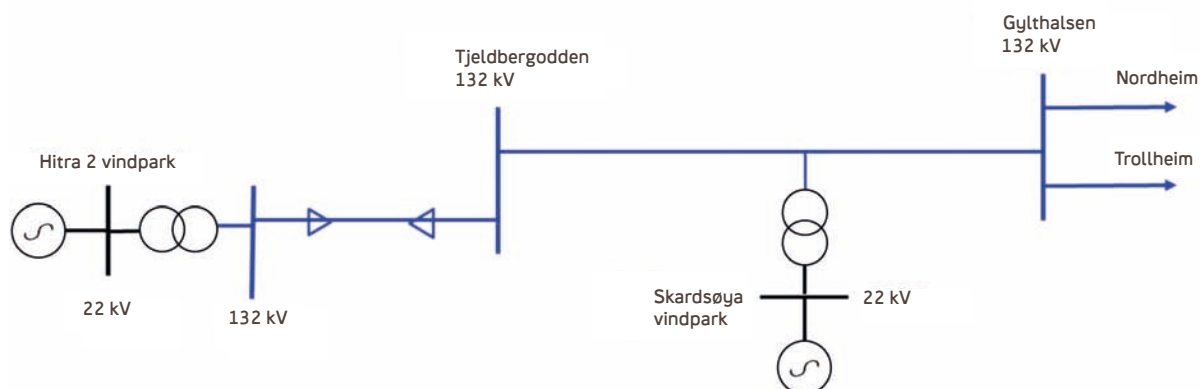
Jordkabel på Tjeldbergodden

Fra foreslått ilandføringspunkt på Tjeldbergodden legges det jordkabel til Tjeldbergodden transformatorstasjon hvor denne tilknyttes. Omsøkt trasé er vist i Figur 6.6.

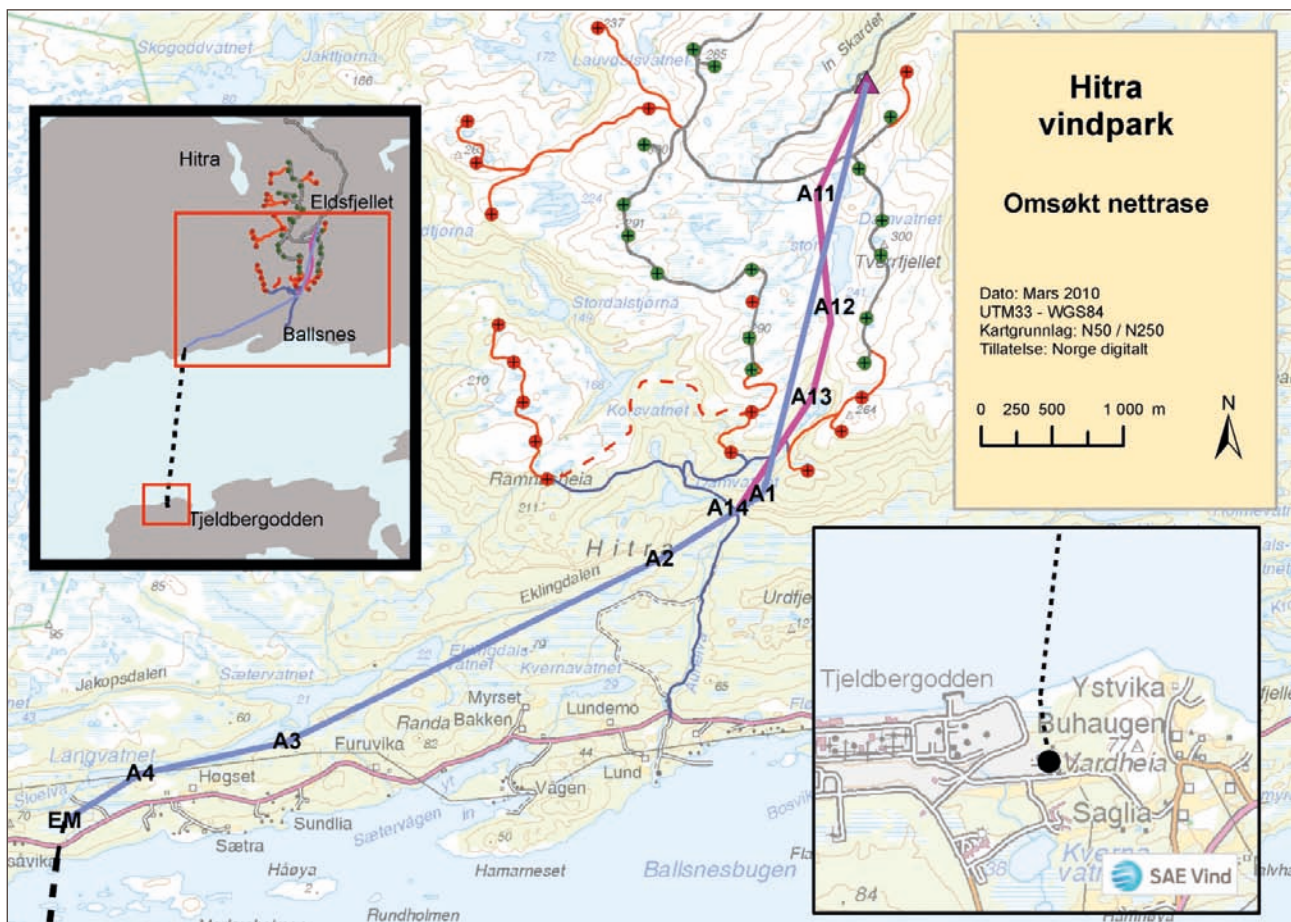
6.3.5 TEKNISK BESKRIVELSE AV TILKNYTNINGSLEDNING

Basert på de forutsetninger en kjenner i dag, vil kraftledningen få spesifikasjoner som vist i Tabell 6.3.

For ledningen er FeAl 185 valgt som ledningstverrsnitt da dette er økonomisk optimalt. For jordkabel er minste standardtverrsnitt 240 mm² Al ved 132 kV driftsspenning. For sjøkabel benyttes kobberledere og det minste standardtverrsnittet er 185 Cu. Begge disse tverrsnittene har tilstrekkelig overføringskapasitet og er derfor planlagt benyttet.



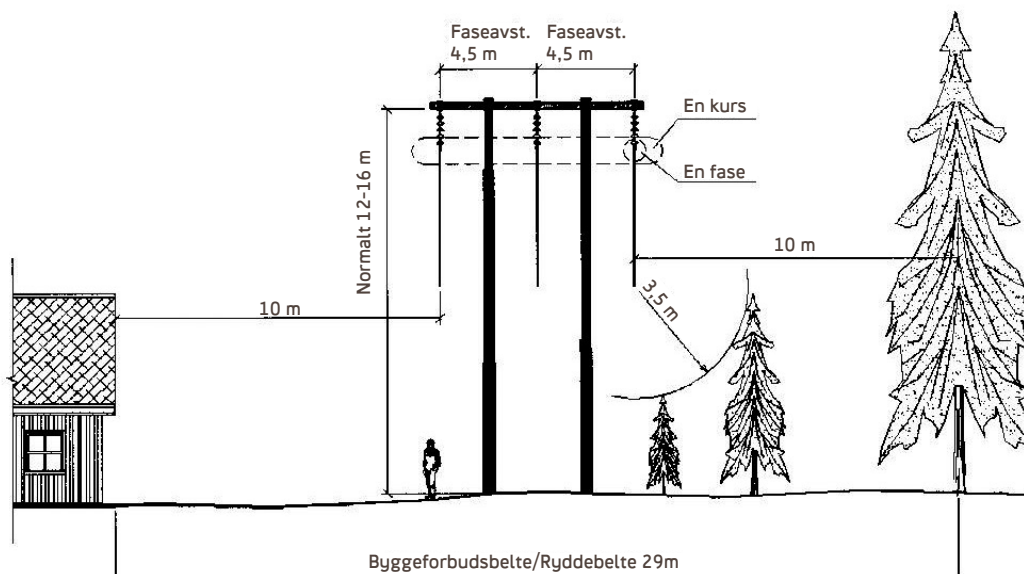
Figur 6.5 Skisse over nettilknytning



Figur 6.6 Linjetrasé for omsøkt nettilknytning

Tabell 6.3 Antatte spesifikasjoner for kraftledningen mellom Hitra 2 og Tjeldbergodden

DEL	SPESIFIKASJON
Trasélengde luftledning	Traséalternativ 8,5 km.
Trasélengde jordkabel	0,7 km
Trasélengde sjøkabel	6,5-7 km
Spenningsnivå	Driftsspennning 132 kV
Isolasjonsnivå	145 kV
Linetype	3 x FeAl 185, 143 MVA termisk overføringskapasitet
Mastetyper	Tremastledninger med ståltravers
Normale mastehøyder	12-16 meter
Isolatorer	Komposittisolatorer, alternativt benyttes glassisolatorer
Normale spennlengder	150 – 350 m
Jordkabeltype	3x1x240 TSLE, 105 MVA overføringskapasitet
Sjøkabel	3x185 Cu Pex, 89 MVA overføringskapasitet



Figur 6.7 Skisse av byggeforbudsbelte

Langs en 132 kV kraftledning kreves det av sikkerhetshensyn normalt et byggeforbudsbelte på 29 meters bredde som vist i Figur 6.7. Figuren viser et bilde av en mulig mastetype.

6.3.6 ENDRINGER I TJELDBERGODDEN TRANSFORMATORSTASJON

Ved tilknytning av Hitra 2 mot Tjeldbergodden er det nødvendig å gjøre endringer i transformatorstasjonen på Tjeldbergodden. Stasjonsbygningen må utvides noe for å få plass til nye 132 kV bryterfelt. Det er forutsatt å etablere et nytt SF6 bryteranlegg bestående av 3 bryterfelt. Eksisterende linje forutsettes lagt over til det nye bryteranlegget når dette er ferdig for å redusere utetiden på anlegget. Eksisterende 132 kV bryter vil da bli til overs. Endelig løsning blir bestemt under prosjekteringen. Stasjonen er eid av Statoil og forsyner industrianleggene på Tjeldbergodden. Ingen andre grunneiere vil bli berørt av utvidelsen av Tjeldbergodden transformatorstasjon.

6.3.7 SAMMENLIKNING AV TILKNYTNINGSALTERNATIVENE

Det er to alternative hovedløsninger for nettilknytning av Hitra 2, som vist i Figur 6.4. I dette kapittelet sammenlignes de to alternativene.

1. Ny trasé med sjøkabel til Tjeldbergodden. Det forutsettes at produksjonen fra Hitra 1 fortsatt mates ut på eksisterende 66 kV linje Fillan-Snillfjord.
2. Oppgradering av eksisterende nettilknytning mot Fillan og Snillfjord fra 66 til 132 kV. Denne løsningen omsøkes

i konsesjonssøknad om samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet, og det vises til denne for ytterligere detaljer om denne løsningen.

Alternativet mot Snillfjord forutsetter oppgradering av eksisterende 66 kV linje til 132 kV mellom Fillan og Snillfjord, oppgradering av 132 kV linje mellom Fillan og Snillfjord samt ny sentralnettstasjon mot 420 kV i Snillfjord. Alternativet mot Tjeldbergodden forutsetter 132 kV forbindelse fra Hitra til Tjeldbergodden. Produksjon fra Hitra 1 vindpark mates fortsatt ut på eksisterende 66 kV linje Fillan-Snillfjord.

Snillfjordalternativet er vurdert i sammenheng med flere andre vindkraftprosjekter i området, og oppgradering mot Snillfjord forutsetter realisering av noen av de øvrige prosjektene. Ved realisering av ny sentralnettstasjon i Snillfjord vil det ikke være produksjonsbegrensninger på Hitra 1 og 2 ved maksimal produksjon fra øvrige enheter i området.

Tjeldbergodden-alternativet er vurdert sammen med Skardsøya vindpark, men realisering av Hitra 2 vil være uavhengig av realisering av Skardsøya. Hvis både Hitra 2 og Skardsøya realiseres, vil det være nødvendig med oppgradering av 132 kV forbindelse Aura-Ranes-Trollheim. Ved full produksjon fra Hitra 2, Skardsøya og øvrige produksjonseenheter i området vil det være nødvendig med noe produksjonsfrakobling for vindparkene. Ved kun realisering av Hitra 2 vil det ikke være nødvendig med oppgradering i eksisterende nett.

Alternativet mot Tjeldbergodden krever mindre oppgraderinger i eksisterende nett, og er ikke avhengig av andre vindkraftprosjekter. Analysene viser at systemet vil være stabilt i de fleste feilsituasjoner.

Ved tilknytning mot Snillfjord vil en eldre 66 kV ledning mellom Fillan og Snillfjord kunne saneres når den nye 132 kV ledningen er satt i drift. Det lokale nettselskapet vil også ha nytte av en ny 132 kV ledning mellom Snillfjord og Fillan, og det er naturlig at en utbygging av denne forbindelse blir et samarbeid med nettselskapet.

Tilknytning mot Tjeldbergodden vil ha ca. 60 millioner lavere investeringskostnad enn tilknytning mot Snillfjord.

6.4 TRANSFORMATORANLEGG OG INTERNET NETT

6.4.1 TRANSFORMATORANLEGG I VINDTURBINENE

I hver vindturbin vil det bli installert en transformator, med en ytelse som tilpasses vindturbinene. Transformatorene hever spenningen fra maskinspenning (normalt 690 V) til 22 kV. Valg av turbintype eller annet spenningsnivå for jordkabelanlegget vil medføre endringer i spesifikasjonene.

Transformatorene vil bli utført enten tørrisolert eller oljekjølt og blir plassert i den enkelte vindturbin, enten oppe i maskinhuset eller i foten av tårnet. Her vil det også bli plassert nødvendig koblings- og kompenseringanlegg.

6.4.2 TRANSFORMATORSTASJON I VINDPARKEN

Eksisterende transformatorstasjon i Hitra vindpark utvides for å kunne ta imot produksjonen fra de nye vindturbinene. Det forventes at trafostasjonen må utvides med et bygningsareal på ca. 150 m² i tillegg til eksisterende bygg for å gjøre plass til nytt koblingsanlegg og ny transformator.

Dersom Hitra 2 skal realiseres med nettilknytning mot Snillfjord må eksisterende transformator (22/66 kV) byttes ut med en ny transformator (22/132 kV) som kan overføre produksjonen fra både Hitra 1 og 2. 66 kV koblingsanlegg vil fjernes. Nødvendig utvidelse av areal for transformatorstasjonen vil være i samme størrelsesorden.

Tabell 6.4 viser de vesentlige tekniske data for nødvendige nye komponenter i transformatorstasjonen.

6.4.3 22 KV KABELANLEGG I VINDPARKEN

Produksjonen fra vindturbinen planlegges overført til den nye transformatorstasjonen via et 22 kV jordkabelanlegg.



Figur 6.8 Transformatorstasjon og driftsbygg i Hitra vindpark

Tabell 6.4 Hovedkomponenter i transformatorstasjon

KOMPONENT	BESKRIVELSE
Krafttransformator (132/22) (Ved tilknytning mot Snillfjord)	1 stk, 60 MVA. (1 stk, 120 MVA)
132 kV bryterfelt	1 felt
22 kV koblingsanlegg - Vindturbiner - Krafttransformator	3 felt 1 felt
Stasjonstransformator 22 / 0,4 kV	1 stk
Kontrollanlegg	1 stk

22 kV kablene vil i hovedsak bli lagt i veien eller veiskulderen i veinettet i parken. Det kan i visse tilfeller være hensiktsmessig å legge kablene utenfor veien. Dette vil bli vurdert i detaljprosjekteringen. Der det er aktuelt vil dette gjøres på en måte som medfører minst mulig inngrep, og etter gjeldende forskrifter.

Fra hver vindturbin vil det gå én 22 kV kabel. Der vindturbinene ligger på rekke vil kabelforbindelsen fra "ytterste vindturbin" gå innom de neste vindturbinene, og kabeldimensjonen øker etter hvert som det blir flere vindturbiner på kabelkursen. Noen steder blir også flere kabler samlet i koblingsskap langs veien for å gå videre som én større kabel inn mot transformatorstasjonen. Forutsatt bruk av 2,3 MW turbiner vil jordkabelanlegget bestå av 3 kabelkurser ut fra transformatorstasjonen.

Kabeltyper og lengder er vist i Tabell 6.5.

Tabell 6.5 Kabeltype, lengde og dimensjon i jordkabelanlegg for Hitra2

KABELTYPE OG DIMENSJON	LENGDE [KM]
TSLF 3 x 1 x 95 Al	6,85
TSLF 3 x 1 x 240 Al	6,98
TSLF 3 x 1 x 400 Al	4,83
TSLF 3 x 1 x 630 Al	7,85
Totalt Sum	26,5

6.4.4 KOMPENSERING

Det reaktive forbruket i vindparken er forutsatt kompensert fullt ut, enten ved hjelp av automatisk kompensering i/ved hver enkelt vindturbin eller ved å ha kompenseringssystem i transformatorstasjonen. Endelig behov for kompensering må bestemmes og avpasses etter at endelig spesifisering for vindturbinene er bestemt.

6.5 ANDRE TILTAK I FORBINDELSE MED VINDPARKEN

6.5.1 KAI, ADKOMSTVEI OG VEIER I VINDPARKEN

To muligheter for adkomst til vindparken vurderes. Alternativ 1 er å benytte eksisterende adkomstvei til Hitra vindpark fra Straum. Alternativ 2 er en ny adkomstvei fra Ballsnesaunet sør for Eldsfjellet. Den alternative adkomsten er et avvik fra meldingen (juni 2008), og er foreslått etter samråd med Hitra kommune. Kommunen har lagt traseen for denne veien inn i forslaget til ny kommuneplan.

Årsaken til at ny adkomstvei omsøkes er at havna på Kuøya, som ble benyttet til lasting av vindturbiner etc. under byggingen av Hitra 1, ikke lenger egner seg til dette grunnet senere ombygging av havnen med en molo m.m. Basert på innspill fra blant annet losvesenet er det usikkert om kaien kan brukes til ilandføring av vindturbiner slik den fremstår i dag, uten relativt omfattende ombygging. Alternativ havn ligger i Hestvika sørøst på Hitra. I tillegg har Hitra kommune planer for et nytt kaianlegg like ved tunnelåpningen ved Sandstad, samt en fergekai i Laksåvika. Disse mulige kaiene vil ligge svært gunstig til for en kort og effektiv transport av nye vindturbiner til vindparken via tilleggsadkomst fra sør.

Under utbyggingen av Hitra vindpark i 2004 ble det gjort enkelte utbedringer på riksvei 714 og riksvei 713 fra Kuøya til Straum, for å muliggjøre transport av vindturbiner og annet materiell. Denne veistrekningen er så godt som uendret siden den gang.

Konsulentselskapet Rambøll har på oppdrag av SAE Vind gjort undersøkelser av alternative kai- og adkomstalternativ, og konkludert med at Hestvika (se Figur 6.9) kaianlegg virker å være det anlegget som er best egnet for lossing av vindturbiner. Hitra kommune har planer for nye kaianlegg sør på øya; Jøsnøya, Kalvøya ved Sandstad (industrikai for blant annet utskipping av oppdrettsprodukter) og Laksåvika (fergekai). Dersom noen av disse anleggene er ferdigstilt ved tidspunktet for bygging av Hitra 2, vil disse kunne være alternative kaier for ilandføring av vindturbiner med relativt kort avstand til en alternativ adkomstvei til vindparken fra sørsiden av denne.

Da utredningen av kaianlegg antyder at Hestvika kan være fortrukket kai, har det vært naturlig å vurdere en alternativ adkomstvei til vindparken på Eldsfjellet. Ved utredning av adkomst til Hitra vindpark i 1999, ble det vurdert en adkomstvei fra sør, ved Ballsnes. Dette alternativet utgikk, blant annet grunnet dårlig kvalitet på riksveien sør for Eldsfjellet. Denne veien er imidlertid blitt utbedret, og vurderes i dag å være av tilstrekkelig kvalitet til transport. Dersom en transport fra Hestvika skal gå opp eksisterende adkomstvei fra Straum, vil det bli nødvendig med tilpasninger av rundkjøringer i Fillan sentrum.

En adkomstvei fra sør vil gå opp fra Ballsnesaunet. I grove trekk vil veien følge en gammel skogsbilvei opp langs Aunelva, før den svinger opp mot Litle Damvatnet og deler seg. Total lengde, inkludert tilkomst til alle de tre radialene av vindturbiner vil bli 4,4 km inkludert de tre radialene til turbinene 6, 9 og 10. En slik vei vil imidlertid redusere behovet for internt veinett med 2,0 km.

Veinettet i Hitra 2 vindpark vil få en samlet lengde på om lag 13,4 km dersom adkomstveien fra sør blir bygget. Om denne ikke bygges er det behov for en vei fra ny turbin nr. 8 til vindturbinene på Ramnåsheia. Total lengde på veier i Hitra 2 vindpark blir ved dette alternativet om lag 15,4 km. Veienes bredde blir som de som allerede er bygget i Hitra vindpark, omlag 5,5 m med noe breddeutvidelse i krappe svinger og kryss. Total trasébredde inkludert grøfter vil normalt være om lag 10 m. Dette inkluderer ikke eventuelle skjæringer og fyllinger. Denne bredden er nødvendig både i bygge- og driftsperioden grunnet store transporter ved montasje av vindturbinene i byggefasen, og mulige utskiftninger av vindturbinenes komponenter i driftsperioden.

For å legge til rette for en rasjonell driftsfase, ønskes veiene i størst mulig grad forbundet sammen slik at transport i vindparken kan foregå uten "blindveier". Masser som blir



Figur 6.9 Mulige kaianlegg ved utbygging av Hitra 2

tatt ut i forbindelse med bygging av veisystemet i vindparken vil bli nyttet så langt det er mulig som fyllingsmasse.

Adkomstveien til vindparken vil normalt bli stengt for alminnelig motorisert ferdsel med bom. Spørsmålet avklares med grunneiere og Hitra kommune.

6.5.2 MONTASJEPLASSER

Ved hver vindturbin blir det opparbeidet montasjeplasser for kraner til bruk under montasjearbeidet i anleggsfasen og service i driftsfasen. Det settes av plass på ca. 50 x 20 m med moderate stigningsforhold (1:40) ved hver vindturbin. Endelig utforming av montasjeplassene blir gjort i samarbeid med vindturbinleverandøren når turbintype og størrelse er fastsatt.

6.5.3 FUNDAMENTER

Fundamentene til vindturbinene vil normalt bli utført som fjellfundamenter med forankring i fjellet ved hjelp av forspente strekkstag eller alternativt som gravitasjonsfundamenter (løsmasse-fundamenter), dersom fjellkvaliteten ikke er god nok for fjellfundamenter. Endelige fundamentløsninger vil bli bestemt etter at det er foretatt grunnunder-

søkelser på hver enkelt turbinposisjon, og dette kan først gjøres etter at type og størrelse, antall og endelig posisjon for hver enkelt vindturbin er bestemt. Fundamentene vil bli konstruert/dimensjonert i samarbeid med vindturbinleverandøren. Fundamentene vil bli liggende under planert terrengnivå og vil ikke være synlige når anlegget står ferdig.

6.5.4 METEOROLOGIMAST

Det skal oppføres minimum en permanent meteorologimast i Hitra 2 vindpark for registrering av vindforhold og andre klimadata for oppfølging av produksjonsdata. Masten vil få en høyde tilsvarende navhøyden til de valgte vindturbinene. Posisjonen for meteorologimasten(e) vil bli fastsatt i samarbeid med valgt vindturbinleverandør iht. gitte standarder, og vil ikke kunne angis før endelig utbyggingsløsning er bestemt.

6.5.5 AREALBRUK I VINDPARKEN

Det direkte arealbeslaget av omsøkt utbyggingsplan for Hitra 2 er vist i Tabell 6.6.

Den eksisterende vindparken Hitra 1 er regulert gjennom reguleringsplan. Reguleringsplangrensene omfatter

Tabell 6.6 Anslag over direkte arealbeslag

TILTAK	AREAL (daa *)	
	MED NY ADKOMSTVEI	UTEN NY ADKOMSTVEI
Internveier **	ca. 134 daa	ca. 154 daa
Adkomstvei **	ca. 44 daa	0 daa
Vindturbiner og montasjeplasser ***	ca. 25 daa	ca. 25 daa
Samlet	ca. 203 daa	ca. 179 daa

* 1 dekar (daa) = 1000 m²

** Bredde arealbeslag vei = 10 m

*** Vindturbinene med montasjeplass vil hver permanent beslaglegge et areal på ca. 1000 m²

et større areal enn det direkte arealbeslaget. Hitra kommune har planer om å lage en kommunal reguleringsplan for Hitra 2 etter at det eventuelt er gitt en konsesjon, og detaljplanarbeidet er gjennomført.

6.6 ANLEGGSVIRKSOMHETEN

6.6.1 VINDTURBINER, FUNDAMENT OG VEIER

Vindturbinene er tenkt transportert med båt fra leverandør til enten eksisterende kai i Hestvika eller til en av flere mulige framtidig nyetablerte kaianlegg på sørsiden av Hitra (se kapittel 6.1.3) Fra kai transporteres turbinene med spesialkjøretøy langs frem til vindparken.

Avhengig av valg av turbintype behøves det ca. 10 transporter for å frakte en vindturbin. Transport av kran, anleggsmaskiner og betong m.m. kommer i tillegg. Lengste kolli forventes å bli mellom 40 og 60 meter, avhengig av turbinstørrelse. Tilsvarende vil største komponent som fraktes veie mellom 80 og 130 tonn. Vindturbinene blir satt sammen på stedet ved bruk av mobilkraner. Monteringsopplegg og kranstørrelse bestemmes av vindturbinleverandøren.

Det må etableres fundament for hver enkelt vindturbin. Fundamentene til vindturbinene i Hitra 2 vindpark forventes normalt å bli utført som fjellfundamenter. Dersom det bygges gravitasjonsfundamenter vil det medgå 300 - 600 m³ betong i hvert fundament, avhengig av turbinstørrelse. Ved bygging av fjellfundament vil betongmengden ligge på ca. 60 - 80 m³. En kombinasjon av de to fundamenttypene er også mulig, avhengig av de spesifikke grunnforholdene på hver enkelt turbinposisjon.

Byggematerialene vil for det meste kunne anskaffes lokalt i regionen.

6.6.2 VEIER OG KABELLEGGING

Veiene vil bli lagt så skånsomt som mulig i terrenget. Veiene dimensjoneres for aktuell last i anleggsfasen, og 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 toppmasser (jord og torv).

I vindparken vil det bli lagt 22 kV kabler samt signalkabler i veiskulderen. Omfylling og overdekning vil bli gjort i henhold til forskrift om elektriske forsyningsanlegg.

6.6.3 TRANSFORMATORSTASJON

Utvidelsen av transformatorstasjonen i vindparken vil bli et bygg på betongfundament og av prefabrikkerte elementer av betong, stål og/eller tre.

Transformatoren med transportvekt opp til 80-110 tonn (størrelse avhenger av nettløsning) transporteres inn i vindparken. Transformatoren er tenkt fraktet til kai på Hitra med skip og videre til vindparken med spesialkjøretøy.

6.6.4 MIDLERTIDIG AREALBRUK

Midlertidige lagerplasser

Det kan bli behov for om lag 5 daa areal for midlertidig mellomlagring i anleggsperioden. Arealet vil enten bli lokalisert i nærheten av kai eller langs veien mellom kai og vindparken, og avtaler om dette vil bli inngått med aktuell grunneier.

Transportveier

For å unngå tilkjøring eller bortkjøring av masse, vil en søke å oppnå massebalanse ved bygging av veier og oppstillingsplasser. Eventuelt kan sidetak eller massedeponi etableres i vindparken. Disse vil i så fall bli tilpasset terrenget på best mulig måte. Siden veisystemet ikke er detaljprosjektert bør behov for og eventuelt lokalisering av mas-

seuttak bli avklart senere i prosessen, etter at endelig valg og plassering av vindturbiner er foretatt.

Utover dette synes det ikke å være aktuelt med midlertidig arealbruk knyttet til transportveiene i vindparken.

6.6.5 OM DRIFT AV HITRA 1 UNDER BYGGING AV HITRA 2

Utvidelse av transformatorstasjonen kan bygges uten å forstyrre driften av eksisterende stasjon, men eksisterende 66 kV kabel ved stasjonen må legges om før byggingen kan påbegynnes. Det antas at hele transformatorstasjonen må være utkoblet 1-2 dager for dette arbeidet. I den perioden dette arbeidet pågår er det ikke mulig å få ut produksjon fra eksisterende vindpark.

I byggeperioden forutsettes det at kablene fra de nye turbinene legges på den andre siden av veien i forhold til eksisterende kabler, slik at arbeidet med kabelgrøfter og kabellegging kan utføres uten at driften på eksisterende turbiner blir påvirket. I foreslått utbyggingsløsning er det en ny turbin (nr. 3) som skal tilknyttes til en eksisterende kabelkrets. Kabelleggingen og klargjøring av kablet vil bli gjort uten påvirkning av driften, men når kablet fra den nye turbinen skal kobles til eksisterende turbin må den aktuelle kursen tilknyttet kobles ut noen timer.

Alt arbeid som medfører stans i eksisterende vindpark kan planlegges slik at det blir utført i en periode med lite vind eller når det skal gjøres større vedlikehold i stasjonen eller vindparken for å minimere de økonomiske konsekvensene av tapt produksjon.

Dersom eksisterende 66 kV forbindelse mot Fillan skal bygges om til 132 kV kan det forventes en utetid for vindparken på i størrelsesorden 2 måneder. En ombygging av eksisterende transformatorstasjon med bytte av transformator kan gjøres i samme periode.

6.7 NØDVENDIGE OFFENTLIGE OG PRIVATE TILTAK

6.7.1 TILTAK VEDRØRENDE TRANSPORT

Det vil kun kreves få tiltak på privat og offentlig vei ved transport av turbiner. Hvor omfattende utbedringer som er påkrevd vil bli fastlagt etter valg av turbintype og en grundig tilstandskontroll av veien før anleggsarbeidene igangsettes.

Det vil bli søkt Statens vegvesen om dispensasjon for spesialtransport.

6.7.2 KAI

Ved bruk av kai i Hestvika må bruken avklares med eier Bache & Co AS. Dersom det alternativt velges å etablere et permanent eller midlertidig kaianlegg, må dette avklares nærmere med kommunen som arealregulerende myndighet og med berørte grunneiere.

6.8 PRODUKSJONSDATA

Produksjonen til en vindpark bestemmes i hovedtrekk av turbintype og navhøyde samt vindstyrke og andre klimatiske forhold. Jevn og sterk vind med lite turbulens vil gi en høy, stabil produksjon. Turbinene produserer vanligvis energi fra 4 til 25 m/s. Under 4 m/s er det for lite vind, og over 25 m/s er det for stor belastning på turbinene og de må stoppes.

Vindressursanalysen viser at det er gode vindforhold for vindkraftutbygging i planområdet. Produksjonen fra Hitra 1 bekrefter det. Vindparken har hatt en årlig gjennomsnittlig produksjon på 138 GWh mellom 2005 og 2009. Som beskrevet i underkapittel 5.5 indikerer gjennomførte vindmålinger lav turbulens. Det er derimot en viss usikkerhet knyttet til turbulensforholdene i området som ligger nordøst for de nordligste eksisterende turbinene. Derfor er det valgt å prosjektere høyere turbiner (tårnhøyder på 105 m) i dette området. En mer detaljert analyse av turbulensforholdene vil bli utført nærmere en eventuell utbygging.

Det er gjort produksjonssimuleringer basert på utbyggingsplanen omtalt i 6.1.2. Alle 25 planlagte turbiner er IEC klasse II. For de to turbinplasseringene hvor det er lagt til grunn en større tårnhøyde (se kap 6.1.2) er det her valgt å benytte eksempelturbiner med 3 MW installert effekt og tårnhøyde 105 m. Ellers har de andre turbinene en tårnhøyde på 80 m og en installert effekt på 2,3 MW. Total installert effekt i vist utbyggingsplan er 58,9 MW. Produksjonsberegning utført med representative effektkurver viser at Hitra 2 vindpark vil få en netto produksjon på ca. 166 GWh/år. Den foreslåtte utbyggingsplanen er utformet slik at påvirkning på eksisterende turbiner i form av vake-tap, blir minst mulig (ca. 5 %). De estimerte vindproduksjonsdataene er vist i Tabell 6.7.

Netto produksjon er produksjonen fratrukket tap som skyldes: vakeeffekt (7,5 %), turbinutilgjengelighet (3,5 %), vindhysterese (3 %), transport av elektrisitet (1,9 %) og lufttetthet (1 %).

Tabell 6.7 Estimerte vindproduksjonsdata for Hitra 2.

	ENHET	HITRA 2
Turbinstørrelse	MW	2,3*
Antall turbiner		25
Installert kapasitet	MW	58,9
Netto produksjon	GWh/år	165,7
Brukstid	timer/år	2813

* Det er benyttet en installert effekt på 3 MW for to turbiner med tårnhøyde på 105 m. langsiktig estimert produksjon som tar hensyn til vaketap fra Hitra 2 (ca. 5 %)

6.9 KOSTNADER

Investeringskostnadene knyttet til etableringen av Hitra 2 vindpark anslås til ca. 760 mill. NOK for en vindpark med samlet installert effekt på 58,9 MW. Kostnadsoverslagene inkluderer også SAE Vinds kostnader for en nettilknytning til regionalt nett ved Tjeldbergodden industriområde. Montasje og transport av vindturbinene og annet utstyr er inkludert i de oppgitte kostnadstallene. Samlet investering forventes å utgjøre en kostnad på ca. 13 mill. NOK per MW.

Investeringskostnadene vil variere ut fra endelig valg av leverandører og teknologiske løsninger, markedssituasjonen ved investeringstidspunktet, myndighetspålegg etc. Kostnadsspesifikasjonen som gjengis i Tabell 6.8 er derfor beheftet med betydelig usikkerhet og må følgelig forstås som et eksempel på en mulig kostnadsfordeling.

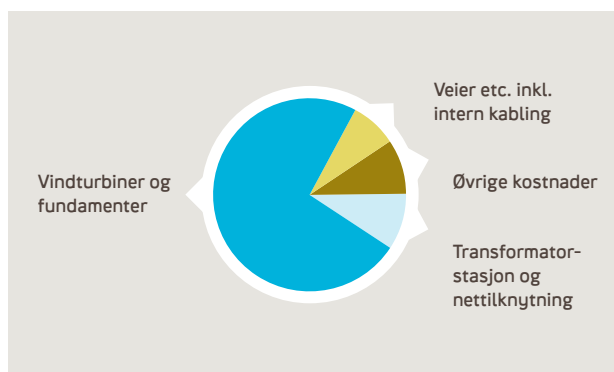
Tabell 6.8 Foreløpig kostnadsanslag for Hitra 2 vindpark

KOSTNADSELEMENT	KOSTNAD
Vindturbiner og fundamenter	560 MNOK
Veier etc. inkl. intern kabling	60 MNOK
Transformatorstasjon og nettilknytning	70 MNOK
Øvrige kostnader*	70 MNOK
Totalt	760 MNOK

* Inkluderer prosjektadministrasjon, prosjektledelse, forsikring, byggelånrente og utført utsette kostnader

Kalkylen er basert på egne beregninger og erfaringstall fra tilsvarende anlegg, samt fra senere tilegnede kunnskaper om markedssituasjonen. Det refereres til prisnivå i 2009. Det er ikke tatt hensyn til evt. offentlig eller annen investeringsstøtte. Figur 6.10 viser forventet kostnadsfordeling for Hitra 2 vindpark med 58,9 MW installert effekt. Dersom en utbyggingsløsning med større vindturbiner blir realisert, vil kostnadsfordelingen kunne avvike noe fra dette.

Det antas drifts- og vedlikeholdskostnader på mellom 12 og 15 øre/kWh, dette ut fra egne og internasjonale erfaringstall. I tillegg kommer kostnader til offentlige skatter samt årlige produksjons- og nettrelaterte kostnader samt kostnader til leie av grunn.



Figur 6.10 Forventet fordeling av investeringskostnader

Basert på en anslått produksjon på 166 GWh, de ovennevnte investeringskostnadene, en kalkulasjonsrente på 6,5 % og en levetid for vindparken på 20 år gir dette en samlet produksjonskostnad på mellom 53 og 58 øre/kWh (inklusive drifts- og vedlikeholdskostnader). Dette betyr at en utbygging av vindparken under dagens rammebetingelser ikke vil oppnå lønnsomhet, uten at det gis en form for tilskudd.

6.10 DRIFT OG VEDLIKEHOLD AV VINDPARKEN

Gjennom vindparkens levetid vil det kontinuerlig arbeides med drift og vedlikehold. I dette arbeidet vil SAE Vind dra nytte av omfattende driftserfaring fra de eksisterende vindparkene til Statkraft og Agder Energi. Overordnede mål for arbeidet er sikkerhet, høy produksjonstilgjengelighet og lang teknisk levetid på vindparkens installasjoner. SAE Vind ønsker å overta driften og vedlikeholdet av anlegget etter en relativt kort serviceavtale med leverandøren. En serviceavtale innebærer at leverandøren har ansvaret for drift og vedlikehold i en oppstartsperiode. Det er vanlig at slike serviceavtaler har en varighet på fra to til fem år.

SAE Vind vil ha ansvaret for eieroppfølging, prognosering av produksjon og kraftsalg. Administrasjon, planlegging og utøvelse av den løpende driftsledelse vil bli utført av Agder Energi Produksjon (AEP), som er i ferd med å bygge opp en egen enhet for dette. De daglige praktiske driftsoppgavene for øvrig vil bli utført av driftspersonell i vindparken og personell på nærmeste regionale driftssentral.

6.10.1 DRIFTSPERSONELL I VINDPARKEN

Etter serviceavtalens utløp vil SAE Vinds eget driftspersonell være trent til å utføre alle nødvendige arbeidsoppgaver. Alle ansatte vil da ha gjennomgått interne opplæringsprogram og tekniske treningskurs gitt av turbinleverandøren. Helse, miljø og sikkerhet er sentrale temaer gjennom hele den teoretiske og praktiske opplæringen. Drifts- og vedlikeholdslederen, teknikere og spesialteknikere vil være stasjonert på servicesenteret i vindparken. Disse skal ha ansvaret for daglig tilsyn, utførelse av oppgraderinger, planlagt vedlikehold, ikke-planlagt vedlikehold og lagerbeholdning. Gode rutiner og god planlegging er nødvendig for at vedlikeholdsarbeid kan utføres effektivt i sommerhalvåret eller i andre perioder med mindre vind. Vedlikehold i lavvindperioder er viktig for sikker utførelse av arbeidet og for å gjøre produksjonstapene minst mulig. Ved større periodisk vedlikehold kan det bli aktuelt å leie inn ekstra teknisk personell fra nærliggende kompetansesentra. Det vil også være behov for andre lokale tjenester som brøyting av interne veier i vindparken og vedlikehold av bygninger etc.

6.10.2 KONTROLL OG STYRING FRA REGIONAL DRIFTSSENTRAL

Driften av en vindpark er i stor grad automatisert ved hjelp av dataverktøy og interne styringssystemer i hver enkelt vindturbin. Signaler fra styringssystemene overføres digitalt og muliggjør overvåkning fra regionale driftssentraler. Personellet i en regional driftssentral vil overvåke og fjernstyre vindturbinene døgnet rundt. I tillegg vil det være en lokal styringssentral i servicebygget i vindparken som kan styre de enkelte vindturbiner. Dersom det oppstår situasjoner som krever teknisk oppfølging i vindparken, vil lokalt driftspersonell bli kontaktet. Både Agder Energi Produksjon og Statkraft har døgnbemannede driftssentraler i Norge som vil kunne være aktuelle for overvåkning og styring av vindparken. Løsninger i samarbeid med andre utbyggere i området kan også være aktuelt. Samarbeidet kan omfatte felles servicebygg, teknisk personell og styring fra en felles driftssentral.

6.10.3 DRIFTSKOSTNADER

Driftskostnader for vindkraftanlegg avhenger av en rekke faktorer. Klima og vindforhold påvirker valg av turbinteknologi og levetid på teknisk utstyr. Reparasjoner og utskifting av komponenter utgjør en stor andel av de totale driftskostnadene. I områder med tøffe klimatiske forhold kan fremkommelighet til turbinene være utfordrende. Rask feilretting er avgjørende for å minimere produksjonstap.

Avstanden til kompetansesentra og nødvendige servicetilbud, som for eksempel leie av mobilkran, vil påvirke mobiliseringstid og kostnad ved uforutsette hendelser. Dersom avstanden er lang, kan det være behov for å ansette flere teknikere lokalt. Dersom det finnes andre nærliggende vindkraftanlegg vil samarbeid kunne effektivisere driften. I tillegg kan det være aktuelt å inngå samarbeid om å stasjonere større mobilkraner lokalt, gjerne i samarbeid med lokale firma.

Prognosering og beregning av kraftproduksjon i vindparken er en annen viktig faktor. SAE Vind skal beregne neste døgns produksjonsvolum for innmelding til Statnett. Statnett er systemansvarlig for nettet i Norge og sørger for balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Dersom en kraftprodusents prognoser og faktiske produksjon avviker fra det som er innmeldt, vil dette medføre en kompensasjonskostnad som produsenten må dekke. Gode prognoser bidrar til å holde disse kostnadene lavest mulig for produsenten.

Forsikring, nettariffer, kompensasjon til grunneiere og eventuell eiendomsskatt til kommunen er andre hovedelementer i driftskostnadene. Disse elementene er ikke inkludert i den driftskostnaden per kWh som er oppgitt i kapittel 6.9.

7 SAMMENDRAG AV ETTERUNDERSØKELSER OG KONSEKVENSTREDNINGER

7.1 INNLEDNING

NVEs utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (vedlegg 2.1) fastsetter at det skal tas utgangspunkt i utredningsprogrammet av 1999 for Hitra vindpark, samt konsekvensutredningene som ble gjort i 2000. Tidligere utredninger skal oppdateres i nødvendig utstrekning i lys av det nye prosjektet samt ny kunnskap. NVE anser videre utvidelsen av Hitra vindpark som en god anledning til å gjennomføre oppfølgende undersøkelser samt klargjøre virkningene av vindparken. En del tilleggskrav til utredningsprogrammet fra 1999 er videre spesifisert. Tilleggskravene omfatter både utredninger av konsekvenser fra Hitra 1, samt nye utredningstema for Hitra 2 vindpark.

I dette kapittelet gis en kortfattet beskrivelse av mulige konsekvenser av Hitra 2 vindpark for miljø, naturressurser og samfunn. I tråd med krav i NVEs utredningsprogram beskrives også resultatene fra etterundersøkelsene av effekter fra utbygging og drift av Hitra 1. Beskrivelsen for de fleste temaer er basert på fagutredninger utarbeidet for SAE Vind av uavhengige fagmiljøer. I Del B er fagrapportene gjengitt i sin helhet, inkludert temakart, visualiseringer og andre vedlegg. Her finnes også en oversikt over hvem som har utredet de ulike fagtemaene.

Det er gjort etterundersøkelser på flere temaer enn hva som er pålagt av NVE. Utredningene som har vært gjort, er nyttige for å belyse effekten av vindkraft i et lokalsamfunn, samtidig som de gir fagutredere en god anledning til å etterprøve de konklusjoner som ble trukket under konsekvensutredningen av Hitra 1 i 1999. En slik etterprøving kan bidra til å styrke kvaliteten på fremtidige konsekvensutredninger.

Det generelle bildet som fremkommer i etterundersøkelsene under viser små negative virkninger av vindparken, og flere positive effekter for Hitra-samfunnet. Konsekvensutredningene av planene for Hitra 2 viser generelt små negative virkninger, samt en styrking av de allerede positive effektene av vindparken.

7.2 LANDSKAP – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter Hitra 1

Det er foretatt ettersvisualisering av Hitra 1 vindpark fra samme steder som i konsekvensutredningen fra 1999. Disse viser i det store og hele at turbinplasseringer og størrelser er riktig gjengitt, dog slik at noen turbiner er vist høyere over horisonten i fotomontasjene enn i virkeligheten. Det

skyldes i hovedsak at det i utredningsfasen den gang bare var tilgjengelig kartverk med ekvidistanse 20 meter, og da ble i tvilstilfelle turbinene heller plassert noe høyere enn noe lavere i terrenget for ikke å underdrive effektene. Alt i alt er dette likevel detaljer som betyr lite for inntrykket. Ellers er det mest iøynefallende at vær og lys i de nye bildene er forskjellig fra de i bildene turbinene i sin tid ble visualisert på. Dette viser hvor flyktig og variabelt inntrykkbildet kan være så vel i løpet av en dag som over året.

Det som imidlertid slår en ved betraktning av de opprinnelige visualiseringene, er at turbinene stort sett fremstår som for hvite. I virkeligheten duses turbinene ut i dis og vekslende himmellys. Det betyr ikke nødvendigvis at visualiseringene var "feil". En fotomontasje er tross alt bare en todimensjonal statisk gjengivelse av en tredimensjonal virkelighet, og det kan vel være at øyet oppfatter turbinene klarere i virkeligheten enn på bildet. Man skal derfor være litt forsiktig med å bruke "for naturtro" gjengivelse av turbinene på fotomontasjer, spesielt der de tenderer til å gro inn i himmelbakgrunnen. Det viktigste for beslutningstakerne og berørte er tross alt at de får et godt inntrykk av turbinenes størrelse og plassering i landskapet. Det er derfor ikke noen grunn til å la automatiske programinnstillinger slavisk styre gjengivelsen av turbinene i visualiseringene. Gode visualiseringer må være basert på skjønn og praktisk erfaring.

Konsekvensvurdering Hitra 2

Tiltaket vurderes å ha små til middels negative effekter og konsekvenser. Effekter av fjernvirkning, når man ser anlegget på avstand, er i det store og hele små, tatt i betraktning at anleggets størrelse fordobles. Hovedgrunnen til det er at anlegget ikke spres over et vesentlig større område enn i dag, og at det er få nye områder der anlegget blir synlig, sammenlignet med i dag. De største ulempene knytter seg til introduksjonen av to turbiner lengst nordøst i anlegget som kan få betydelig høyere tårn enn de øvrige. Det blir noen flere synlige turbiner, som også til dels er noe nærmere bebyggelse enn turbinene i dagens anlegg. Dette gjelder for eksempel fra steder som Ballsnes og Vågen på sørsiden av vindparken, og fra Straum og Søraunet på nordøstsiden av anlegget. Visualiseringer av tiltaket er vist i fagrapport for landskap, som ligger i Del B av konsesjonssøknaden.

Adkomstveien fra sør har små negative konsekvenser. Netttilknytningen mot Tjeldbergodden har små negative effekter og liten negativ konsekvens for landskapet. Transformatorstasjonen samlokaliseres med eksisterende anlegg tilhørende Hitra 1, og vurderes som et ubetydelig inngrep.

7.3 KULTURMINNER – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter Hitra 1

I grove trekk stemmer vurderingene i konsekvensutredningen for Hitra 1 fra 1999 over ens med de metoder og skjønn som legges til grunn i dag.

Det har ikke vært noen direkte inngrep med kulturminner under utbyggingen av Hitra Vindpark. Ved fylkeskommunale arkeologiske undersøkelser før utbygging ble det gjort en del funn av blant annet steinalderminner i traseen for adkomstvei. Gjennom justering av veitrasé unngikk man direkte berøring med disse funnene. Visuell påvirkning fra vindparken på kulturmiljøer på Hitra har vært begrenset til ubetydelig.

Områdebeskrivelse og verdivurdering

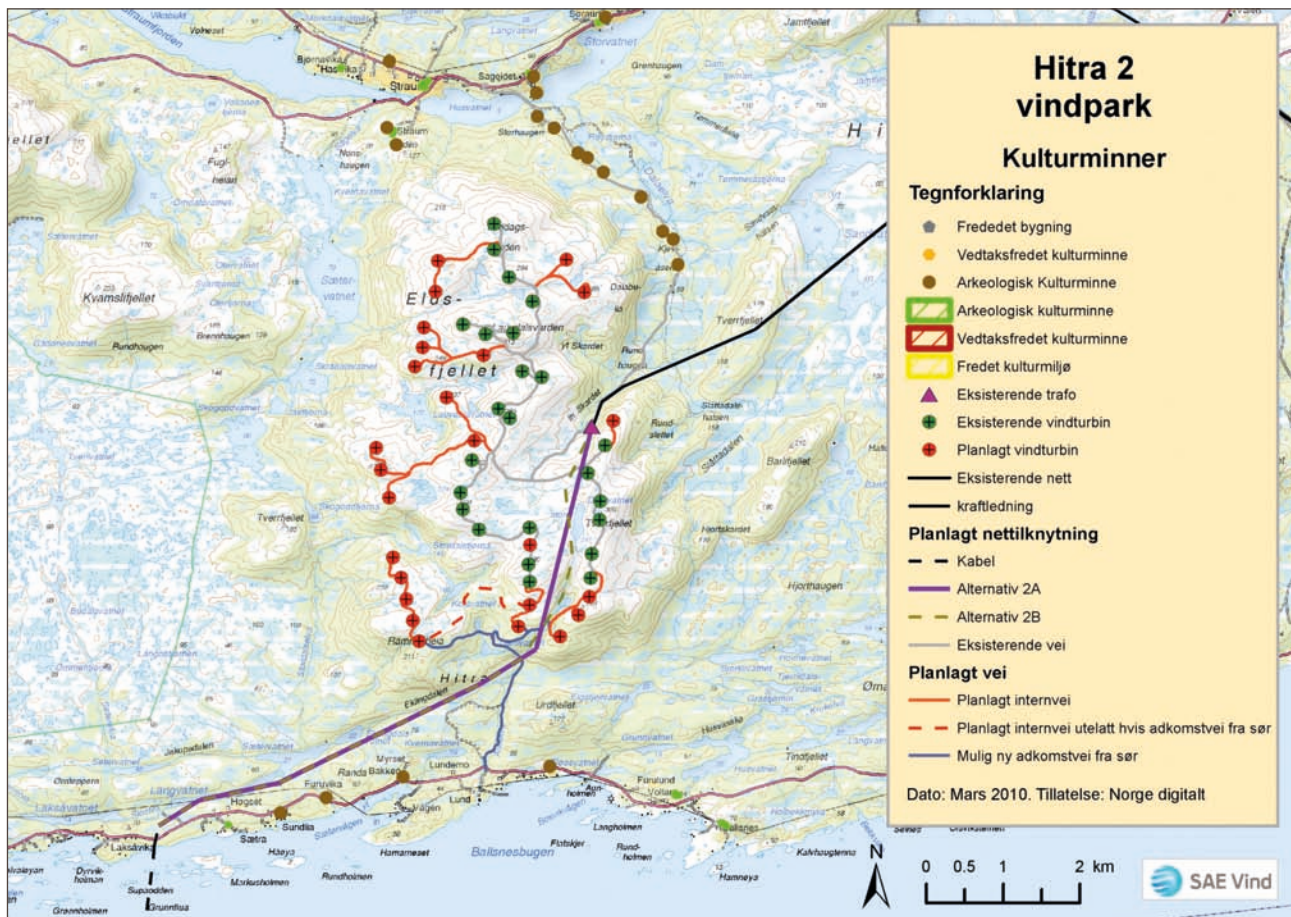
Det foreligger opplysninger om et par varder og et bogastelle som muligens faller innenfor den planlagte utvidelsen (Hitra 2). Ut over dette er det ikke kjent kulturminner eller kulturmiljøer i planområdet for selve vindparken. Når

det gjelder kulturminner innen det definerte influensområdet, er det ingen samling enkeltminner som har fått status som kulturmiljø. Kulturlandskapene har heller ikke såpass store historiske strukturer eller verdier at NIKU har sett det formålstjenelig å definere kulturmiljøer ut fra slike kriterier.

I følge kulturminneregisteret "Askeladden" er det registrert flere faste fornminner og funn langs kyststripen mellom Kvammen og Olsvika. Det dreier seg om flere steinalderlokaliteter, heller, gravfelt og en rekke løsfunn som spydspiss av skifer og diverse andre skifer-redskaper, heller, steinalderboplasser. Imidlertid er samtlige av disse kulturminnene lokalisert syd for eller umiddelbart på nordsiden av Rv 713. Det vil si i god avstand fra planlagte tiltak.

I forbindelse med nettilknytningen i sjø, vurderes potensialet for å påvise skipsvrak mellom Laksåvika og Tjeldbergodden for å være forholdsvis stort.

Potensialet for funn av hittil ukjente automatisk fredete



Figur 7.1 Temakart kulturminner; registrerte lokaliteter

kulturminner innenfor selve vindparkutvidelsen er vurdert som meget lavt. Imidlertid er potensialet høyt når det gjelder områder for nettilknytning på land og i vann, samt adkomstvei i syd. Potensialet vil variere innenfor områdene, avhengig av topografi.

Registrerte kulturminner er vist på kart i Figur 7.1.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Potensialet for funn av og skade på hittil ukjente automatisk fredete kulturminner innenfor planområdene er vurdert som middels. De negative konsekvensene er vurdert som høyest langs ny adkomstvei og i forbindelse med nettilknytningene. En øket visuell innvirkning på kulturminner generelt er vurdert som begrenset.

Negative konsekvenser for vindparkutvidelsen med internveier er vurdert å være **ubetydelige**. Langs den sørlige adkomstveien vurderes sannsynligheten for funn av steinalderlokaliteter som stor, med **middels negativ** konsekvens. Kraftledningstraseen vurderes å ha **middels til liten negativ** konsekvens.

7.4 VEGETASJON OG NATURTYPER – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1

I 1999 var det ikke kjent spesielle verdifulle floraforekomster (rødlistearter) eller botaniske verneverdier innenfor planområdet. Det ble påpekt mulige endringer i myrvegetasjonen pga avskjæring med veier og mulige dreneringseffekter av dette.

Konsekvensene ble vurdert til middels til små negative for flora og vegetasjon. Atkomstveien til Eldsfjellet ble vurdert å kunne gi negativ påvirkning på fattige lyngheier, skoger og myrer. De berørte vegetasjonstypene var generelt sett vanlige i området og sjeldne arter ble ikke registrert. Traseen for kraftledning mot Fillan ble vurdert å gi liten negativ konsekvens. Det ble ikke registrert noen verneverdige geologiske forekomster som kunne bli negativt påvirket av utbyggingen.

Ved feltundersøkelser i 2009 ble det ikke funnet tegn til endring i myrvegetasjonen oppstrøms og nedstrøms internveier som kunne tilskrives endret vannhusholdning. Det observeres at veifyllingene har gode vanntransporterende egenskaper, noe som bidrar til at negative konsekvenser ikke har oppstått. Konsekvensen for vegetasjonen utenom de arealene som er direkte berørt av inngrep

vurderes i dag som ubetydelig. Det ble verken i 1999 eller 2009 funnet spesielle verdifulle geologiske elementer som kunne bli påvirket av tiltaket.

Veikanter og andre fyllingskanter eller sår etter sprenningsarbeid har blitt beslått med myrmasser eller stein og grusmasser. Generelt er dekningsgraden av planter større på myrmassene enn stein og grusmassene. Moser mangler i hovedsak helt i stein og grusmassene, mens de er vanlig på områder beslått med myrmasser.

Områdebeskrivelse og verdivurdering

Planområdet for utvidelsen av vindparken samt deler av traseen for kraftledning mot syd og atkomstvei fra syd ble befart i august 2009. Det ble ikke funnet truede plantearter verken i felt eller gjennom søk i Artsdatabankens Artskart. Vegetasjonen på rabbene over tregrensen (i vindparkområdet) var dominert av vegetasjonstypen "Alpin røsslynghei" med overgang til "Grepelyng-lav/moserabb". På myrene dominerte "Fattig tuemyr" med overgang til "Ombrotrof tuemyr". Vegetasjonen i skogen under tregrensen var dominert av "Røsslyng-blokkbærfuruskog". På myrene dominerte "Fattig tuemyr" med overganger til "Ombrotrof tuemyr" og svakere overganger til "Fuktig lynghei". Det ble funnet vegetasjonstyper på land som tilfredsstillende kriteriene til kartfesting og verdsetting av naturtyper i plan- og influensområdet. Det er ikke registrert vernede geologiske forekomster i plan- eller influensområdet. I Laksåvika (i sjøen) ligger det en lokalitet av naturtypen "Skjellsand" som kan bli berørt av traseen for sjøkabel over til Tjeldbergodden. Registrering av naturtyper av verdi er vist i kart i Figur 7.2.

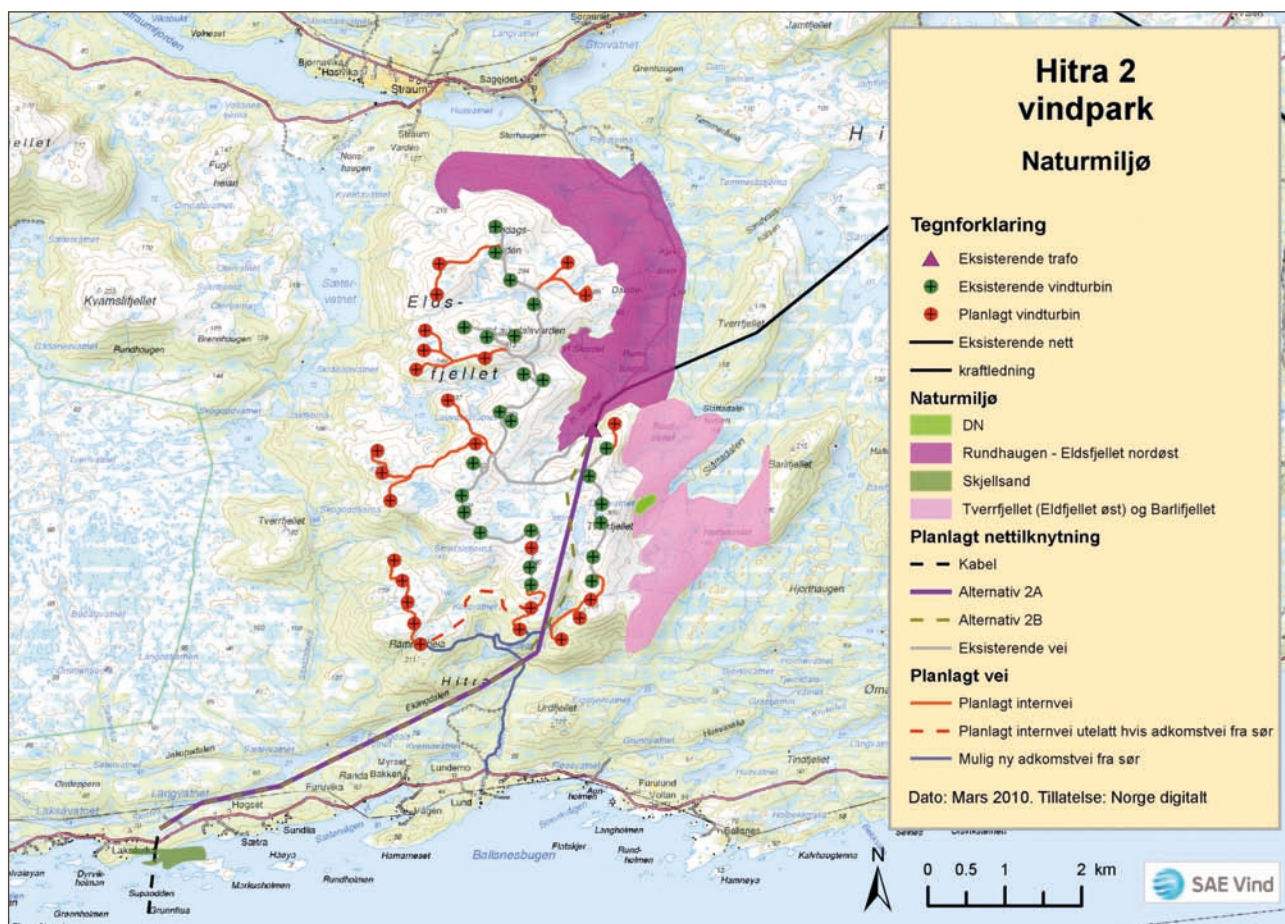
Konsekvensvurdering av Hitra 2

For flora, vegetasjon, naturtyper på land og geologiske forekomster i planområdet, er konsekvensen vurdert til ubetydelig siden tiltaket ikke berører kjente lokaliteter av disse naturelementene. For sjøkabelen er konsekvensen vurdert til liten negativ selv om kabelen må legges gjennom naturtypen "Skjellsand".

7.5 FUGL – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1

Søk etter døde fugler er gjort med hund i tidsrommet april-november 2009 (i alt 24 søk), etter samme metodikk som brukt på Smøla. Det er funnet 3 havørner og 7 liryper. Samlet er det funnet 5 døde havørner siden sommeren 2006, 1 fra 2006, 1 fra 2007 (eller 2006), 3 fra 2008 og



Figur 7.2 Temakart naturmiljø; registrerte naturtyper

0 fra 2009. Dette betyr et gjennomsnitt på ca. 0,06 døde havørner/turbin/år. Funnene av lirype gir et gjennomsnitt på 0,17 døde ryer per turbin og år. Funn av døde fugler representerer minimumstall for dødelighet. Det er ikke forsøkt å estimere total kollisjonsrate, men forsvinningsrate og søkseffektivitet for hundene indikerer at det reelle antall kollisjonsdrepte fugler ligger noe høyere. De døde fuglene er særlig funnet ved turbiner som ligger i kraftverkområdets ytterkanter.

To ungfugler av havørn og en ungfugl av kongeørn som ble merka med satellittsendere sommeren 2009 hadde ikke brukt Eldsfjellområdet pr. 1. februar 2010, men det er for tidlig å si noe generelt om i hvilken grad ungfugl av ørn bruker Eldsfjellet på grunnlag av det begrensede antallet fugler og den korte tidsperioden.

Innsamlede data vedrørende småfugl og vadere viser at det ikke er negative konsekvenser for disse gruppene fra vindkraft på platået til Eldsfjellet. Takseringene av lirype som ble gjennomført i 2009 indikerer ingen bestandsforskjeller

mellom Eldsfjellet og Skårnfjellet. Heller ikke data innsamlet i tidligere år (2007-2008) indikerer noen forskjell. Dette indikerer at etablering av vindparken ikke har hatt nevneverdig innvirkning på rypebestanden på Eldsfjellet.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

For kongeørn og hønsehauk forventes ikke vesentlig økt konfliktnivå ved en utvidelse av vindparken, bortsett fra en generell økt kollisjonsrisiko for alle arter som følge av økt antall turbiner. For havørn forventes økt kollisjonsrisiko og flere kollisjonsdrepte individer som følge av økt antall turbiner. To territorier vil komme innenfor 1,5 km avstand fra turbinene ved en utvidelse av vindparken, disse territoriene risikerer lavere hekkesuksess.

Områder hvor terrenget i samspill med solinnstråling og fremherskende vindretning kan forårsake oppadstigende luftstrømmer (hangvind) er identifisert. Plassering av vindturbiner, kraftledninger eller andre kunstige lufthindringer i områder der slik hangvind/termikk skapes kan medføre økt risiko for at fuglene drepes eller skades. På bakgrunn

av terrengmodeller går det fram at noen vindturbiner i den endelige utbyggingsplanen er plassert i områder der hangvind vil genereres og derved gi økt sannsynlighet for at havørn kan kollidere.

Det foreligger ikke grunnlag for å trekke noen konklusjon om hvorvidt den registrerte dødeligheten hos havørn vil være akseptabel/uakseptabel i forhold til kort og langsiktig bestandsutvikling.

Bestandstakseringene som er foretatt av rype tyder på at utbyggingen ikke vil være uakseptabel for bestandsutviklingen, men det er heftet usikkerhet til denne konklusjonen. På bakgrunn av de observasjonene som er gjort av skogsfugl anses utbyggingen som akseptabel, men det kan forventes at noen individer blir drept ved å kollidere med kraftledningen.

Innsamlede data vedrørende småfugl og vadere viser at det er liten risiko for negative konsekvenser for disse gruppene fra vindkraft på platået til Eldsfjellet. I lavreliggende områder i eller i kanten av skogsområdene, som Ramnåsheia, er risikoen for negative effekter ved utvidelse av vindparken noe høyere, i og med en tettere og mer artsrik fuglefauna. Dette inkluderer bl.a. mulige effekter på gråspett, mens de øvrige artene i det takserte området er relativt vanlige.

For hubro, er det viktig å avklare hvorvidt det finnes flere etablerte fugler i planområdet, særlig i tilknytning til planlagt veitrasé sørfra. Ved å etablere denne veien vil området generelt oppleve økt ferdsel og forstyrrelse. Hvorvidt traseen kommer i konflikt med hekkelokaliteter for rødlistede arter som hubro og gråspett er det ikke grunnlag for å spekulere i, ettersom veitraseen ikke forelå inntegnet på kart da feltarbeidet ble utført våren/sommeren 2009.

Det endelige forslaget til kraftledningstrasé synes å være forbundet med moderat konfliktpotensiale vis-à-vis fugl forutsatt at ledningen legges lavt i terrenget (følger dal-søkk) og slik at linjene gjennomgående kommer lavere enn tretoppene i områder med skog. Dette er viktig i forhold til eventuelle fuglekollisjoner, da tretoppene ofte danner en grense for laveste flygehøyde når fugler forflytter seg. Et av alternativene for kraftledning sørover fra trafoen i vindparken ligger høyt i terrenget og er tydelig eksponert i områdene fra de sørligste turbinene og innover i vindparken. Her vil den representere en kollisjonsrisiko for fugler i området, bl.a. hønsefugl (særlig ryper) og rovfugl. Alternativet som er tegnet inn lenger nede i dalen er å foretrekke.

7.6 ANNET DYRELIV – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1

Det er ikke grunnlag for å hevde at Hitra vindpark har hatt varige konsekvenser for dyrelivet i influensområdet. I anleggsfasen ble det registrert at hjorten trakk vekk fra nærområdene, men uten at det ble meldt om at dette fikk følger i form av redusert uttak og jaktinntekt fra de aktuelle jaktfeltene. Hjorten vendte også raskt tilbake til området etter anleggsfasens slutt. Utbyggingen av veinettet på Eldsfjellet har vært positivt for utøvingen av hjortejakt vest, øst og nord for vindparken. For de andre artene som utredningen har omfattet, er effektene fraværende.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Anleggsfasen vil generelt sett representere den største negative innvirkningen på dyreliv ved en utbygging av Hitra 2. I forhold til effekten på hjortebestanden og hjortejakta, er effekten for hare og oter mindre. For hare skyldes dette primært lave bestandstall. For oter skyldes det at utbyggingen i liten grad kommer i konflikt med viktige leveområde for arten.

Hitra 2 vil medføre at både viktige leveområder for hjort og attraktive jaktområder i større grad blir påvirket enn tilfelle var for utbyggingen av Hitra 1. Påvirkningen vil både være i form av nedbygging i det aktuelle området (veier og oppstillingsplasser for vindturbinene) og gjennom støy og skyggekast. Utvidelsene vil i tillegg medføre at vindparken kommer nærmere de lavreliggende og skogkledde områdene, som generelt sett har høyere bestandstetthet av hjort enn snaufjellet.

Den eventuelle effekten av utbygginga på hjortebestanden, vil også ha påfølgende konsekvenser for jakta. De negative effektene av turbinene skyldes i hovedsak at de får et tydeligere nærvær innen jaktområdet (både som støykilde og som potensiell påvirkning på dyretettheten). Bygging av ny adkomstvei fra Ballsnesaunet vil medføre forenklet adkomst til deler av eiendommene på sørsida av vindparken. For utøvingen av hjortejakta kan dette representere en positiv verdi, og kan bidra til å kompensere for de potensielle negative konsekvensene som Hitra 2 kan ha for hjortejakta.

Utbyggingen av kraftlinjer er bare forventa å ha en helt lokal og liten negativ effekt i sammenheng med rydding og oppsettingsarbeid.

7.7 VERNEINTERESSER OG INNGREPSFRIE NATUROMRÅDER (INON)

Det er ikke registrert områder som er vernet etter naturvernloven eller naturmangfoldloven innenfor planområdet.

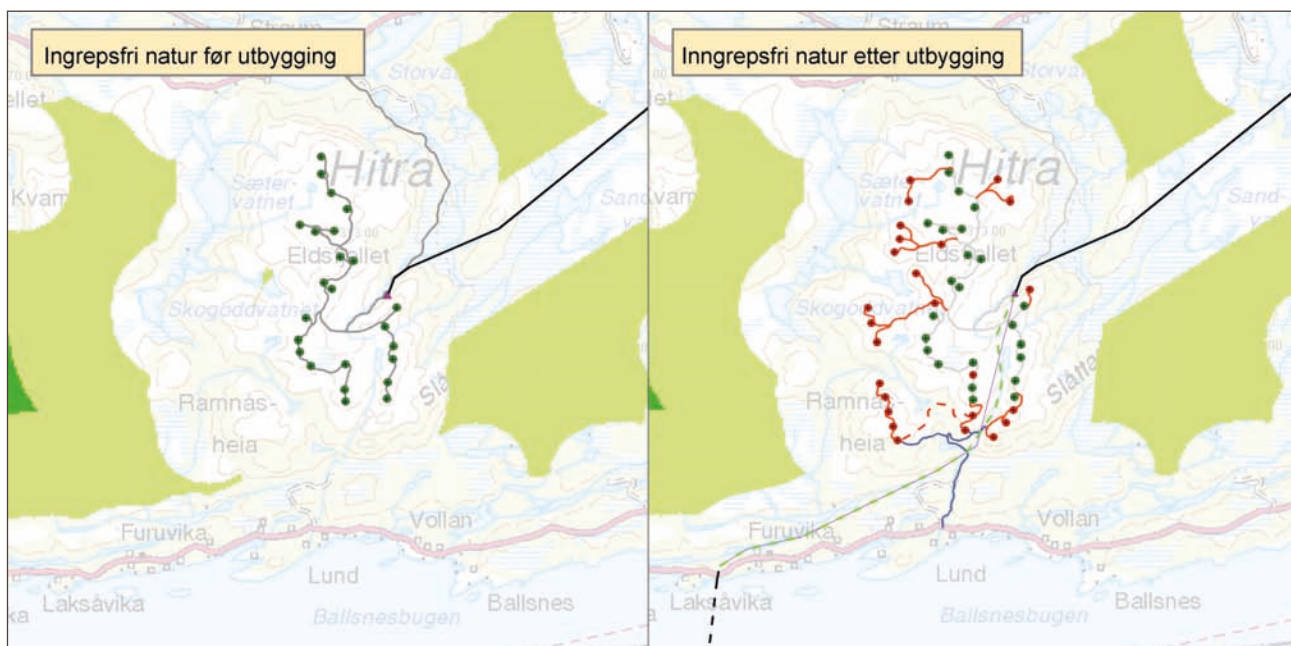
Det er ikke registrert areal innenfor planområdet som er vernet i henhold til verneplan for vassdrag

Inngrepsfrie naturområder rundt planområdet før og etter utbygging av Hitra 2 er vist i Figur 7.3. Som det fremgår av figuren er bortfallet av INON relativt lite; 1,6 km² av INON klasse 2 (1-3 km fra inngrep) vil forsvinne. Årsaken til at bortfallet av INON blir marginalt, er at det går en skogsbilvei vest for Eldsfjellet som gjør at det per i dag er langt til nærmeste INON-område vest for vindparken.

7.8 STØY – SAMMENDRAG

Oversikt

Lyd fra vindturbiner består av mekanisk og aerodynamisk genererte lydbidrag. Den mekanisk genererte lyden har sammenheng med roterende deler i gir og generator. Forbedringer i konstruksjon i de siste generasjoner vindturbiner har ført til at andelen mekanisk generert lyd er svært liten. Den aerodynamisk relaterte lyden oppstår når luften passerer rotorbladenes bakkant, særlig de ytterste delene hvor hastigheten er størst. Støyen er bredspektrert (sus) og lydnivået varierer i takt med at rotorbladene passerer tårnet og kan derfor oppleves som pulserende. Støy som varierer i styrke kan oppleves som mer sjenerende enn stasjonær støy. På avstand og med flere turbiner i drift vil lyden oppleves som relativt konstant siden rotorene ikke går i takt. Det totale lydbildet fra vindturbinene inneholder vanligvis ikke rentoner.



Tegnforklaring

Inngrepsfri natur 2008

- >5 km fra inngrep
- 3-5 km fra inngrep
- 1-3 km fra inngrep

- ▲ Eksisterende trafo
- Eksisterende vindturbin
- Eksisterende nett
- Eksisterende vei
- Planlagt vindturbin

Planlagt nettilknytning

- Kabel
- Alternativ 2A
- Alternativ 2B

Planlagt vei

- Internvei
- Mulig ny adkomstvei fra sør
- Internvei utelatt hvis adkomstvei fra sør

Figur 7.3 Inngrepsfrie naturområder (INON) før og Hitra 2

Beregning av støybidrag fra vindpark til omgivelser er utført med beregningsprogrammet Cadna/A, og Nordisk beregningsmetode for industristøy er benyttet. Beregningene i denne utredningen er utført under støymessig ugunstige forhold. Det vil si at det antas at det blåser direkte fra turbinene til mottakeren og at vindstyrken er slik at bakgrunnsstøyen maskerer lyden fra vindturbinene i minst mulig grad. I praksis vil derfor de beregnede lydnivåer opptre i kortere perioder.

Støysoner og beregninger av lydnivå til bygninger er gjort med lydeffekt for vindturbiner på 105,5 og 107 dBA, og korrigert med -1 dB for antatt 80 % drift. Oppgitte lydeffektdata fra leverandører av turbiner rundt 3MW ligger i størrelsesordenen fra 105-107 dBA. Det er benyttet vindturbiner med navhøyder 80 meter og 105m i samsvar med utbyggingsplanen.

Grenseverdier

Dagens vindpark har ingen krav til støy i konsesjonsbetingelsene. Retningslinje for støy til dagens vindpark var basert på SFTs (Statens Forurensingstilsyn) retningslinje for industristøy.

Norske planretningsretningslinjer for støy ble revidert i 2005 og foreligger som rundskriv T-1442 fra Miljøverndepartementet. Retningslinjen gir spesifikke grenser for støy fra vindparker.

Sentral støyindikator er L_{den} (day-evening-night level). L_{den} er definert som et gjennomsnittlig lydnivå for dag, kveld og natt, der gjennomsnittsverdiene for kveld og natt gis et tillegg på hhv 5 og 10 dB. Resultatet er en indikator (døgnveid lydnivå) som tar hensyn til varighet, lydnivå og tidspunktet på døgnet støy blir generert.

Det defineres gule og røde soner avhengig av utendørs lydnivå. Kriteriet for sonene varierer for ulike støykilder. Soneinndeling for vindturbiner er vist i tabell 7.1.

Gul sone er definert som en vurderingssone der støyfølsom bebyggelse kan oppføres dersom avbøtende tiltak gir tilfredsstillende støyforhold. Ved planlegging av ny støyende virksomhet er gul sone anbefalt støygrense.

Rød sone angir område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål og der etablering av støyfølsom bebyggelse skal unngås.

Sonene definerer altså både grenseverdi ved etablering av nye støykilder og viser områder som får særlige retningslinjer til arealbruken etter etablering.

Tabell 7.1 Utdrag fra T-1442: Anbefalte utendørs støygrenser ved planlegging av ny virksomhet eller bebyggelse. Frittfelt A-veid L_{den} lydnivå i dB re 20 μ Pa

	GUL SONE	RØD SONE
Vindturbiner	L_{den} 45 dBA	L_{den} 55 dBA

- Grenseverdiene gjelder støynivå midlet over et år
- Støynivået for et enkelt driftsdøgn bør ikke overskride anbefalt årsmidlet gjennomsnitt med mer enn 3 dB
- Grenseverdien kan heves til 50 dBA for boliger som ligger i vindskygge mindre enn 30% av et normalår forutsatt at vindturbinen ikke gir lyd med rentonekarakter.

En del personer kan være plaget av støy også utenfor gul sone. Retningslinjene angir grense hvor inntil 10 prosent av befolkningen fremdeles vil kunne være sterkt plaget av støy. En endring i lydnivå på 3 dB er den minste økning man vil merke, mens en økning på 10 dB gir en opplevd fordobling av lydnivået. Typiske lydnivåer på kjente fenomener er gjengitt i Tabell 7.2.

Tabell 7.2 Lydnivåer fra dagliglivet

	DBA	
Nær vindturbin >	120	Jetfly 100 m avstand
	110	
	100	Rockekonsert
	90	
	80	Trafikkert bygate
	70	
	60	Vanlig samtale 1m
	50	
	40	Stille samtale, stille kontor
	30	
	20	Stille rasling i løv
	0	Høreterskel

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1

I 2005 ble det foretatt støymålinger ved boliger og hytter i området rundt Hitra vindpark. Rapporten fra målingene konkluderer med at beregningsmodellen for støy stemmer godt overens med den virkelige situasjonen, og at ingen boliger eller hytter har lydnivå over grenseverdi som følge av Hitra 1. Samtidig konkluderer rapporten med at lydnivået omkring parken varierer mye med vær- og driftsforhold.

I sammenheng med målingene ble enkelte beboere spurt om deres opplevelse av vindparken med hensyn til støy. Generelt ble ikke støy fra vindturbinene opplevd som plagsom, men det ble påpekt at hørbarheten av vindturbinene

har vært mer fremtredende i enkelte tilfeller. Ved Sæter er det rapportert et tilfelle av hørbar lyd innendørs. Hendelsene skyldes antagelig spesielle driftstilstander i parken, enten ved produksjonsbegrensning (stalling) eller mekanisk generert støy. I området ved Straum, nord for parken, ble lydnivå målt til under 30dBA. Dette samsvarer godt med beregnet lydnivå. Samlet sett er vårt inntrykk at prediksjonsberegninger av støy gir et relativt godt estimat for konsekvenser av vindparker. Stort sett er de negative støykonsekvensene av dagens vindpark små eller ingen.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Støykonsekvensene for drift av de nye vindturbinene er estimert ved hjelp av beregninger.

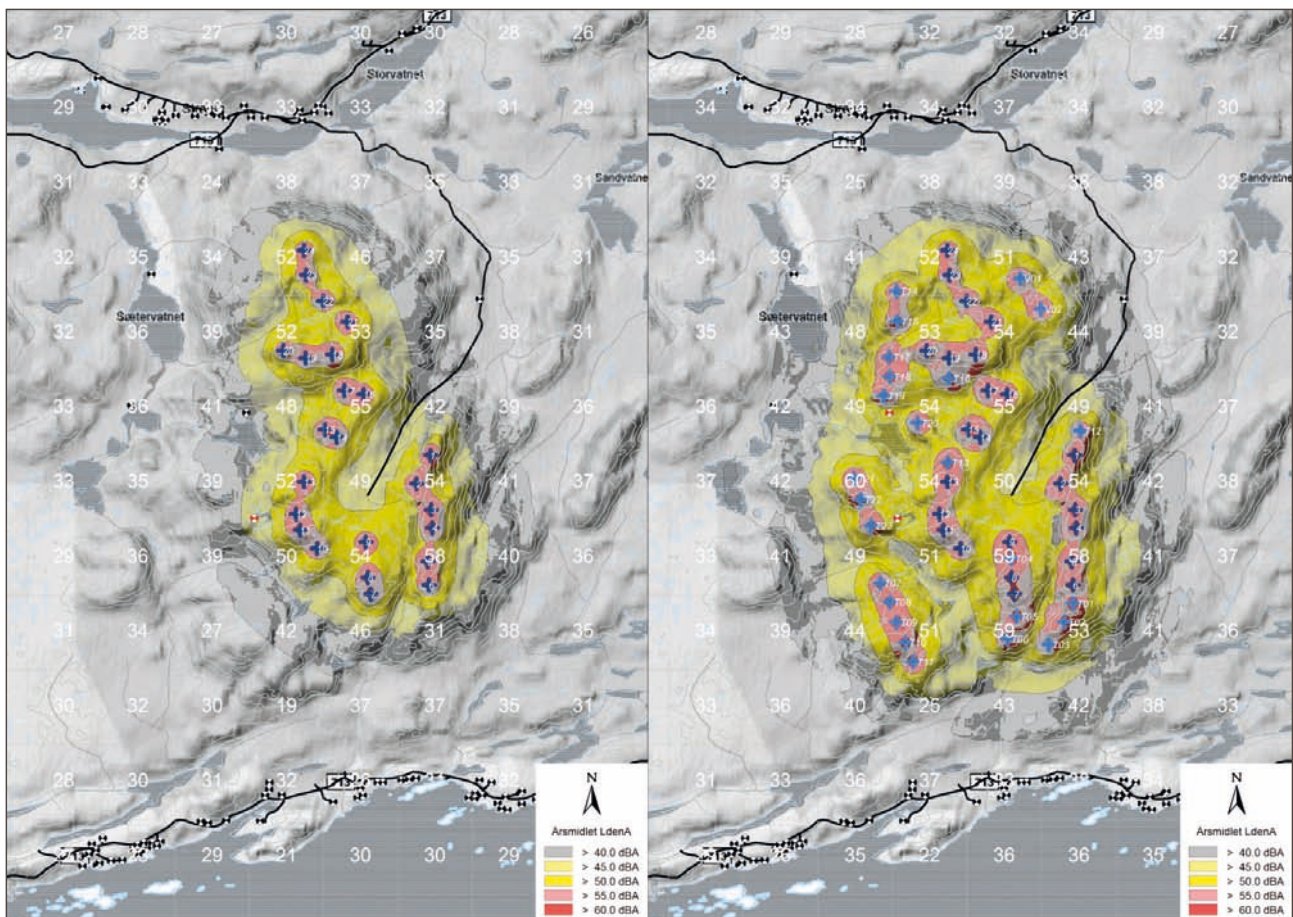
Figur 7.4 viser årsmidlet lydnivå som støysoner med 5 dB ekvidistanse. Boliger og hytter er avmerket. Figuren sammenlikner dagens og planlagt situasjon.

Det er ikke regnet bidrag fra trafikk på adkomstvei, da denne regnes som minimal.

Områder med boliger og hytter er undersøkt ved bruk av ortofoto. Beregningspunkter for enkeltbygninger er lagt inn i beregningsmodellen. Antallet bygninger må ansees veiledende. Hytter i planområdet er av enkel standard og benyttes som jakthytter. Disse er ikke tatt med i denne optellingen.

Ingen boliger eller hytter får lydnivå over anbefalt grenseverdi 45 dBA i driftsfasen. Opp til 25 boliger/hytter vil periodisk bli berørt av hørbar støy under grenseverdi. Utvidelsen av vindparken vil ha liten konsekvens for området nord for parken. Fra bebyggelse i sør vil utvidelsen medføre at anlegget i perioder er hørbart, men ikke over anbefalt grenseverdi 45 dBA.

Samlet støykonsekvens og sannsynligheten for konflikt på grunn av støy vurderes som liten.



Figur 7.4 Sammenlikning av støykart ved drift av Hitra 1 (venstre) og Hitra 1 + 2 (høyre). Årsmidlet døgnveid lydnivå Lden korrigert for 80% driftstid er vist.

7.9 FORURENSNING OG AVFALL – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1

Ut fra en totalvurdering i konsekvensutredningen fra 1999 ble det vurdert å være liten fare for forurensning av jord og vassdrag ved etableringen av vindparken. Dette fordi grunnforholdene ble vurdert til å ha en god selvrensings- evne som følge av stort innslag av erodert materiale.

Det ble utarbeidet en miljøplan i forbindelse med anleggs- arbeidet, og denne ble benyttet til å identifisere hendelser som kunne innebære en konsekvens for ytre miljø. Under anleggsarbeidet ble det ført avvikslogg i henhold til miljø- planen, og nødvendige tiltak ble iverksatt.

Det private drikkevannsutttaket i Aunelvassdraget, der Stor- damsvatnet ligger øverst i vassdraget, var antatt å kunne bli påvirket av anleggsvirksomheten. Det ble anbefalt å føl- ge opp vannkvaliteten ved uttaket under anleggsarbeidet. Oppfølgende undersøkelser av vannuttaket ble ikke utført. Det er imidlertid ikke rapportert fra bruker av vannet om at der har oppstått problemer i forbindelse med bygging eller drift av vindparken.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Potensialet for forurensning er til stede både i anleggsfasen og under driften av anlegget. De potensielle forurensnings- truslene minimeres dersom det etableres og iverksettes en god miljøoppfølgingsplan som setter klare krav til entrepre- nørene som utfører anleggsarbeidene, og til driftpersonalet i parken. Forurensningsfaren kan i stor grad forebygges ved at tiltakshaver stiller krav til entreprenør om sikker håndte- ring av kjemikalier samt gjennomfører oppfølgende kontrol- ler. Det forutsettes at det etableres rutiner og nødvendige tiltak for å gjøre minimere forurensningsfaren. I et lokalt perspektiv utgjør vindparken en veldig liten trussel for foru- rensning av de omkringliggende områder.

Driften av Hitra vindpark har i global og nasjonal sammen- heng en positiv konsekvens for temaet forurensning og avfall fordi vindparken vil produsere ren, fornybar energi. En utvidelse av Hitra vindpark vurderes av samme grunn som positivt.

Samlet konsekvens av utvidelsen av Hitra vindpark for temaet avfall og forurensning, anses derfor å være **positiv**. Hvor positiv avhenger av om den nye, fornybare energien fra denne vindparken erstatter fossilt brensel eller bare supplerer annen fornybar energi.

7.10 LANDBRUK – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter Hitra 1

I utredningen fra 1999 ble det pekt på at vindparken fra lokalt hold ikke ble vurdert som negativt for landbruket. De vesentligste konsekvensene av utbyggingen ble vurdert til å være direkte tap av arealer med utmarksbeite. Den faktiske kvaliteten på beslaglagte arealer ble ikke vurdert nærmere.

Atkomstveien opp til vindparken på Eldsfjellet ble vurdert til å ha en positiv konsekvens ved økt tilgjengelighet til området. Særlig ville dette ha positiv effekt for skogbru- ket. For jordbruket ble det pekt på at atkomstveiene kunne gi bedret tilgjengelighet til enkelte dyrkbare myrområder. Det ble påpekt at anleggsveien kunne tilrettelegge for tjuv- slakt av beitedyr dersom veien ikke ble stengt med bom.

I tråd med forventningene beskrevet i utredningen fra 1999 har anleggsveien til vindparken hatt en positiv betydning for skogbruket. I samarbeid med skogbruksinteressene ble anleggsveien i hovedtrekk anlagt i foreslått trasé for ny skogsbilvei beskrevet i hovedplan for skogsbilveier i Elds- fjellområdet. Skogbrukssjef på Hitra bekrefter at anleggs- veien ga helt nye muligheter for uttak av skog i vanskelig tilgjengelige områder. Atkomstveien har derimot ikke utløst oppdyrking av myr.

De berørte områdene er og har alltid vært lite egnet for utmarksbeite da dyrene tenderer å trekke ned fra fjellet gjennom beitesesongen. Områdene på Eldsfjellet har der- for ikke vært brukt til utmarksbeite på over 30 år. Hitra 1 har følgelig hatt ubetydelig effekt for beitebruk i området.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Det finnes verken dyrket mark eller innmarksbeite i områ- dene berørt av utvidelsen av selve vindkraftanlegget. Jord- bruksressursene vurderes derfor til å være uten verdi i til- taksområdet.

Oppe på Eldsfjellet finnes det små lommer med produktiv skog med lav bonitet inne i blant snaue områder og impe- diment. I lisdene rundt Eldsfjellet vokser skogen bedre og her finnes det aktivt drevet produksjonsskog. Boniteten er hovedsakelig lav, men det finnes områder med middels og høy bonitet. Skogbruksressursene oppe på Eldsfjellet vurderes til å være uten verdi og vil i ubetydelig grad bli påvirket av utvidelsen. Kraftledningen til Tjeldbergodden berører noe skog av lav bonitet og ryddegatene her vurde- res til å ha en **liten negativ konsekvens**.

Dersom det anlegges en ny atkomstvei fra sør vil denne medføre tap av noe skog av god bonitet, men veien vil åpne for hogst i lisdene sør for Eldsfjellet. Dette blir av grunneierne og Hitra kommune vurdert som **positivt**.

I følge grunneierne har det de siste tiårene ikke blitt sluppet sau eller andre dyr på utmarksbeite i områdene berørt av vindparken. Årsaken til dette er blant annet at dyrene tenderer til å trekke ned fra fjellet i løpet av beiteperioden, noe som skaper problemer både ved sanking og håndtering av beiterettigheter. De delene av Eldsfjellet som blir berørt later til å ha en ubetydelig verdi for utmarksbeitet på Hitra og følgelig vil konsekvensene av utvidelsen være **ubetydelige**.

Hitra har svært gode bestander av hjort, og hjortejakta gir en betydelig inntekt for grunneierne. Hvilke effekter vindparken vil ha for hjortebestanden på Hitra behandles nærmere i fagutredningen om det terrestriske dyrelivet. Erfaringene etter utbyggingen av Hitra 1 er at vindparken ikke har medført verken redusert jaktutbytte eller endringer i

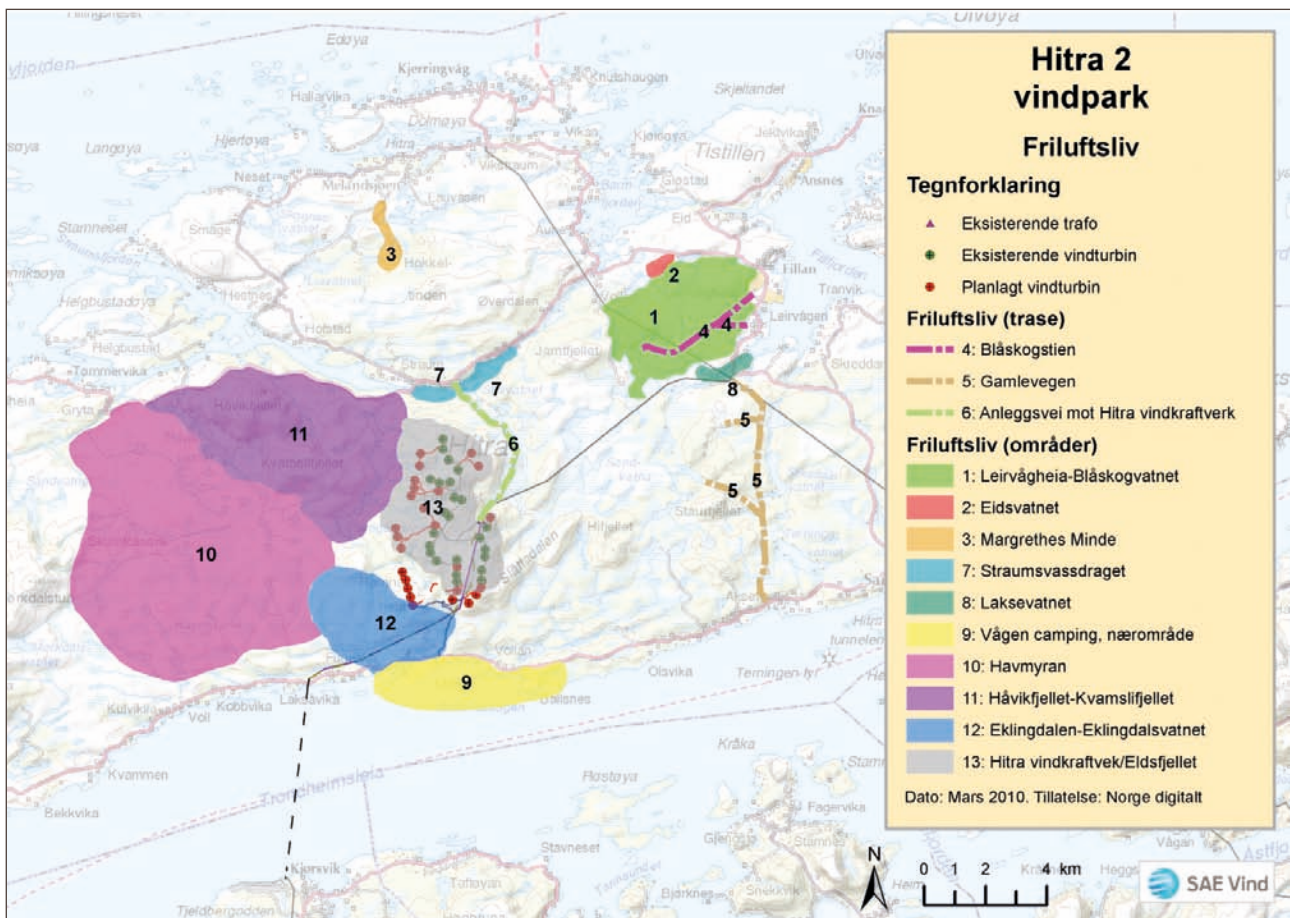
betalingsvillighet på Hitra generelt eller på Eldsfjellet spesielt. For vilt- og fiskeressursene vurderes tiltaket til å ha en **liten negativ konsekvens**.

7.11 FRILUFTSLIV – SAMMENDRAG

Etterundersøkelser av effekter Hitra 1

Før utbygging var friluftslivsbruken av Eldsfjellet og planområdet relativt liten og stort sett lokal. Etter utbygging har planområdet fått redusert verdi som friluftslivsområde, selv om bruksomfanget av det samlede influensområdet ikke er blitt vesentlig mindre.

Hitra vindpark medførte at Eldsfjellets spesielle kvalitet som uberørt "snaufjellsområde" gikk tapt. Det finnes få alternative områder på Hitra med de samme kvalitetene. Friluftslivsbruken av Eldsfjellet er fortsatt relativt liten hele året, men bruksmønsteret er endret etter utbygging. Eldsfjellet er blitt lettere tilgjengelig og anleggsveien mot



Figur 7.5 Temakart friluftsliv; registrerte friluftslivlokaltiteter

vindparken har åpnet for nye bruksformer med sykling og fotturer som de viktigste. En del av den tidligere bruken av Eldsfjellet utenfor anleggsveiene er imidlertid opphørt.

De registrerte friluftsløkslokalitetene er kartfestet i Figur 7.5.

Konsekvensvurdering av Hitra 2

Utvidelsen berører to registrerte friluftsløkslokaliteter, Hitra vindpark/Eldsfjellet (lokalitet 13 - verdi C) og deler av Eklingdalen/Eklingdalsvatnet (lokalitet 12 - verdi C). Deler av det samme området vil i tillegg bli eksponert for støy over 50 dBA, som er over anbefalte grenseverdier for friluftsløvsområder av denne typen. Aktivitetene som utøves her, vil bli negativt berørt.

Hjortejakt, småviltjakt, innlandsfiske, bærplukking og fotturer er de vanligste aktivitetene i dette området, som heller ikke kanaliseres av tilrettelagte traseer. Aktørene er både lokale og tilreisende fra regionen. Også en del brukere fra utenfor regionen med tilhold på Vågen camping, benytter området sør og øst for Ramnåsheia.

Lauvdalsvarden er fremdeles et turmål etter utbyggingen av Hitra vindpark. Både turmålet og deler av turtraseen ligger innenfor vindturbinenes visuelle nærsone og er samtidig betydelig støyutsatt. Besøket på Lauvdalsvarden er imidlertid i stor utstrekning opprettholdt på grunn av utbyggingen og den forenklete adkomsten til Eldsfjellet. Lauvdalsvarden er stort sett besøkt av lokale fastboende og hytteeiere, gjerne som ledd i sykkel- eller treningsturer på veinettet.

Enkelte hytter ligger nær vindparken i dag. De to hyttene langs adkomstveien på østsida av vindparken blir ikke vesentlig berørt av utvidelsesplanene. Når det gjelder de to hyttene på vestsida av Eldsfjellet, ved Lauvdalsvatnet og ved vatnet sør for dette, så vil den planlagte utvidelsen nedføre en merbelastning for bruken av disse. Hyttene er av enkel standard, er uten veitilknytning og ligger delvis nedsenket i terreng og dermed noe avskjermet mot eksisterende vindturbiner. Bruken av hyttene blir negativt berørt av tiltaket.

Flere registrerte friluftsløkslokaliteter utenfor planområdet blir ytterligere visuelt berørt av utvidelsesplanene. Dette gjelder særlig Havmyran (lokalitet 10 – verdi B), Håvikfjellet/Kvamslifjellet (lokalitet 11 – verdi C) og Eklingdalen/Eklingdalsfjellet (lokalitet 12 – verdi C). Eksisterende vindturbiner er imidlertid allerede godt synlige herfra.

Hele det nære sjøområdet sør for Hitra vindpark ligger innenfor den visuelle influenssonen av utvidelsesplanene. Fritidsbruken av disse områdene, særlig området Ballsnesaunet, er relativt omfattende, og er også et nærområde for besøkende ved Vågen camping (lokalitet 9 – Verdi B). Bruken av dette området vil bli visuelt berørt av utvidelsesplanene.

Iskast fra turbinene er vurdert til å være et svært begrenset problem innenfor vindparken. Driftspersonellet på Hitra vindpark rapporterer at man opplever 2-3 dager i året på Hitra at turbinene står stille grunnet ising. Det er da primært ising av vindmåleutstyr som er årsaken til stans; ikke ansamling av is på turbinene. Ansamling av tung snø forekommer ofte i disse sammenhengene, og driftspersonell fokuserer da ekstra på sikkerhet ved ferdsel rundt turbinene. Det er kun ved en anledning registrert av driftspersonell at turbinene har iset ned i forstand at de dekkes av islag.

Det er heller ikke antydning behov for spesielle restriksjoner på ferdsel og friluftsløvsaktivitet i dette området. Bruk av kulevåpen vil kunne videreføres uten annen begrensning enn vanlig hensyn til annens eiendom.

Utvidelsen av internveinettet vil kunne bidra til en utvidelse av den friluftsløvsbruken som etterhvert har etablert seg innenfor Hitra vindpark. Adkomstveien fra sør representerer et fysisk tungt inngrep, delvis innenfor et nærturområde, men gir samtidig en enklere adkomst til fjellet fra denne siden. Adkomsten til Eldsfjellet er allerede ganske enkel i dag. Ny adkomstvei vurderes samlet som mer negativt enn positivt for lokale friluftsløvsinteresser.

Den planlagte høyspentledningen berører Eklingdalen/Eklingdalsfjellet (lokalitet 12 – verdi C). Området er i liten grad berørt av tekniske inngrep, og benyttes i friluftsløvsammenheng. Den planlagte høyspentledningen vil bli liggende nær og godt synlig fra den restaurerte jakthytta ved Eklingdalsvatnet.

Ved å se de ulike ledd av utbyggingsplanen i sammenheng, oppsummeres konsekvensgraden for Hitra 2 som liten negativ.

7.12 RISIKO OG SÅRBARHETSANALYSE (ROS) – SAMMENDRAG

Det er gjennomført en ROS-analyse for bygging og drift av vindparken. ROS-analysen tar for seg hvilke fare uønskede hendelser representerer for menneskers liv og helse samt

det ytre miljø (forurensning). Resultatet av analysen gir en oversikt over risiko- og sårbarhetsforholdene og benyttes som grunnlag for beslutninger om forbedringer. I tillegg identifiserer ROS-analysen sannsynlighets- og konsekvensreducerende tiltak.

I ROS-analysen er et antall uønskede hendelser identifisert og beskrevet. Hendelsene er deretter plassert i en risikomatrix, Tabell 7.3. Én (1) hendelse er identifisert å ha ikke-akseptabel risiko (rød sone i Tabell 7.3). Videre er det identifisert 20 hendelser i sonen med risiko på grensen til ikke-akseptabel (ALARP, gul sone). Risikoreducerende tiltak er presentert for hendelser i rød og gul sone. Tiltak er også foreslått for enkelte av hendelsene med akseptabel risiko (grønn sone).

Den største risikoen (13A) er knyttet til eventuelle utslipp av oljer eller drivstoff i både anleggsfasen og driftsfasen. Ved å gjennomføre risikoreducerende tiltak vurderes risikoen som akseptabel. Aktuelle tiltak er å ha absorberer og oljelenser tilgjengelig på sentrale punkter i anleggsområdet, samt å innføre restriksjoner på hvor reparasjoner og påfyllinger kan utføres.

7.13 ELEKTROMAGNETISKE FELT

Rundt høyspentledninger vil det oppstå et magnetfelt, og magnetfeltets styrke måles vanligvis i mikrottesla (μ Tesla). Statens strålevern har anbefalt 0,4 μ Tesla som et utredningsnivå for mulige tiltak. Denne utredningsgrensen er satt på grunn av svake epidemiologiske holdepunkter for utvikling av leukemi hos barn dersom de eksponeres for et

magnetfelt som er over 0,4 μ Tesla i gjennomsnitt over året.

Utførte beregninger viser at ingen hus langs tilknytningsledningen vil eksponeres for et magnetfelt på mer enn 0,4 μ T i gjennomsnitt over året. Feltreducerende tiltak er derfor ikke nødvendig.

7.14 HENSYNET TIL LUFTFART OG FORSVARETS INSTALLASJONER

Avinor har vurdert Hitra 2 vindpark i forhold til luftfartssinteresser. Avinor kan ikke se at tiltaket vil gi negative konsekvenser verken for kommunikasjon, navigasjon eller radar. Uttalelsen fra Avinor er gjengitt i sin helhet i Vedlegg 2.2.

I forbindelse med Forsvarets tematisk konfliktvurdering av planlagte kraftledninger og vindparker i Midt Norge har Hitra 2 vindpark blitt plassert i kategori A, ingen konflikt.

Vindparken kan få konsekvenser for fly/helikopter som flyr i lave høyder. Norsk Luftambulans opplyser imidlertid at både Luftambulansen og 330 skvadronen har systemer som varsler dersom helikopter nærmer seg registrerte luftfartshinder, og at helikopter vil da kunne fly over eller rundt vindparken. Luftfartøy som ikke har et varslingsystem for hinder benytter visuelle flygeregler (VFR), og flyr vanligvis ikke om natten eller når sikten er dårlig.

Vindturbiner er å betrakte som luftfartshinder og posisjon og høyde for hver turbin skal innrapporteres til Statens Kartverk for oppdatering av hinderdatabasen. Vindturbiner skal merkes som luftfartshinder i.h.t. forskrift.

Tabell 7.3 Risikomatrix, basert på uønskede hendelser ifm Hitra 2 Vindpark

SANNSYNLIGHET	KONSEKVENNS				
	UFARLIG	EN VISS FARE	KRITISK	FARLIG	KATASTROFALT
Meget sannsynlig	14	13A			
Sannsynlig			21, 26		
Mindre sannsynlig			12, 13B, 13C, 15, 19A		
Lite sannsynlig					1A, 2, 3A, 4B, 5B, 6B, 7B, 9, 10, 18, 20, 23

■ Mottiltak må iverksettes (ikke-akseptabel sone)

■ Mottiltak bør vurderes (ALARP-sone)

■ Utenfor risikoområdet (akseptabel risiko)

7.15 ANNEN AREALBRUK

7.15.1 SJØKABELEN TIL TJELDBERGODDEN

Et av to alternativer for overføring av kraft fra Hitra 2 er å legge en 7 km lang 132 kV sjøkabel på tvers av Trondheimsleia fra Laksåvika på Hitra til hovedtransformatorstasjonen på Tjeldbergodden. Det har i denne sammenheng vært reist spørsmål om denne sjøkabelen kan komme i konflikt med oppdrettsanlegg, fiske, ankringsforhold eller den planlagte fergeforbindelsen på strekningen.

Hitra kommune melder at det finnes et smoltanlegg i Laksåvika, men dette er landbasert og kommer ikke i konflikt verken med luftspennet eller sjøkabelen. Den planlagte fergeforbindelsen fra Laksåvika til Kjørsvikbugen har omtrent samme utgangspunkt som sjøkabelen, og er langt på vei tenkt å skulle gå i omtrent samme trasé som denne. Her kan man ifølge kommunen imidlertid greit finne tilpasninger slik at eventuelle konflikter mellom kabel og ferge kan unngås.

I Aure er ifølge kommunen det nærmeste oppdrettsanlegget i Bioparken i Kjørsvikbugen. Sjøkabelen kommer imidlertid opp på land på Tjeldbergodden mer enn en kilometer lenger vest, så den kommer ikke i konflikt med verken med Bioparken eller det nye fergeleiet i Kjørsvikbugen.

Når det gjelder fiskerivirksomhet så vil sjøkabelen kunne være til hinder for reketråling i Trondheimsleia. Det er imidlertid ikke registrert noe trålfelt der kabelen vil bli lagt, verken i Fiskeridirektoratet i Kristiansund eller i Aures kystsonplan, der dette i så fall burde vært avmerket. Det eneste som er registrert er en låssettingsplass som ikke vil komme i konflikt med kabelen. Kabelen vil dessuten bli avmerket på kart, slik at overtråling lett kan unngås. En regner derfor ikke med at sjøkabelen vil være til noe vesentlig hinder for fiskerivirksomhet.

Med hensyn til ankring, så er det ikke noe ankringsområde i Trondheimsleia der sjøkabelen planlegges lagt. Eventuelle konflikter med ankring måtte derfor i så fall være lokalt på Tjeldbergodden. På Tjeldbergodden vil imidlertid sjøkabelen komme opp helt øst på anlegget, i god avstand fra produktkaia på anlegget. Ledelsen på Tjeldbergodden regner derfor ikke med noen problemer med dette.

7.15.2 PÅVIRKNING PÅ MOTTAKERFORHOLD FOR RADIO- OG TV-SIGNALER

Norkring har gjort en foreløpig konsekvensvurdering av tiltakets påvirkning på Radio- og TV-signaler i vindparkens

nærrområde. Norkring vurderer at muligheten for forstyrrelse av radio- og TV-signal er relativt liten, men kan ikke utelukke muligheten for påvirkning av signaler hos abonnenter sør for Eldsfjellet. Eventuelle avbøtende tiltak er ikke vurdert på dette tidspunkt.

7.16 ANDRE SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER

Etterundersøkelser av effekter fra Hitra 1 vindpark

Asplan Viak gjennomførte våren 1999 en konsekvensutredning for Hitra 1, basert på Statkrafts melding for prosjektet. Investeringskostnadene var den gang beregnet til 300-350 mill 1998-kr, med ferdigstilling av vindparken høsten 2000. Prosjektet ble fire år forsinket og vel 100 mill kr dyrere. Agenda Utredning & Utvikling AS har nylig gjennomført en etterundersøkelse av samfunnsmessige virkninger av bygging og drift av Hitra 1, og har samtidig brukt studien som grunnlag for å utrede konsekvensene Hitra 2 vindpark vil ha for samfunnet.

For utbyggingsfasen estimerte Asplan Viak norsk andel av leveransene på 30-35 % av investeringsbeløpet, mens etterprøvingen viste 25 % (eller 118 mill kr). Lokale leveranser i forbindelse med utbyggingen utgjorde 22,3 mill kr ifølge Agenda, noe som tilsvarer 28% av de regionale leveransene (80,5 mill kr), og 20% av de nasjonale leveransene. Asplan Viak estimerte at de lokale leveransene ville utgjøre 28% av de nasjonale. Både på nasjonalt og lokalt nivå ble leveranseandeler overestimert av Asplan Viak i sine konsekvensutredninger. Det kan imidlertid understrekkes at det ikke var bygget noen vindparker i Norge i 1999, og at vurderingsgrunnlaget var svært begrenset.

Kostnader til drift av Hitra 1 i første hele driftsår 2005, er beregnet til vel 20 mill 2005-kr. Norsk andel av verdiskapningen var på 11 mill kr eller 53 %. Bare leveranser til vedlikehold av vindturbinene og til finansiering og forsikring kom delvis fra utlandet. På regionalt nivå viste etterprøvingen en verdiskapning på vel 6 mill 2005-kr i driftsfasen, eller ca. 50 % av den norske verdiskapningen. Omtrent alt dette var lokale leveranser fra Hitra. Kommunal eiendomsskatt på 3 mill kr representerer den største delen, sammen med leveranser fra varehandel, hotell og restaurantnæringen i forbindelse med catering for innleid vedlikeholdspersonell. Eiendomsskatten fra vindparken økte kommunens budsjett med over to prosent, og gav en ekstraintekt som kommunen kunne bruke til å øke sin tjenesteproduksjon overfor innbyggerne.

Turistnæringen på Hitra er grovt delt inn i fisketurisme, jakt og hytteturisme. Troverdige offisiell statistikk foreligger ikke, men en lokal aktør anslår det lokale markedet på Hitra til 160-190 000 gjestedøgn i året. I tillegg kommer private hytter med ytterligere rundt 270 000 bruksdøgn. Det har de siste årene vært stor utbygging av turistanlegg på Hitra, så omfanget særlig av fisketurismen har økt betydelig. I forbindelse med etterprøvingen ble rundt 20 informanter på Hitra intervjuet om virkninger av vindparken på turisme og næringsliv. Hovedkonklusjonen var at ingen av informantene trodde at vindparken hadde hatt noen som helst innflytelse på turistnæringen på Hitra. Turister fra kontinentet er vant til vindturbiner fra før, og reagerer ikke på synet av dem. Ingen av de intervjuede reiselivsaktørene hadde hørt noen negative kommentarer fra turister om vindturbinene. Derimot hadde flere hørt ønsker om å besøke vindparken.

Konsekvensvurdering av Hitra 2 vindpark

Hitra 2 har en samlet kostnadsramme på vel 760 mill 2009-kr, kraftoverføring inkludert. For å beregne økonomiske effekter har en med utgangspunkt i erfaringer fra etterprøvingen av Hitra 1, vurdert norsk, regionalt og lokalt næringslivs muligheter til å delta med vare- og tjenesteleveranser til prosjektet i investeringsfasen og i driftsfasen. I investeringsfasen viser beregningene forventede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging av Hitra 2 på nær 200 mill 2009-kr, eller rundt 26 % av totalinvesteringen. På regionalt nivå i Midt-Norge får man tilsvarende beregnede leveranser for 107 mill kr, eller 55 % av de norske leveransene, mens en på lokalt nivå venter leveranser for nær 30 mill 2009-kr eller rundt 28 % av leveransene fra Midt-Norge. Leveransene fordeler seg over to år.

I driftsfasen ventes årlige driftskostnader for Hitra 2 på rundt 45 mill 2009-kr. Norsk andel av verdiskapningen i disse leveransene er beregnet til vel 24 mill kr eller 55 %. En del av vedlikehold av vindturbinene samt deler av forsikring og finanskostnadene vil her være utenlandske leveranser. Resten er i all hovedsak norske leveranser. På regionalt nivå i Midt-Norge venter en regionale vare- og tjenesteleveranser for nær 12 mill 2009-kr eller 48 % av de norske leveransene, mens det ventes lokale leveranser for nær 10 mill kr eller 84 % av de regionale leveransene. Mye av de lokale leveransene til Hitra 2 i driftsfasen dreier seg om kommunal eiendomsskatt som alene er beregnet til 4,8 mill kr pr. år. Resten er i hovedsak lønn til tre driftsansatte og catering av utenlandsk vedlikeholdspersonell.

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger har Agenda brukt en egen modell som tar utgangspunkt i de anslåtte og ovennevnte vare- og tjenesteleveransene. Det gjøres oppmerksom på at beregnede sysselsettingsvirkningene ikke nødvendigvis vil være ny sysselsetting, men vil ofte bidra til å opprettholde en normal sysselsetting. Resultatene viser nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbygging av Hitra 2 vindpark på 320 årsverk, fordelt over 2 år. På regionalt nivå i Midt-Norge ventes nær 150 årsverk. På nasjonalt nivå er det bygge- og anleggsvirksomhet som får de største leveransene, fulgt av industri og forretningsmessig tjenesteyting. På regionalt nivå dominerer leveranser fra bygge- og anleggsvirksomhet. I driftsfasen venter man en årlig sysselsettingseffekt av Hitra 2 på nær 40 årsverk nasjonalt og 18 årsverk regionalt. Det meste av de regionale sysselsettingseffektene i driftsfasen, trolig rundt 15 årsverk, vil komme lokalt på Hitra i form av faste stillinger i vindparken (ca. 3), virkninger av kommunal eiendomsskatt, virkninger i bygg og anlegg, og i hotell og restaurantbransjen. De ovennevnte årsverkene inkluderer forventende leveranser knyttet til konsumvirkningene, som følge av at de sysselsatte betaler skatt og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester.

Ingen av de intervjuede reiselivsaktørene mente at bygging og drift av Hitra 2 vindpark ville ha merkbar virkning på turisme og reiseliv på Hitra. Så lenge vindparken ligger oppe på fjellet, langt unna bebyggelsen, vil den ikke virke verken påtrengende eller forstyrrende. Det som i tillegg var helt klart, var imidlertid at det er et sterkt ønske i forbindelse med utvidelsen at det sikres ankomst til området, i alle fall for organiserte grupper, slik at vindparken kan bli et nytt reisemål.

8 MILJØOPPFØLGING OG AVBØTENDE TILTAK

8.1 MILJØTILPASNINGER I UTBYGGINGSPLANENE

Konsekvensutredningene har sammen med dialog med kommune og lokalbefolkning gitt viktige innspill til utforming av planene. Det har vært avholdt samrådsmøter (se kapittel 3.1) samt en rekke samtaler, telefoner og gjensidig utveksling av informasjon underveis i prosessen. Dette innebærer at det allerede er innarbeidet hensyn til miljø- og brukerinteresser i de omsøkte utbyggingsløsningene.

Under prosjektutviklingen er hensyn til landskap, støy, skyggekast, naturmiljø og friluftsliv/reiseliv vektlagt så langt det er mulig. Konfliktreduserende tiltak er dermed i stor grad innarbeidet i planene for plassering av vindturbiner, kraftlinjetrasé og adkomstvei.

8.2 MILJØOPPFØLGING VED UTBYGGING OG DRIFT

Det utarbeides et miljøoppfølgingsprogram for anleggs- og driftsfasen som skal sikre at de miljømessige virkningene av tiltaket er innenfor akseptable, eventuelt lovpålagte, grenser. Programmet skal presentere et opplegg for å dokumentere at dette skjer, og eventuelt gi grunnlag for å iverksette supplerende, avbøtende tiltak ved vesentlige avvik mellom målinger og krav. Dokumentet skal peke ut hvem som har ansvar for de ulike punktene og fasene.

Miljøoppfølgingsprogrammet vil være et styringsredskap for SAE Vind, og et utgangspunkt for detaljprosjektering. Programmet skal også være premiss for entreprenørene ved gjennomføring av anleggsarbeidet.

Fagutredernes forslag til avbøtende tiltak knyttet til utbygging og drift av vindparken, er sammen med innspill fra kommunen, andre berørte myndigheter og lokalbefolkning, et viktig grunnlag. Det er videre utarbeidet en risiko- og sårbarhetsanalyse (ROS) som inneholder mange punkter med relevans for miljøoppfølgingsprogrammet. Videre vil konsekvensvilkår som er et resultat av en offentlig høringsprosess, samt behandling i NVE, gi viktige innspill til programmet, for eksempel gjennom eventuelle vilkår om utarbeiding og godkjenning av detaljplan og plan for landskap og miljø.

Miljøoppfølgingsprogrammet vil foreligge i god tid før oppstart av anleggsvirksomheten og før turbinleverandør/entreprenør blir valgt, slik at nødvendige miljøhensyn blir innarbeidet i løsninger og priser. Kommunen og relevante regionale myndigheter vil bli trukket inn under detaljutforming av programmet.

Miljøoppfølgingsprogrammet vil måtte revideres for å ta opp i

seg nye krav og rammevilkår etter hvert som slike kommer til.

8.3 AVBØTENDE TILTAK

Fagutrederne har hatt som oppgave å utforme forslag til avbøtende eller konfliktreduserende tiltak knyttet til utbygging og drift. I konsekvensutredningene i konsekvensøknadens Del B, har fagutrederne for hvert fagtema foreslått avbøtende tiltak. I dette kapittelet presenteres avbøtende tiltak som SAE Vind vurderer som aktuelle. Enkelte av tiltakene er forventede myndighetskrav.

Avbøtende tiltak er valgt ut fra følgende kriterier:

- Tiltakene må være praktisk og økonomisk gjennomførbare
- Nytteverdien må stå i rimelig forhold til kostnadene ved tiltaket
- Tiltakene bør samlet sett gi klar nytteverdi og ikke gi vesentlige negative sidevirkninger for andre miljøverdier og brukerinteresser

Det skilles mellom tiltak i anleggsfasen og tiltak i driftsfasen.

8.3.1 TILTAK I ANLEGGSPHASEN

Landskap

- Det er ønskelig å bruke turbiner som harmonerer med de som allerede er bygget i Hitra 1.
- Unngå snarveier ved internkabling som etterlater skjemmende kabelgrøfter
- Klare prinsipper for en landskapsbehandling tidlig i byggeprosessen
- Det bør etterstrebtes god landskapstilpasning av veier og turbinplassering for å redusere lokal dominans
- Unngå unødvendige terrengskader ved kjøring og transport
- Minimering og rask utbedring av terrengskader for å forhindre erosjon
- Valg av veimaterialer, fargesetting og annet som reduserer tiltakenes synlighet og dominans

Kulturminner

- Det skal meldes fra til kulturminnevernmyndighetene dersom en under anleggsvirksomheten støter på ukjente kulturminner. Anleggsarbeidet stanses midlertidig ved slike tilfeller
- Dersom det blir funnet automatisk fredete kulturminner eller spesielt verdifulle kulturminner fra nyere tid under

anleggsarbeidet, bør en justere planene for å unngå inngrep med disse

Flora, vegetasjon, naturtyper

- Veier i planområdet legges utenom myr, tjern og vann i den utstrekning det er mulig for å unngå endringer i hydrologiske forhold
- Masser må om mulig ikke fylles ut i myrområder eller tjern slik at leveområdene for våtmarksfugl forringes
- Dersom det er veiteknisk hensiktsmessig, legges veier på fiberduk i myrområder for å unngå hydrologiske endringer av terrenget
- Tilstrebe å unngå skade på kartfestede naturtyper og naturverdier i detaljprosjektering og anleggsfasen.
- Legge sjøkabelen så lang vest som mulig for å minimere inngrep med naturtypen skjellsand

Fauna

- Ta hensyn til sårbare perioder for viltet ved planlegging av anleggsvirksomhet
- God terrengtilpasning av inngrep for å minimere konsekvenser for leveområde for terrestrisk dyreliv
- Unngå veietablering nært opptil hekkplasser for hubro
- Søke å unngå turbinplasseringer i nærheten av fjellskrenter hvor hangvinder forekommer
- Kraftledning bør legges så lavt som mulig i terrenget, og helst følge dalsøkk, slik at fugletrekk går over

Friluftsliv

- Oppretthold praksisen fra eksisterende anlegg med god landskapstilpasning
- Ta hensyn til helger og høytidsdager ved planlegging av anleggsvirksomhet
- Informasjon om anleggsvirksomheten i planområdet og i media
- Adkomstvei bør tilgjengeliggjøres for offentligheten på en regulert måte

Avfall og forurensning

- Utarbeidelse og oppfølging av miljøoppfølgingsplan
- Utarbeidelse av avfallsplan som sikrer at retningslinjer for avfallshåndtering følges i alle faser og ledd, og for alle avfallstyper
- Det bør tas hensyn til privat vannuttak ved Aunelva
- Utarbeide rutiner for håndtering av olje, drivstoff og kjemikalier på en sikker måte i forhold til vannkilder
- Avrenning fra anleggsområdene samles til sedimentering før utslipp i vassdrag

Landbruk

- Fjerne hogstavfall etter skogrydding
- God kommunikasjon med berørte grunneiere i anleggsfasen

Transport

- God informasjon om anleggsarbeidet til offentlige myndigheter og berørte parter
- God informasjon ved spesielle transportaktiviteter når offentlig veinett berøres
- Spesialtransport på offentlig vei legges til tider der ulempen er minst mulig
- Vanning for å begrense støvplager i anleggsfasen dersom bomiljø berøres

Støy

- God informasjon om støyskapende aktiviteter i anleggsfasen

8.3.2 TILTAK I DRIFTSFASEN

Landskap

- Ved utskifting av hele eller deler av vindturbinene skal nye deler ha tilsvarende utforming og farge som de opprinnelige

Friluftsliv

- Informasjon om fare for iskast i driftsfasen, herunder hvilke meteorologiske forhold slik risiko forekommer under
- Bom på atkomstvei inn i vindparken for å hindre allmenn motorisert ferdsel i området

Avfall og forurensning

- Minimere risikoen for avrenning til privat vannkilde i området
- Krav til tekniske spesifikasjoner for driftsutstyr for å hindre uhellsutslipp
- Krav til arbeidsrutiner og jevnlig vedlikehold for å hindre utslipp
- Utarbeidelse av avfallsplan som sikrer at retningslinjer for avfallshåndtering følges i alle faser og ledd og for alle avfallstyper

Landbruk

- God kommunikasjon med berørte grunneiere i driftsfasen

Transport

- Hensynsfull kjøring nær naboer til vindparken

Støy

- God dialog med naboer om støyforhold i driftsfasen
- Tiltak ved støymottakere dersom grenseverdier overskrides

Luftfart

- Vindturbinene skal innrapporteres til Nasjonalt Register for Luftfartshinder (NRL) hos Statens kartverk
- Vindturbinene gis en farge som gjør at de er synlige i samsvar med de krav luftfartsmyndighetene stiller
- Vindturbiner skal merkes som luftfartshinder i henhold til forskrift

Risiko og sårbarhet

- Informasjonstavler på adkomstveien til vindparken med informasjon om sikkerhetsaspekter
- Regelmessig service av kompetent og sertifisert personell
- Stoppe turbiner ved sterk vind
- Stanse turbiner ved kraftig ising
- Reglementert sikkerhetsutstyr i turbiner i forhold til brann, lynavledning og annen varsling/ kontroll

9 NÆRMERE OG OPPFØLGENDE UNDERSØKELSER

NVE kan stille krav om nærmere undersøkelser som er nødvendig for sluttbehandling av saken. Oppfølgende undersøkelser er ytterligere undersøkelser før, under og etter gjennomføring av tiltaket med sikte på å motvirke ulemper og/eller klarlegge hvilke virkninger tiltaket faktisk har hatt.

Nedenfor gis et kort sammendrag av de mest aktuelle forslagene til nærmere og oppfølgende undersøkelser. De fleste er foreslått av fagutrederne. Forslagene kommenteres kort av SAE Vind der dette er relevant. Det henvises til de komplette fagrapportene i Del B for en fullstendig oversikt over fagutrederes forslag til nærmere og oppfølgende undersøkelser.

Landskap

Det anbefales å utarbeide en designmanual for terrengforming og landskapsbehandling som et ledd i miljøoppfølgingsprogrammet.

Kulturminner

Undersøkelsesplikten i § 9 kulturminneloven skal oppfylles i nødvendig utstrekning.

Ansvarlig myndighet er Sør-Trøndelag Fylkeskommune.

SAE Vind vil ta kontakt med ansvarlig myndighet for å avklare gjennomføringen av § 9-undersøkelsene. I forbindelse med behandling av konsesjonssøknaden ønsker SAE Vind å gjennomføre registreringer av automatisk fredete kulturminner i henhold til krav i lov om kulturminner § 9, slik at utredningsplikten oppfylles før anleggsstart.

Forurensning og avfall

Det bør gjøres oppfølgende analyser av vannkvaliteten i det private vannuttaket i Aunelva.

Naturtyper

Det kan være aktuelt å ta kontakt med miljøvernmyndighetene for nærmere avklaring av de eksakte grensene for skjellsandforekomsten ved sjøkabeltraseen.

10 ANDRE VURDERTE UTBYGGINGSLØSNINGER

10.1 PLANUTKAST 1

De første konsekvensutredningene ble utført på bakgrunn av planutkast 1 (vist i Figur 10.1). Konsekvenser for landskap og for dyreliv ble utpekt som størst for de sørligste turbinene i dette planutkastet, noe som ble opphav til en planreduksjon. De sørligste to turbinene på Ramnåsheia, samt de to sørligste turbinene i de to andre radialene ble fjernet i denne fasen, som følge av konsekvensvurderingene.

10.2 PLANUTKAST 2

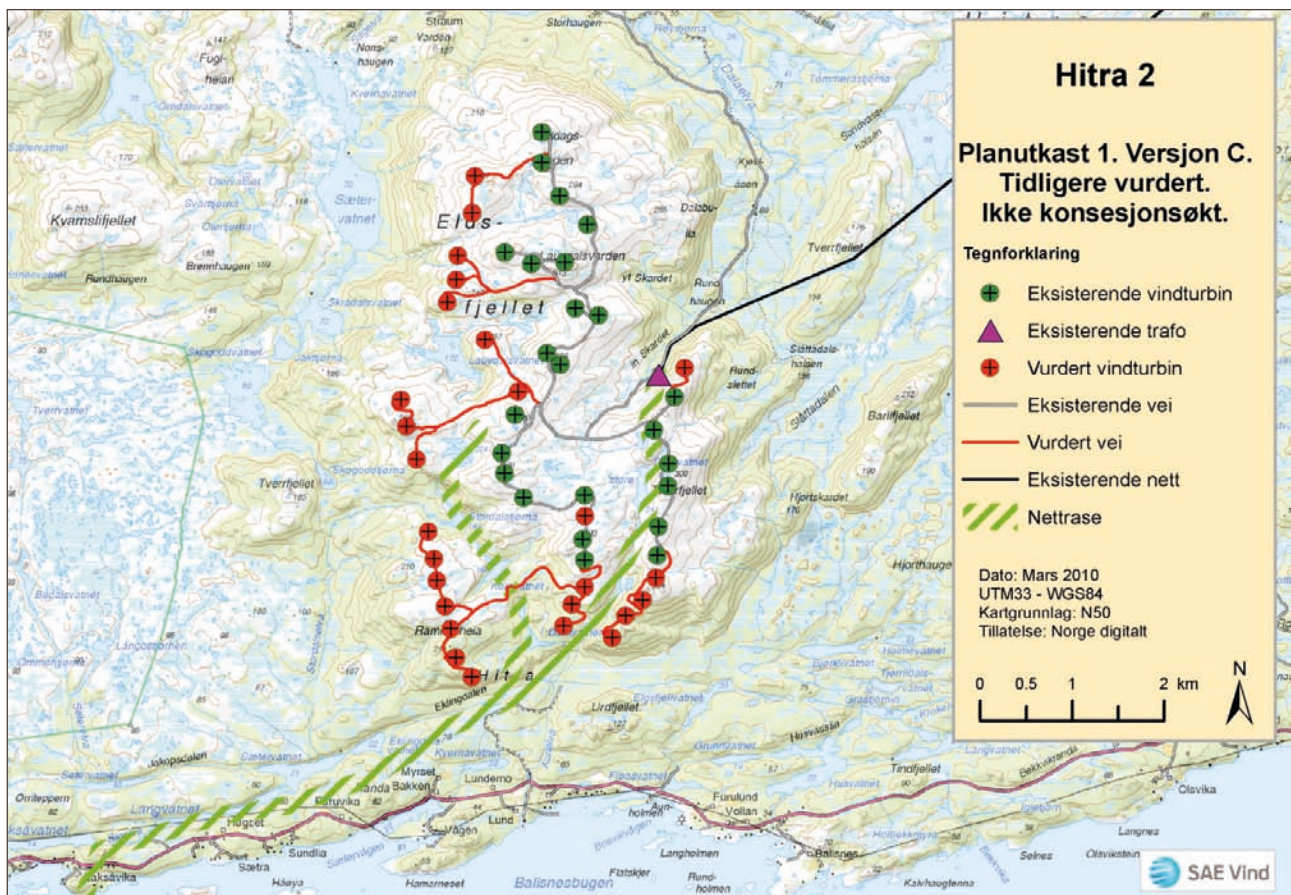
Planutkast 2 var bakgrunnen for de første samrådsmøtene. Det var i denne fasen to aktuelle planutkast; ett stort og ett lite. Figur 10.2 viser den lille versjonen av planutkast 2. På den store versjonen var det ytterligere 7 turbiner i området rundt Lauvdalsvatnet, på samme måte som i planutkast 1. Bakgrunnen for vurderingen av et lite planutkast var knyttet til usikkerhet om turbulensnivået på vinden i de vestre deler av planområdet, samt vurdering av en redusert nettilknytning til Tjeldbergodden på et lavere spenningsnivå (se også kapittel 10.3.2).

Etter nøyere vurdering av turbulensnivået, ble de syv vestlige turbinene inkludert i siste planutkast. Det ble i tillegg lagt til to turbiner i nordøst, som følge av en mildere vurdering av turbulensproblematikken. Som omtalt i kapittel 6.1.2 gjør turbulensproblematikken at disse to turbinene planlegges med et noe høyere tårn enn øvrige turbiner.

10.3 VURDERTE ALTERNATIVER FOR NETTILKNYTNING

10.3.1 ALTERNATIV PLASSERING AV TRANSFORMATORSTASJON

Det ble vurdert to alternativer for transformatorstasjon, utvidelse av eksisterende stasjon (A) eller bygging av en ny stasjon i vindparkens elektriske tyngdepunkt (B). De vurderte plasseringene er vist i Figur 10.3. Selv om tapene vil bli noe høyere ved en utvidelse av eksisterende stasjon, er dette det anbefalte alternativet. Driftsmessig vil det være best med en utvidelse av eksisterende stasjon siden det vil være enklere å betjene en felles stasjon for hele vind-



Figur 10.1 Planutkast 1 – stor versjon

parken enn to stasjoner. Utvidelse av eksisterende stasjon vil båndlegge mindre nytt areal enn en ny stasjon og vil ha betydelig lavere investeringskostnader, både fordi en ny stasjon vil kreve et større område bearbeidet og ekstra bygningsmasse for driftsbygg. Ved en utvidelse vil eksisterende servicefunksjoner kunne utnyttes også for Hitra 2. Alternativ B vil også inkludere en 22 kV reserveforbindelse mellom de to stasjonene som fordyrer dette. På bakgrunn av dette ble stasjonsalternativ B forkastet.

10.3.2 TILKNYTNING PÅ ANNET SPENNINGSNIVÅ

Statoil fikk i 2006 konsesjon for å bygge gasskraftverk på Tjeldbergodden med 860 MW produksjonskapasitet. Ved en slik løsning ble det forutsatt ny 420/132 kV transformatorløsning på Tjeldbergodden. Dette prosjektet har blitt stoppet pga. dårlig økonomi i prosjektet. Det er derfor ikke sett noe nærmere på tilknytning til 420 kV på Tjeldbergodden i denne sammenheng.

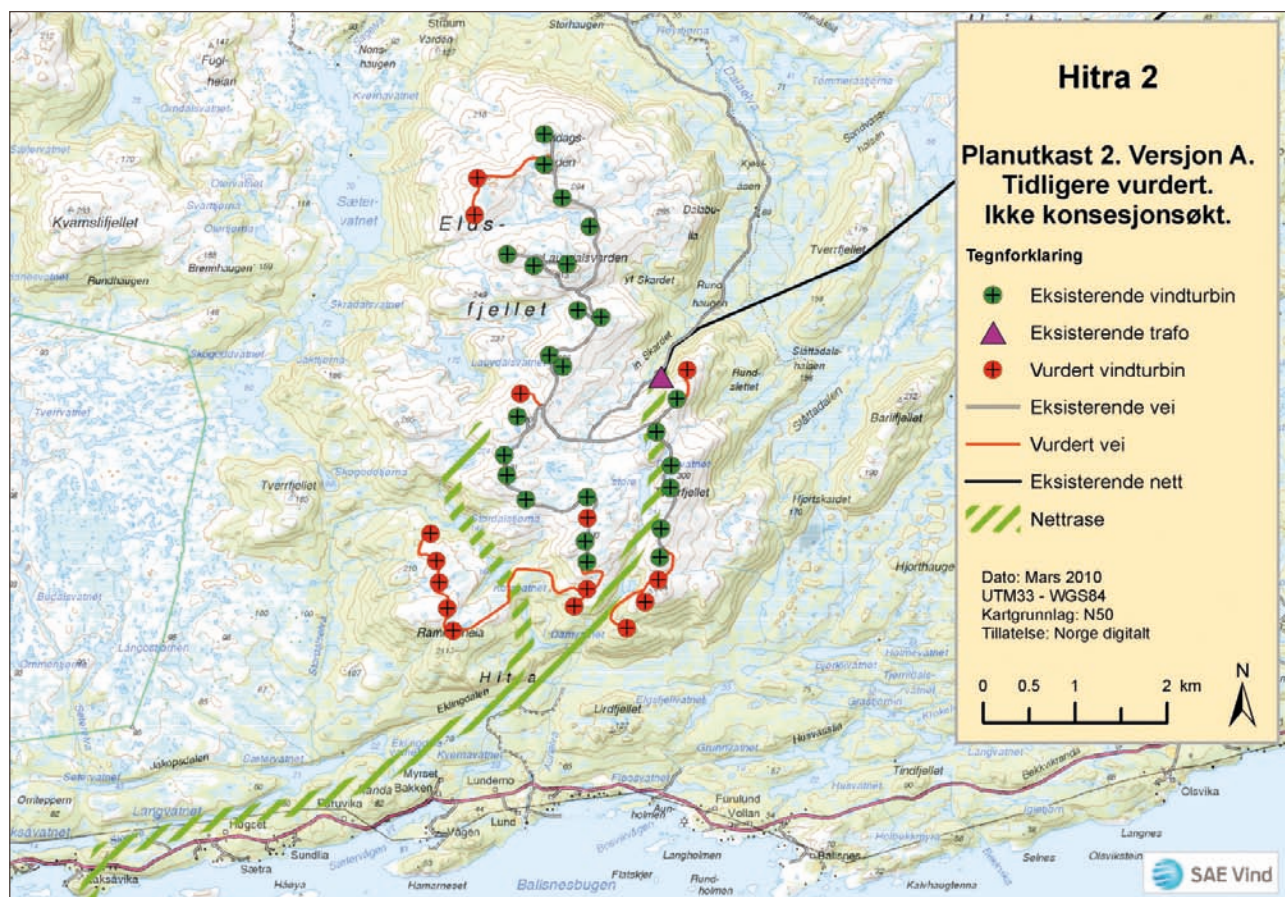
Det er vurdert tilknytning til Tjeldbergodden med 22 kV eller 66 kV fra Hitra 2 vindpark. For begge løsninger er det

forutsatt samme trasé som for 132 kV-løsningen.

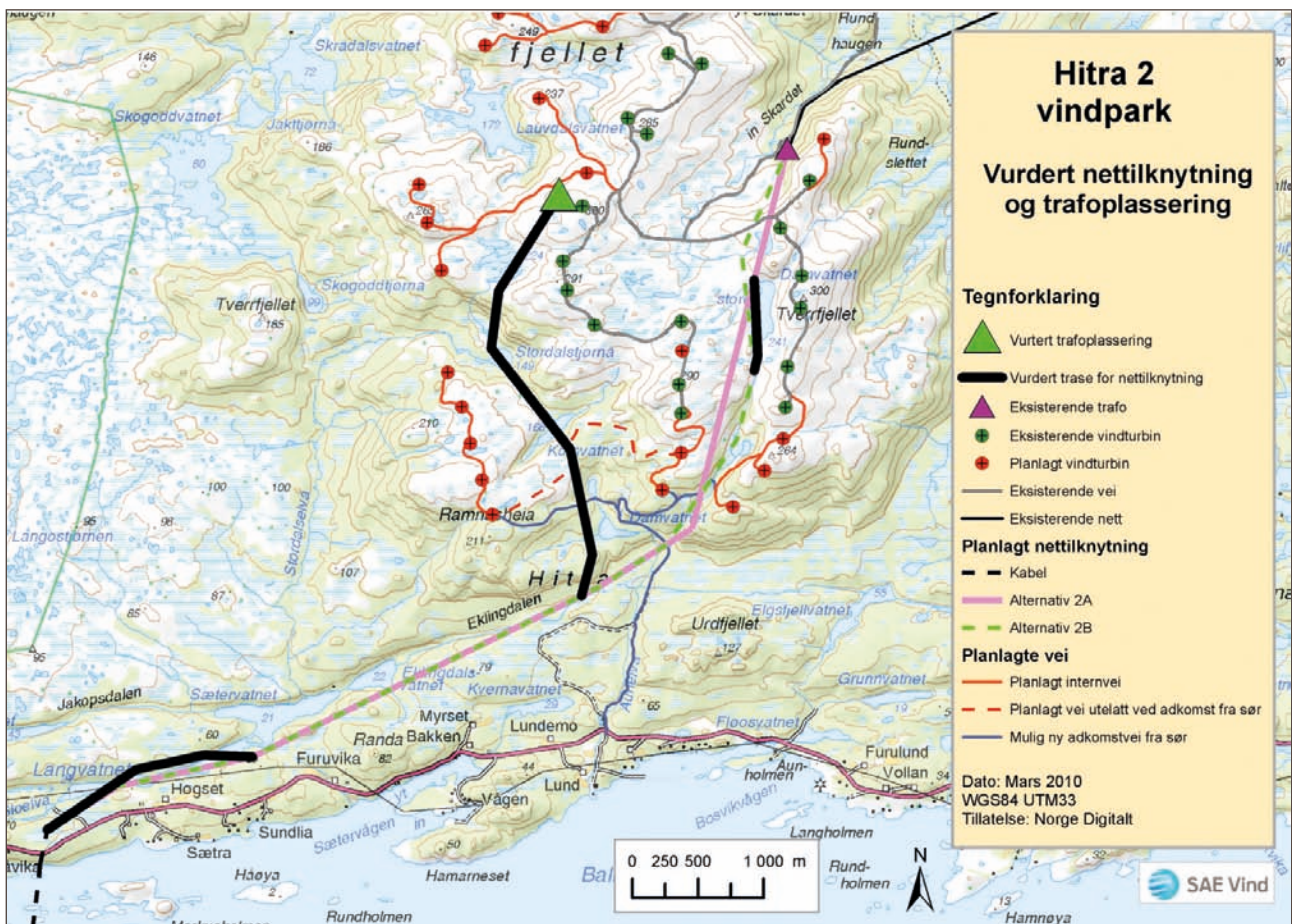
66 kV-løsningen har tilknytning til Tjeldbergodden med 66 kV transformering i Hitra 2 Vindpark, 66 kV ledning til Tjeldbergodden og 66/132 kV transformering i Tjeldbergodden transformatorstasjon. 66 kV løsningen gir en billigere sjøkabel enn for alternativ 1, men denne besparelsen spises opp av at man vil få behov for en 66/132 kV transformering på Tjeldbergodden. 66 kV-løsningen vurderes som mindre fleksibel enn 132 kV løsning og er forkastet.

22 kV-løsningen har tilknytning til Tjeldbergodden med sjøkabel direkte på 22 kV samleskinne. For en utbygging på 50 MW vil det være nødvendig med to sjøkabler på 22 kV-nivå.

En tilknytning direkte på 22 kV vil kunne gi problemer i 22 kV-nettet ved at det ikke er kapasitet i eksisterende 22 kV nett ved utfall av 132 kV ledning eller trafo i Tjeldbergodden. Det kan være mulig med tilknytning til 22 kV samleskinne fra Statoil, men ikke nødvendigvis ønskelig i forhold til industrianlegget.



Figur 10.2 Planutkast 2 – liten versjon



Figur 10.3 Vurderte alternativer for nettilknytning

Fordelen med en 22 kV løsning er at man slipper unna en transformering på Hitra og dermed får man relativt lave investeringskostnader. Ulempen med løsningen er at man genererer meget høye overføringstap i sjøkabel og luftledning, dette vil medføre at Hitra 2 vil få høye driftskostnader, og totalt sett kommer ut som en mer kostbar løsning. 22 kV alternativet ble forkastet på et tidlig tidspunkt, og det er ikke gjort noen nærmere vurderinger i forhold til praktisk gjennomføring av dette.

10.3.3 KABEL SOM ALTERNATIV TIL LUFTLEDNING

Det fremmes ofte krav om bruk av jordkabel i stedet for bruk av kraftlinje på deler av traseen i kraftledningsprosjekt. Dagens praksis for bruk av jordkabel versus luftledninger er blitt utviklet gjennom en rekke enkeltvedtak og klagebehandling i Olje- og energidepartementet. Ikke minst er det fastsatt klare rammer gjennom NOU 1995:20 og St.prp. nr. 19 (2000-2001). Der går det klart frem at det ikke tilrådes å legge jordkabel ut fra helsehensyn, verken for nye eller eksisterende ledninger, og videre at jordkab-

ling på de høyeste spenningsnivåene først og fremst bør vurderes på kortere strekk ved sterke miljøhensyn eller store estetiske ulemper.

Fordelene med jordkabel i stedet for luftledning er først og fremst av estetisk art samt at jordkabel krever mindre byggeforbudsbelte. Kabling vil ikke være en miljømessig forbedring i alle tilfeller. Dette gjelder særlig for anlegg på høyere spenningsnivå og anlegg utenfor tettbygde områder. For kabling på høye spenningsnivå er det behov for brede grøfter, sprengning med mer, som kan lage åpne og varige sår i landskapet. På grunn av kostnadsmessige og driftstekniske forhold er det relativt sjelden at jordkabel blir valgt. Et kabelanlegg har betydelig høyere kostnader enn luftledninger, spesielt ved høye spenninger og der det kreves stor overføringsevne.

Kabelanlegg har også noen tekniske ulemper i forhold til luftledninger:

- Innskutte kabler i kraftledninger påvirker driftssikkerheten da spesielt endepunktene og skjøtene har større sannsynlighet for feil enn kablet for øvrig. For 132 kV anlegg regnes det med at det er noen flere feil per km kabel (1,5 feil pr. 100 km pr. år) enn per km luftledning (1,2 feil pr. km pr. år). Reparasjonstiden er derimot mye lengre for kabler enn for luftledninger, og konsekvensen av feil på kabelanlegg kan derfor bli mye større enn konsekvensen av feil på høyspentledning.
- Fleksibilitet under drift ved kortvarig å kunne øke strømmen ut over nominell verdi, er mindre for kabler enn for luftledninger.
- Ved kabelanlegg øker jordstrømmen sterkt og vil kunne kreve økt kapasitet på nettets jordslutningsspoler.

Kostnader og avbrudd

For å belyse kostnadsdifferansen mellom kabel og luftledning er det gjort en sammenligning av estimerte invest-

ringskostnader og tapskostnader for luftledning og kabel hele veien mellom Hitra og Tjeldbergodden. Sjøkabelen er utelatt i sammenligningen da denne er lik for begge alternativer. Det vil være en kostnadsdifferanse på 13,7 millioner kroner for de to alternativene, der luftlinje altså vil være det rimeligste alternativet.

Tabell 10.1 viser en oversikt over forventet årlig utetid, returtid og reparasjonstid for feil dersom det bygges luftledning eller kabel hele veien mellom Hitra og Tjeldbergodden. Tallene er hentet fra Statnetts feilstatistikk. Siden ledningen er en ren produksjonslinje er det bare tapt produksjon som vil inngå i avbruddskostnader. Avbruddskostnaden vil avhenge av produksjon og kraftpris på avbruddstidspunktet, men generelt kan det konkluderes med at kabel vil gi høyere avbruddskostnader enn linje på grunn av at forventet reparasjonstid er mye høyere for kabel enn for linje.

	FORVENTET ÅRLIG UTETID [MINUTTER]	FORVENTET ANTALL ÅR MELLOM FEIL [ÅR]	FORVENTET UTETID PR. FEIL [TIMER]
Kabling 9,3 km	103	7,3	155
Luftledning 8,5 km + 0,8 km kabel	18	9	12,3

Tabell 10.1 Forventet utetid for kabel kontra luftledning

11 BERØRTE EIENDOMMER

De tekniske anleggene for vindparken vil berøre om lag 22 eiendommer med til sammen 21 hjemmelshavere.

Tabell 11.1 og vedlegg 11.1 viser en oversikt over eiendomsforholdene innefor planområdet.

Arealene skal benyttes til vindturbiner, transformatorstasjon, driftsbygg, veier, kabler, ledningstrasè, parkeringsplass og oppstillingsplasser. Det er også aktuelt å ta ut noe masse (fjell/myr) innenfor arealet i forbindelse med veibyggingen. Vindturbiner med oppstillingsplass vil hver beslaglegge et areal på ca. 1000 m² permanent. Veiene vil være ca. 5,5 m brede med tillegg av grøfter, fyllinger og skjæringer, samt noe breddeutvidelse i krappe svinger og kryss. Se kapittel 6.5.1 for detaljer.

Eiendommer som berøres av en eventuell nettilknytning mot Fillan (videre til Snillfjord) omfattes av egen konsekusjonssøknad, og er derfor ikke tatt med i listen under.

I tillegg til grunn som blir direkte berørt av tekniske anlegg vil det være nødvendig å klausulere grunn innenfor planområdet for Hitra 2. Omfanget av klausuleringen vil bli klarlagt når en endelig utbyggingsløsning er klar. Klausuleringen vil innebære at det ikke tillates tiltak som kan være til hinder for bygging og drift av vindparken, inkludert aktiviteter eller tiltak som kan begrense kraftproduksjonen.

Arealet kan etter utbyggingen hovedsakelig benyttes som i dag til beite, jakt, allmenn ferdsel m.m., men det vil ikke bli tillatt å plante skog eller gjennomføre andre tiltak som kan være til hinder for eller redusere kraftproduksjonen, og utbygger vil ha rett til å fjerne eventuell skog/trær som måtte redusere kraftproduksjonen.

Tabell 11.1 Liste over grunneiere innenfor planområdet Hitra2, inkl adkomstvei og nettilknytning mot Tjeldbergodden

GNR	BNR	HJEMMELSHAVER	ADRESSE	POSTSTED
32	1	Strøm Fredrik	Strøm	7250 Melandsjø
32	4	Sæther Kristin S. & Sæther Torgeir	Strøm	7250 Melandsjø
32	7	Strøm Erling Helge	Strøm	7250 Melandsjø
32	12	Strøm Paul Steinar		7250 Melandsjø
32	14	Strøm Inge Joar	Melandsjø	7250 Melandsjø
32	19	Hamnes Carl Inge	Vevelstadåsen 37	1405 Langhus
128	1,2	Strøm Bjørn Ketil Os		7240 Hitra
127	1, 4, 5	Karlsen Alfrida Lovise Strøm	Balsnes	7246 Sandstad
Nettilknytning mot tjeldbergodden				
127	3	Strøm Adolf Brithel		7246 Sandstad
127	110	Strøm Stig Hjalmar	Rønningen v	7074 Spongdal
127	71	Strøm Ragnhild		7246 Sandstad
127	16	Bernhardsen Brit Sæther		7246 Sandstad
127	13	Sæther Gunnar Magnar		7246 Sandstad
128	6	Mellemsæther Harry		7263 Hamarvik
128	10	Sundli Ole		7246 Sandstad
128	11	Kjørsvik Stig Olav		7224 Melhus
1713	29	Statens Vegvesen Region Midt	Julsundv. 9 F.Huset	6412 Molde
51	27	Statoil Asa	Forusbeen 50	4035 Stavanger
51	30	Unni Buhaug	Båls plass 11 b	3300 Hokksund
51	30	Leif G. Buhaug		6699 Kjørsvikbugen

*Kun beiterett **Jakt, fiske- og beiterett

12 DEFINISJONER OG ORDFORKLARINGER

Effekt:	<p>Energi per tidsenhet. Elektrisk effekt angis ofte i watt (W).</p> <ul style="list-style-type: none"> • En kilowatt (kW) = 1000 W • En megawatt (MW) = 1000 kW = en million W
Energi:	<p>Evnen til å utføre arbeid (Energi = Effekt x Tid). Elektrisk energi angis ofte i kilowattimer (kWh). 1 kWh = 1000 watt brukt i en time.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Megawattime (MWh) = 1000 kWh • Gigawattime (GWh) = 1000 MWh = 1 million kWh • Terawattime (TWh) = 1000 GWh = 1 milliard kWh <p>En gjennomsnittlig norsk husstand bruker ca. 20.000 kWh per år.</p>
Generator:	Roterende maskin som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi.
Installert effekt:	<p>For hver vindturbin oppgis en ytelse i kW. Dette er den installerte effekten i vindturbinen. Summen av installert effekt i hver vindturbin er den installerte effekten i vindparken. Ytelsen (eller produksjonen) vil være avhengig av vindhastigheten og vil variere mellom 0 og installert effekt.</p>
Konsesjon:	Tillatelse fra offentlig myndighet.
Planområde:	<p>En første avgrensning av arealet hvor det planlegges å sette opp en vindpark. Normalt vil det endelige arealet for vindparken være mindre enn det opprinnelige planområdet.</p>
Spenning:	<p>Enheten for elektrisk spenning er volt (V). 1 kV = 1000 V.</p> <p>Spenningen i en ledning vil normalt være høyere jo mer strøm som skal transporteres i ledningen (eks. 22 kV i lokalt distribusjonsnett, 66 eller 132 kV i regionalnettet og 300-420 kV i sentralnettet).</p>
Vindmølle =vindturbin:	Innretning for produksjon av elektrisk energi som består av tårn, vinger, maskinhus, generator, transformator og kontrollsystem.
Vindkraftverk =vindpark:	En eller flere vindturbiner med tilhørende internt elektrisk anlegg som fungerer som en samlet produksjonsenhet.

13 BAKGRUNNSDOKUMENTASJON

Energibruk i Norge 1998-2008, SSB, 2009.

[www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/
tab-2009-12-01-15.html](http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/tab-2009-12-01-15.html)

ENKL-planen: En energi- og klimaplan for Norge til 2020, Randers m.fl, BI/Sintef/EBL, 2009

Forskrift om konsekvensutredninger. 1.4.2005.

www.lovdata.no/for/sf/md/md-20050401-0276.html

Konsesjonssøknad - Samordnet nettløsning for vindkraftverk i Snillfjordområdet (2010) SAE Vind, TrønderEnergi, Zephyr

Kvartalsrapport for kraftmarkedet – 1. kvartal 2008, Tor Arnt Johnsen (red), NVE, 2008

Life-cycle assessments of wind energy systems, Arvesen m.fl, NTNU, 2009

Lov om kulturminner. 09.06.1978 nr. 50

www.lovdata.no/all/nl-19780609-050.html

Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (energiloven). 29.6.1990 nr. 50

www.lovdata.no/all/nl-19900629-050.html

Lov om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven). 13.3.1981 nr. 6.

www.lovdata.no/all/nl-19810313-006.html

Plan- og bygningslov. 14.6.1985 nr. 77

www.lovdata.no/all/nl-19850614-077.html

Plan- og bygningslov 2008

Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging. T-1442.

[http://odin.dep.no/md/norsk/dok/regelverk/
retningslinjer/022051-200016/dok-bn.html](http://odin.dep.no/md/norsk/dok/regelverk/retningslinjer/022051-200016/dok-bn.html)

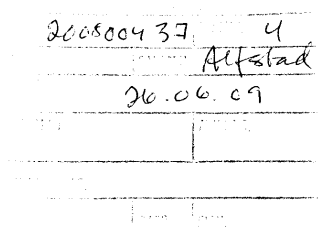


Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Statkraft Development AS
Postboks 200 Lilleaker
0216 Oslo

Vår dato: **25 JUN 2009**
Vår ref.: 200803881-33 kn/liha
Arkiv: 511
Deres dato:
Deres ref.:



Middelthuns gate 29

Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Org.nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
7694 05 08971

Saksbehandler:
Lisa Vedeld Hammer
22 95 90 33

Statkraft Development AS – Utvidelse av Hitra vindkraftverk, Hitra kommune. Fastsetting av utredningsprogram

NVE viser til Statkraft Development AS sin melding av 30.6.2008, mottatte høringsuttalelser og våre vurderinger i vedlagte ”bakgrunn for utredningsprogram” av dagens dato.

Utvidelsen av Hitra, kalt Hitra 2, vil kunne ha en installert effekt på 50 MW, slik at samlet installert effekt i Hitra vindkraftverk maksimalt vil kunne bli 105 MW. Utvidelsen av vindkraftverket er lokalisert på Eldsfjellet i Hitra kommune i Sør-Trøndelag. Antall og størrelse på turbiner, for utvidelsen, vil bli vurdert i arbeidet fram mot konsesjonssøknad. Statkraft Development AS melder tre alternative nettilknytninger. Et alternativ med ny 132 kV kraftledning til Snillfjord, et annet alternativ med ny 132 kV kraftledning til Tjeldbergodden og et siste alternativ med forsterkning av 66 kV kraftledning fra Fillan til Snillfjord.

I medhold av forskrift om konsekvensutredninger av 1. april 2005, fastsetter herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) et utredningsprogram for Hitra 2 vindkraftverk i Hitra kommune, Sør-Trøndelag fylke. Virkninger av vindkraftverket med tilhørende infrastruktur skal utredes. NVE har forelagt utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht. forskrift om konsekvensutredninger av 1.4.2005 § 7.

Innledning

Ettersom dette er en utvidelse av et eksisterende vindkraftverk finner NVE det hensiktsmessig at det skal tas utgangspunkt i utredningsprogram av 1999 og konsekvensutredningen som ble gjort for Hitra vindkraftverk i 2000. NVE forutsetter at tidligere utredninger oppdateres i nødvendig utstrekning. Det skal legges vekt på det nye prosjektområdet og utredningstemaer der det foreligger ny kunnskap.

I notatet bakgrunn for utredningsprogram av dagens dato er det vurdert innspill som er kommet til det foreslåtte utredningsprogrammet fra Statkraft.

NVE anser utvidelsen av Hitra vindkraftverk til å være en god anledning til å få gjennomført oppfølgende undersøkelser innenfor enkelte tema, for å klargjøre de faktiske virkningene av vindkraftverket. NVE vil derfor spesifisere utredninger som skal gjennomføres i tillegg til oppdatering av eksisterende konsekvensutredning.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 2

Tilleggskrav

Med bakgrunn i forslaget til utredningsprogram fra Statkraft, høringsinnspill, egne vurderinger og erfaringer ber NVE om at det i tillegg til utredningsprogram fra 1999 og konsekvensutredning fra 2000 fokuseres på følgende:

Vindressurs og produksjon

På bakgrunn av erfaringer fra bla. Hitra 1 skal omfanget og konsekvenser av ising for produksjon og ferdsel i vindkraftverket oppgis.

Biologisk mangfold

Det godkjente programmet for oppfølgende undersøkelser for fugl av 10.9.2003 gjennomføres som et ledd i utredninger av konsekvenser for fugl (se vedlegg 1). Dette innebærer følgende registreringer, som vil gi data om bestand, tetthet og reprodutiv status:

- Kartlegging av havørn, hubro og hønehauk innenfor planområdet.
- Kartlegging av havørn og hubro uten for planområdet, basert på kjente territorier/reirplasser som kontrollpar.

Det skal foretas feltundersøkelser i forbindelse med utredninger om fuglearter og trekkveier i tillegg til bruk av eksisterende informasjon og kontakt med lokalbefolkningen. Erfaringer fra Smøla prosjektet skal refereres og det skal vurderes om kunnskapen kan overføres til vindkraftverket på Hitra.

Hjortebestanden i området skal beskrives, herunder antall dyr, og antatt tilvekst og avskyting i hjortestammen. Dagens jaktutøvelse skal beskrives og man skal forsøke å angi antall jegere, jaktutbytte og jaktopplevelse. Tiltakets antatte virkninger for hjortebestanden og hjortejakt skal vurderes. Det skal gjøres en undersøkelse basert på bla. intervjuer av grunneiere som er berørt av Hitra 1.

Marine naturtyper i eller nær sjøkabeltrasé som er viktig for det biologiske mangfoldet skal beskrives. Dersom verdifulle naturtyper berøres, skal naturtypen og omfanget av inngrepet beskrives og det skal gjøres en vurdering av antatte konsekvenser. Vurderingene skal gjøres på bakgrunn av eksisterende informasjon som er tilgjengelig.

Reiseliv

Direkte lokale virkninger av tiltaket skal vurderes. NVE ber om at forholdet mellom reiseliv og det eksisterende vindkraftverket beskrives. Statkraft bør kontakte kommunen og eksisterende reiselivsbedrifter.

Visualisering

NVE legger til grunn at når visualiseringer skal gjennomføres må disse ta utgangspunkt i den utbygging som er der i dag. Forholdet mellom eksisterende og nytt anlegg bør derfor beskrives og visualiseres.

0-alternativet

NVE legger til grunn at 0-alternativet beskrives jf. vedlegg II i forskrift om konsekvensutredninger.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 3

Veg

Utfordringer med transport langs det offentlige vegnettet skal vurderes med bakgrunn i erfaringer ved utbygging av Hitra 1.

Nettilknytning

Den meldte traseen til Snillfjord er allerede konsekvensutredet i forbindelse med søknad for Frøya vindkraftverk. Dersom det ikke er store endringer av traseen skal det gis et sammendrag av konsekvensene for den meldte trasen til Snillfjord. Ved større trasé endringer må disse konsekvensutredes på lik linje med det som ble fastsatt i utredningsprogram for Hitra 1 av 1999. Konsekvensutredning av den meldte traseen mot Tjeldbergodden skal ta utgangspunkt i utredningsprogram av 1999.

Det skal gjøres en kort vurdering av mulighetene for å sanere eksisterende kraftledning over Svarthammaren og legge ny ledning langs Åstfjorden. Mulighetene for å legge ny og eksisterende kraftledning i tunnel med ny Rv. 714, skal kort refereres.

Systemløsning

Konsekvenser og behov for driftmessige delinger i nettet skal utredes. Dynamiske forhold i nettet som følger av den planlagte økte vindkraft skal beskrives.

For tilknytningsalternativ mot Tjeldbergodden skal det gis en oversikt over nødvendige investeringer i bakenforliggende nett. Dette bør ses i sammenheng med andre prosjekter i området. Statkraft bør i denne forbindelse ta kontakt med NEAS, Istad Nett og Statnett.

Risiko og sårbarhetsanalyse for leveringssikkerhet ved valg av nettilknytning

Det skal utredes hvordan de ulike nettløsningene kan påvirke forsyningssikkerheten til området.

Elektromagnetiske felt

Bygg ved gjennomsnittlig årlig strømbelastning som kan bli eksponert for magnetiske felt over 0,4 μ T, skal kartlegges. Typer bygg og omfanget av nærføringen skal beskrives. Det skal gis en kortfattet oppsummering av eksisterende kunnskap om kraftledninger og helse. Traséjusteringer eller andre tiltak som kan redusere feltnivå og andre ulemper skal vurderes ved nærføring. Konsekvensene av mulige tiltak, herunder merkostnader, fordeler og ulemper skal vurderes.

Skipsfart og fiskeri

Aktuell innseilingslei synliggjøres og at aktuelle ankerplass for skip beskrives. Eventuelle nye kaianlegg for frakt av vindturbiner skal utredes. Eventuelle virkninger av sjøkabel for havbruk, fiske og ankring, skal vurderes. Dersom det trengs spesielle tillatelser før utbygging kan skje, skal dette fremgå av konsekvensutredningen. Erfaringer fra forrige utbygging skal refereres.

Kulturminner og kulturmiljø

Kjente automatisk fredede kulturminner/kulturmiljø, vedtaksfredede kulturminner og nyere tids kulturminner og kulturmiljøer innenfor planområdet skal beskrives og vises på kart. Potensialet for funn av automatisk fredede kulturminner skal angis. Kulturminnenes og kulturmiljøenes verdi skal vurderes. Direkte virkninger av tiltaket for kulturminner og kulturmiljø skal beskrives og vurderes. Det skal også tas hensyn til mulige kulturminner i sjø. Mulige avbøtende tiltak skal vurderes. Det forutsettes at undersøkelser gjøres for planområde, kraftledningstraseer og vegtraseer.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 4

Friluftsliv

Det skal kartlegges om det eksisterende vindkraftverket har endret bruken av området til friluftslivsaktiviteter.

Luftfart

NVE mener det skal gjøres rede for tiltakets eventuelle påvirkning på omkringliggende radaranlegg, navigasjonsanlegg og kommunikasjonsanlegg for luftfarten. Tiltakets eventuelle påvirkning på inn- og utflygingsprosedyrene til omkringliggende flyplasser skal beskrives kort. Det skal vurderes om vindkraftverket og tilhørende kraftledninger utgjør andre hindringer for luftfarten, spesielt for lavtflygende fly og helikopter. Avinor, ved flysikringsdivisjonen, bør kontaktes for vurdering av tiltaket. Aktuelle operatører av lavtflygende fly og helikopter bør også kontaktes.

Med hilsen

Rune Flatby
avdelingsdirektør

Tomod Eggen
seksjonssjef

Vedlegg: Godkjent program for oppfølgende undersøkelser for fugl
Utredningsprogram fastsatt for Hitra vindkraftverk av 1999

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

N V E

EK-
ARKIVKOPI

Statkraft SF
Postboks 494

1322 HØVIK

Vår dato: 30. 06. 1999
Vår ref.: NVE 9804234-29 ek/aro
Arkiv: 912-513.4
Deres dato: 07.10.1998
Deres ref.: 9701494

Middelthuns gate 29

Postboks 5091, Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Org.nr.:
NO 970 205 039 MVA
Bankkonto:
0827 10 14156

Saksbehandler:
Tormod Eggan
22 95 94 19

**Statkraft SF
Vindkraftverk på Hitra
Fastsetting av konsekvensutredningsprogram**

Vi viser til Deres melding av 07.10.98, møter om saken, mottatte høringsuttalelser og våre vurderinger i vedlagte notat EK nr 19/99.

I medhold av plan- og bygningslovens § 33-4 og forskrifter om konsekvensutredning, fastsetter herved Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) konsekvensutredningsprogram (KU-program) for Statkrafts planlagte vindkraftverk på Eldsfjellet i Hitra kommune. NVE har forelagt utredningsprogrammet for Miljøverndepartementet iht til forskrift om konsekvensutredning av 13. desember 1996 § 6.

Konsekvensutredningen skal omfatte Eldsfjellet planområde som er på ca. 7 km². Den planlagte vindparken skal ha en samlet installert effekt på ca 50 MW. Aktuell størrelse på vindmøllene er fra 600 - 3000 kW, noe som innebærer etablering av mellom 20 og 80 vindmøller. Vindparken skal tilknyttes kraftledningsnettet via en ny 66 kV kraftledning, og det skal vurderes ulike veitraséer opp på Eldsfjellet. Det skal i konsekvensutredningen utarbeides konkrete løsninger for et vindkraftverk med tilhørende infrastruktur, som plassering av vindmøller og veier. Konsekvenser av vindparken med tilhørende infrastruktur, heretter kalt "tiltaket", skal utredes. Det skal fremgå hvor mange vindmøller som er lagt til grunn for utredningen.

NVE anmoder om at alternativ IV for kraftledningstrasé, som er presentert i forhåndsmeldingen, tas ut av den videre utredningen. Samtidig anmoder NVE om å ta inn et nytt alternativ, alternativ V, som går fra Eldsfjellet transformatorstasjon, langs vei til Straum og videre langs eksisterende ledning fram til Fillan transformatorstasjon.

Konsekvensutredningen skal omfatte de emnene som er skissert i vedlagte forskrift om konsekvensutredning av 13. desember 1996, vedlegg IV. Bokstav e) erstattes imidlertid av de spesielle utredningskravene nedenfor:

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 2

1. Landskap

- Landskapet i tiltaksområdet med tilstøtende arealer skal beskrives, der en omtaler landskapstypen og hvordan tiltaket vil påvirke oppfattelsen av landskap, natur- og kulturmiljøet. Geologi og landskapsformer skal beskrives kortfattet.
- Virkningen i landskapet av de planlagte vindmøllene skal visualiseres. Visualiseringen skal vise aktuelle alternativer for utforming og design. Visualiseringen skal også omfatte nødvendige bygg og konstruksjoner tilknyttet vindparken. Resultatet av visualiseringen skal vurderes i forhold til interesser innen boligmiljø, friluftsliv og kulturminner/kulturmiljø.

Framgangsmåte:

Ved hjelp av fotorealistiske teknikker skal nærvirkning og fjernvirkning av inngrepet synliggjøres fra representative steder (fra nærmeste bebyggelse, fra eventuelle viktige friluftsområder/utfartsteder i området og fra sjøen). Det skal legges ved kart som viser i hvilke områder vindparken blir synlig.

2. Friluftsliv

- Dagens bruk av planområdet og tilgrensende områder til friluftaktiviteter skal beskrives.
- Det skal gjøres en vurdering av hvordan tiltaket ved støy, arealbeslag, påvirkning av opplevelsesverdien i området og lettere adgang vil påvirke dagens bruk (jakt, fiske, turgåing med mer) og områdets potensiale for friluftsliv.
- Eventuelle restriksjoner på utøvelse av friluftsliv i eller i nærheten av tiltaket skal beskrives. Sannsynligheten for ising og behov for sikring av anlegget skal vurderes.

Framgangsmåte:

Eksisterende dokumentasjon må gjennomgås, og kompletteres med samtaler/intervjuer med lokale myndigheter, organisasjoner og lokalbefolkning.

3. Kulturminner og kulturmiljø

- Kjente automatisk fredete og nyere tids kulturminner innenfor planområdet og innenfor vei- og kraftledningstraséene skal beskrives og vurderes. Potensialet for funn av ukjente automatisk fredete kulturminner skal vurderes. Viktigheten av kulturminnene skal vurderes og vises på kart.
- Direkte og indirekte konsekvenser av tiltaket for kulturminner og kulturmiljø skal beskrives og vurderes. De berørte arealers kulturhistoriske verdi skal vurderes.
- Det skal kort redegjøres for hvordan eventuelle konflikter med forekomster av kulturminner kan unngås ved plantilpasninger.

Fremgangsmåte:

Eksisterende dokumentasjon skal gjennomgås og suppleres med befaringer og kontakt med Sør-Trøndelag fylkeskommune.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 3

4. Fugl

- Det skal gis en kort beskrivelse av fuglefaunaen i området.
- Det skal gis en oversikt over sjeldne, truede eller sårbare arter og deres kjente trekkkorridorer innenfor planområdet. Planområdets nærhet til Havmyran naturreservat må vurderes i denne sammenheng.
- Det skal gjøres en vurdering av hvordan tiltaket kan påvirke sjeldne, truede eller sårbare arter gjennom forstyrrelser (støy, bevegelse, økt ferdsel med mer), kollisjoner (både vindmøller og kraftledninger) og forringet leveområde (nedbygging). Vurderingene skal gjøres både for anleggs- og driftsfasen.
- Eventuelle avbøtende tiltak som kan redusere eventuelle konflikter mellom tiltaket og fugl skal vurderes.

Fremgangsmåte:

Utredningene skal gjøres ved bruk av eksisterende informasjon, feltbefaring og erfaringer fra andre land.

5. Annen fauna

- Det skal gjøres en vurdering av hvordan tiltaket kan virke inn på hvordan vilt bruker området (reduert beiteareal, barrierevirkning i forhold til trekkveier, skremsel/forstyrrelse, økt ferdsel med mer). Disse vurderingene må gjøres både for anleggs- og driftsfasen.
- Det skal gis en kort beskrivelse av hjortebestanden i området, herunder antall dyr og antatt tilvekst og avskyting i hjortestammen. Dagens jaktutøvelse skal beskrives kort, herunder skal det søkes å angi antall jegere, jaktutbytte og jaktopplevelse. Tiltakets antatte virkninger for hjortebestanden og hjortejakt skal utredes.
- Avbøtende tiltak som kan redusere eventuelle konflikter mellom tiltaket og berørt fauna skal diskuteres.

Fremgangsmåte:

Vurderingene skal bygge på eksisterende dokumentasjon, feltbefaring og kontakt med lokalbefolkning, lokale og regionale myndigheter og organisasjoner.

6. Flora

- Vegetasjonstyper og botaniske verneverdier i planområdet skal beskrives.
- Det skal gjøres en vurdering av hvordan eventuelle sjeldne forekomster vil kunne påvirkes av tiltaket (nedbygging, økt ferdsel, drenering med mer) og hvordan negative virkninger kan unngås.

Fremgangsmåte:

Eksisterende dokumentasjon skal gjennomgås og suppleres med feltbefaring. Det skal vurderes plantilpasninger for å redusere eventuelle negative virkninger.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 4

7. Støy og skyggeasting

- Det må lages støysonekart for lokaliseringsalternativene der støynivå ved nærmeste bebyggelse angis. Støyvurderingene skal også omfatte transformatorstasjonen.
- Eventuelle avbøtende tiltak må vurderes ved overskridelse av SFTs retningslinjer for industristøy.
- For eventuell nærliggende bebyggelse som kan bli berørt, skal det gjøres skyggeastingberegninger.

Framgangsmåte:

Ved hjelp av kartopplysninger og dataprogrammer skal støyutbredelse og skyggeasting fra vindparken beregnes.

8. Annen arealbruk

- Totalt direkte berørt areal skal beskrives (vindmøllefundamenter, veier, kraftledningstraseer med byggeforbudsbelte).
- Eventuell konflikt mellom planområdet og vernede områder etter naturvernloven og/eller plan- og bygningsloven skal beskrives.
- Tiltakets påvirkning av inngrepsfrie områder skal beskrives.
- Det skal gjøres en vurdering av eventuelle avbøtende tiltak.

Framgangsmåte:

Lokale og regionale myndigheter må kontaktes for innsamling av opplysninger om dagens arealbruk og planlagt arealbruk.

9. Infrastruktur*Nettilknytning*

Alternativ I, II og III som er presentert i forhåndsmeldingen, samt et nytt alternativ V via Straum, skal utredes.

- Kraftledningstrasé for tilknytning til eksisterende nett i Fillan transformatorstasjon skal beskrives og vises på kart.
- For de ovennevnte kraftledningstraséene skal aktuelle tekniske løsninger, samt økonomiske og miljømessige forhold utredes. Herunder skal spenningsnivå og mastetyper beskrives. Krav til visualisering og kulturminneutredning gjelder også kraftledningene.
- Det skal foretas en systemmessig vurdering av eventuelle kapasitetsbegrensninger ved eventuell økt vindkraftutbygging i øyregionen.
- Det skal gis en oversikt over bolighus og hytter som ligger 50 meter eller nærmere senterlina for traseene.

Veier, bygg og jordkabler

- Veitraséer innad i vindparken, samt behovet for vei inn til vindparken skal vurderes og beskrives i forhold til terrenget og nærliggende bebyggelse. Alternative traséer fra både Straum og Balsnes skal utredes. Ved planlegging av traséene skal det ses på skogbrukets behov for veier, slik at unødig mye veibygging i området søkes unngått.
- Det skal fremlegges detaljerte kart over plassering av hver enkelt vindmølle, kabelfremføring, nødvendige bygg og konstruksjoner knyttet til vindparken og veinettet i vindparken.
- Alternativ plassering av nødvendige bygg og konstruksjoner skal vurderes. Alternativ plassering av Eldsfjellet transformatorstasjon skal vurderes spesielt.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 5

- Mulighetene for drenering og endring av myr og myrtype som følge av eventuell graving i myr for vei og kabelgrøfter må beskrives.
- Avbøtende tiltak med tanke på overflatebehandling av veitraseer i ettertid må vurderes.
- Transportmessige forhold i anleggsfasen må beskrives i forhold til krav til veier, ferger og kaier.

Framgangsmåte:

Eksisterende dokumentasjon må gjennomgås og suppleres. Det skal gjøres både landskapsmessige og økonomiske vurderinger av de ulike kraftledningstraséene og veiene. Ved en eventuell konsesjonssøknad må det være avklart hvem som skal bygge og drive tilknytningsledningen.

10. Samfunnsmessige virkninger

- Det skal vurderes hvordan tiltaket kan påvirke sysselsetting og verdiskaping lokalt og regionalt. Dette skal beskrives både for anleggs- og driftsfasen.
- Det skal beskrives hvordan økonomien til Hitra kommune kan bli påvirket av etablering av vindkraft i kommunen.
- Verdi og konsekvenser for reiseliv/turisme som følge av vindparketablering skal drøftes.
- Grunneierrettigheter i planområdet og planlagt prosess i forhold til berørte grunneiere skal beskrives.
- Avfall produsert i anleggs- og driftsfasen, og deponering av dette skal beskrives. Dagens situasjon skal beskrives for grunn-, vann- og avløpsforhold. Det skal foretas en vurdering av tiltakets mulige forurensning i området. Avbøtende tiltak som kan redusere, eventuelt eliminere, negative virkninger skal beskrives.
- Prosjektets lønnsomhet skal vurderes.

11. Alternativ lokalisering

Statkraft skal begrunne hvorfor de har valgt å ikke gå videre med andre alternativ enn Eldsfjellet for lokalisering av vindkraftverk på Hitra.

12. Oppfølgende undersøkelser

Statkraft SF skal vurdere om det er behov for oppfølgende undersøkelser i driftsfasen for å skaffe tilveie kunnskap om virkninger av tilsvarende framtidige tiltak.

13. Metode og samarbeid

Konsekvensene skal beskrives i forhold til planer, mål og arealbruk i berørte områder. Det skal kort redegjøres for datagrunnlag og metoder som er brukt for å beskrive konsekvensene, og eventuelle faglige eller tekniske problemer ved innsamling og bruk av dataene og metodene.

I Miljøverndepartementets veileder T-1015 "Konsekvensutredninger etter plan- og bygningsloven", finnes informasjon om aktuelle institusjoner og organisasjoner, gjeldende retningslinjer, lover og annet aktuelt bakgrunnsmateriale, forslag til fremgangsmåter som kan benyttes og kobling mellom temaer som bør sees i sammenheng.

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



Side 6

Statkraft SF skal i tillegg utforme et kortfattet sammendrag av konsekvensutredningen beregnet for offentlig distribusjon, jfr forskrift om konsekvensutredninger, § 10. NVE anbefaler at det utformes en enkel brosjyre.

NVE ber Statkraft SF om i nødvendig grad ta kontakt med berørte interesser i utredningsarbeidet. Herunder bør en ha nær kontakt med kommunen som planmyndighet, og legge opp til en best mulig samordning av konsesjonsprosessen og eventuell planprosess etter plan- og bygningsloven. Statkraft SF oppfordres videre til å ta kontakt med NVE før søknaden med konsekvensutredning ferdigstilles og oversendes til formell behandling.

Vi gjør oppmerksom på at gjennomføring av undersøkelsesplikten etter kulturminnelovens § 9, skal være gjort før konsesjonsvedtaket kan fattes med mindre annet er avklart med Sør-Trøndelag fylkeskommune.

Konsekvensutredningen skal foreligge samtidig med en eventuell konsesjonssøknad etter energiloven, og vil bli sendt på høring sammen med denne.

Med hilsen

Kristian Løkke
avdelingsdirektør

Arne Olsen
seksjonssjef

Vedlegg: Notat EK 19/99

Kopi til: Alle hørings- og orienteringsinstanser

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)



NOTAT

Til: Statkraft SF v/ Nils Dårflot
 Fra: Arne Follestad og Ole Reitan
 Dato: 30.05.2003

Prosjektforslag:

Etterundersøkelser av fugl i forbindelse med vindmøllepark på Hitra

Bakgrunn

Dette prosjektforslaget er utarbeidet etter en muntlig forespørsel fra Statkraft SF 30.05.2003. Det tar utgangspunkt i vårt "Forslag til forundersøkelser i forbindelse med vindmøllepark på Hitra", datert 26.11.2002. I dette ble det lagt til grunn at resultatene fra forundersøkelsene skal danne grunnlag for etterundersøkelser ved bruk av standardiserte metoder.

Forundersøkelsene er en ren kartlegging av enkelte hekkende fuglearter før anleggsarbeidet igangsettes, og tar i hovedsak sikte på å belyse hvilke konsekvenser vindparken kan få for bestandsstørrelse, fordeling og reproduksjon.

De topografiske forholdene på Hitra og Smøla er svært ulike, noe som vil medføre et noe større tidsforbruk i felt for å lokalisere reir (inklusive alternative reirplasser) av havørn og hubro i og nær planområdet. For referanseområdet vil en i større grad undersøke kjente reirlokalteter, uten å vektlegge søk etter nye reirlokalteter. Dette vil likevel bli gjort i en viss utstrekning for å se om det skjer nyetableringer dersom noen reirlokalteter blir oppgitt i eller nær planområdet.

I NINA Oppdragsmelding 625¹⁾ ble havørn, hønehauk og hubro forventet å bli mest skadelidende av vindkraftverket. I forundersøkelsene ble det derfor foreslått kartlegging av disse artenes hekkeområder både i og nær vindmølleparken og tilkomstvegen til anleggsområdet, og i et referanseområde i umiddelbar nærhet av utbyggingsområdet.

Prosjektforslaget tar også hensyn til at en kun valgte å undersøke havørn i etterundersøkelsene på Smøla, slik at lirype, smålom og andre arter ikke er inkludert her.

Prosjektbeskrivelse

Dette forslaget innebærer følgende registreringer, som vil gi data om bestand, tetthet og reproduktiv status.

- En detaljert kartlegging av havørn, hubro og hønehauk innenfor planområdet.
- En ekstensiv kartlegging av havørn og hubro utenfor planområdet, basert på kjente territorier/reirplasser som kontrollpar.

NVE
Vedlegg Rnr. 000100286 - 43

Vedlegg 2.1 Utredningsprogram for Hitra 2 av 25. juni 2009 (NVE)

Hubro vektlegges i dette prosjektet, ettersom den har en relativt stor bestand på Hitra. Den er en karakteristisk art for det berglente kystlandskapet en kan finne mange steder langs kysten, men flere plasser er det tegn på at hubroen er i ferd med å minke kraftig i antall. Trolig er det flere årsaker til det. For vindparken på Hitra er særlig to forhold aktuelle for hubro:

- Mange hubroer blir funnet øde under kraftledninger, enten som resultat av kollisjon eller elektrisk støt ("electrocution"). Ettersom den i stor grad jakter nattestid, kan den være utsatt for å kolliderer også med vindmøller.
- Hubro er mer enn de fleste andre rovfugler og ugler intolerant for forstyrring ved reir. Det skal lite til før den skyr reiret, f.eks. som følge av mer trafikk i planområdet.

Hubro er derfor tatt med her for å kunne undersøke om vindmøllene vil være en ekstra negativ påvirkningsfaktor for hubrobestanden på Hitra.

Budsjettforslag

Havørn, bestandskartlegging:

Feltarbeid/kvalitetssikring av data:

Honorar feltpersonell			15.000
Lønn forsker	40 t	735	29.400
Kost og natt	5 dg	860	4.300
Reiseutgifter m.m.			4.000

Administrasjon/databearbeiding/rapportering:

Lønn forsker	50 t	735	36.800
--------------	------	-----	--------

Sum ekskl. moms			96.800
Moms 24 %			23.232
Sum inkl. moms			120.032

Havørn, registrering av kollisjonsdrepte individer

Honorar feltpersonell	7 dg	1000	7.000
Dekning av kjøreutgifter			2.000

Sum ekskl. moms			9.000
Moms 24 %			2.004
Sum inkl. moms			10.354

Hubro, bestandskartlegging:

Feltarbeid/kvalitetssikring av data:

Lokal assistanse			15.000
Lønn forsker	30 t	735	21.150
Kost og natt	5 dg	860	4.300
Reiseutgifter			2.000

Bearbeiding/rapportering:

Lønn forsker	30 t	735	31.725
--------------	------	-----	--------

Sum ekskl. moms			74.175
Moms 24 %			17.802
Sum inkl. moms			91.977

¹⁾ Reitan, O., Follestad, A., Nygård, T. & Bevanger, K. 1999. Vindkraftverk på Hitra: Mulige konsekvenser for "rødlistede" fuglearter. - NINA Oppdragsmelding 625: 1-33

Vedlegg 2.2 Brev fra Avinor om forholdet til luftfart



Statkraft Agder Energi Vind DA
Postboks 200 Lilleaker
0216 OSLO

200800437 10
H. Kristoffersen
17.02.10

Vår saksbehandler
Line Maria Hammerlund

Vår dato
15. februar 2010
Deres dato
2010.01.19

Vår ref.
200803171-5
Deres ref.

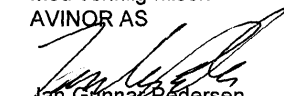
Hitra 2 vindkraftverk - Vurdering av forholdet til luftfart

Avinor har vurdert det planlagte vindkraftverket på Eldsfjellet i Hitra kommune i forhold til konflikt med luftfartsinteresser. Denne vindparken er tenkt lagt "utenpå" en eksisterende vindpark samme sted (Hitra1), som ikke har skapt problemer for Avinor.

Tiltaket gir ingen konflikter i forhold til navigasjons eller kommunikasjonsanlegg for luftfarten.

Tiltaket gir heller ingen konflikter i forhold til radar. Nærmeste radar er Kopparen, ca 57 km fra vindparken. Vindparken vil bli synlig på radarskjermen (primærplot). Siden Kopparen er en militær radarsensor bør det tas kontakt med forsvaret og få kommentarer derfra.

Med vennlig hilsen
AVINOR AS

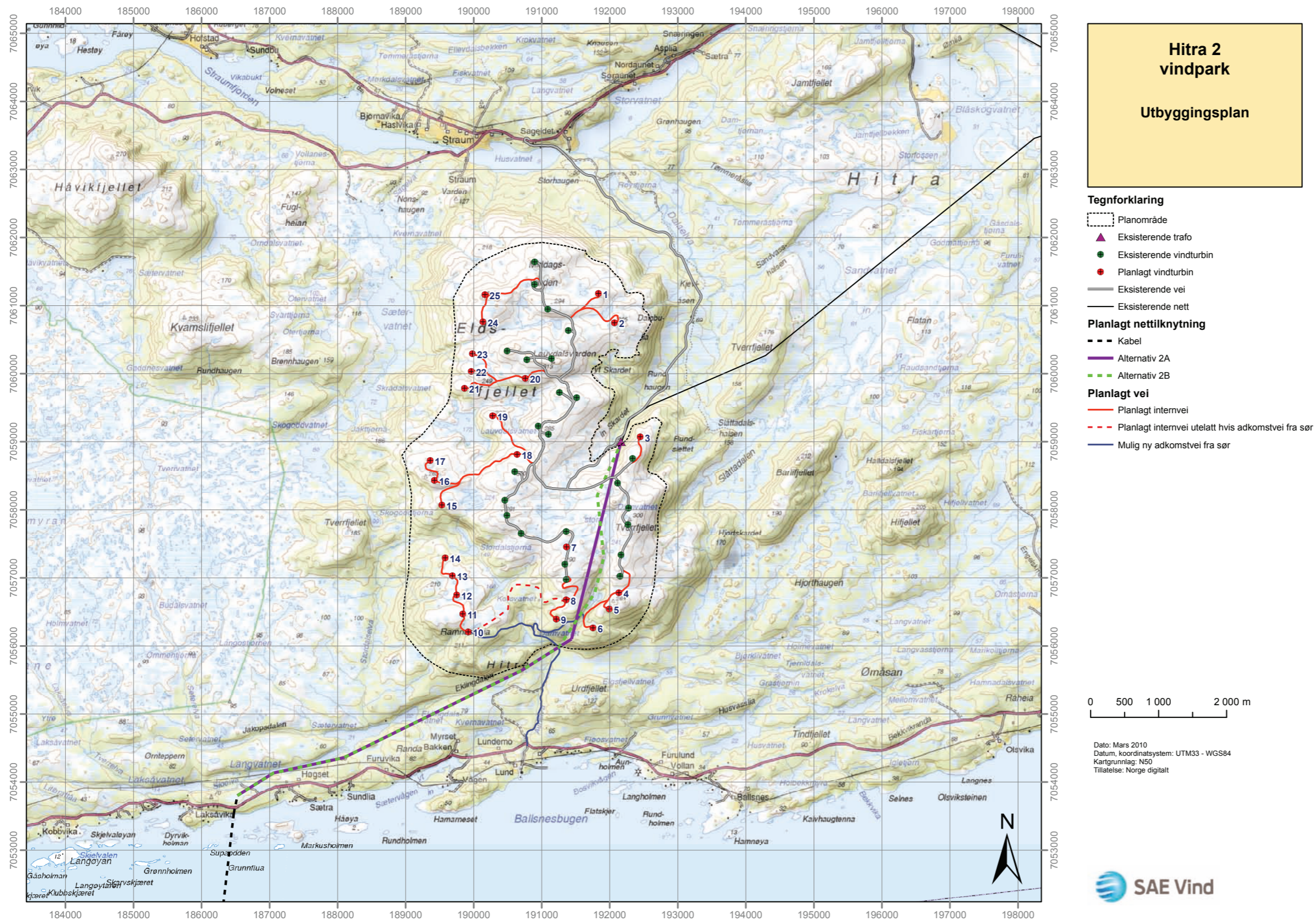

Jan Gunnar Pedersen
Sjef ATM Stab


Line Maria Hammerlund

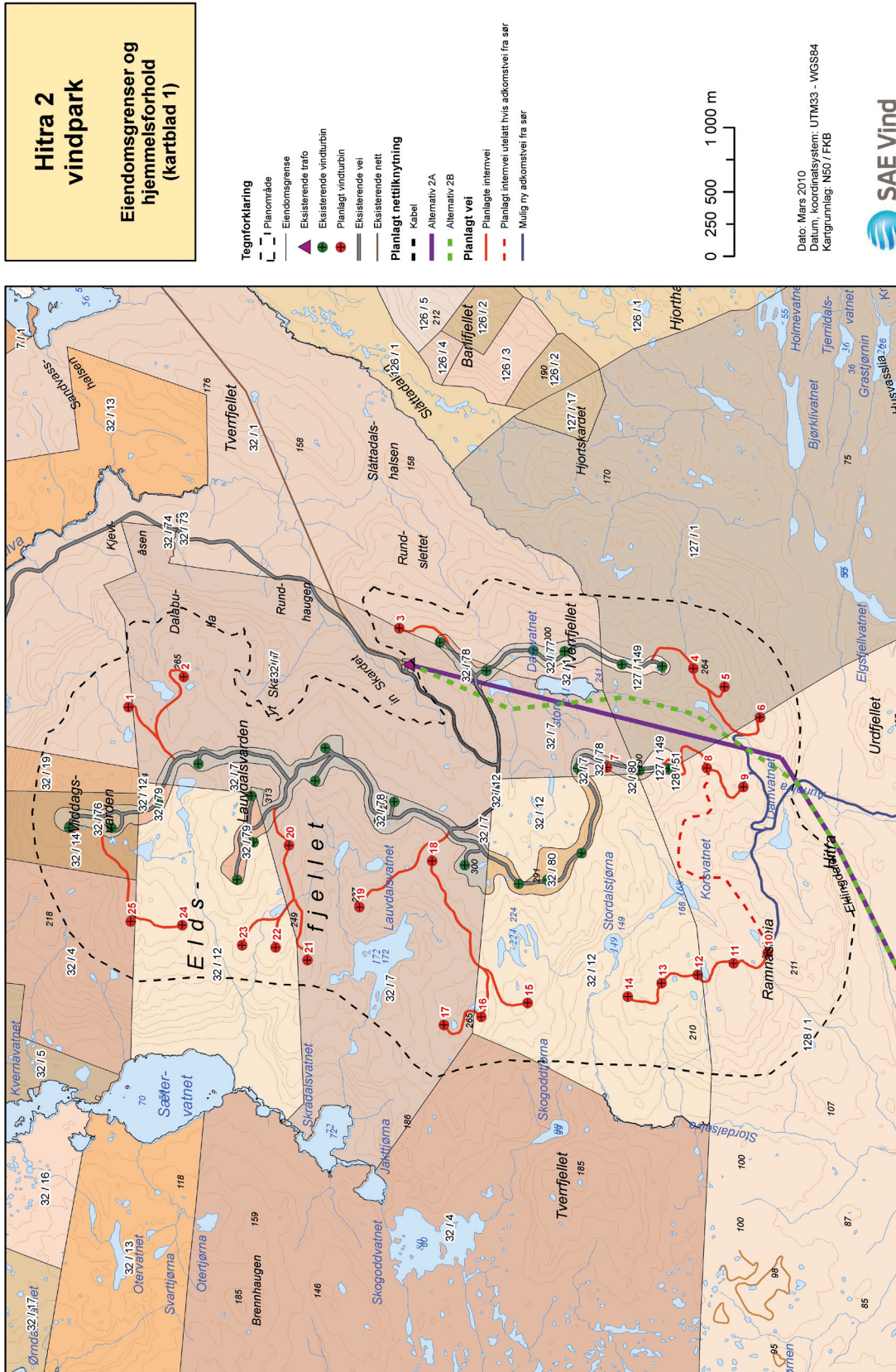
Avinor AS Postboks 150 NO-2061 Gardermoen
Telefon 815 30 550 Telefaks 64 81 20 21
post@avinor.no www.avinor.no
Sammen for framtidens luftfart

NO 985 198 292 MVA

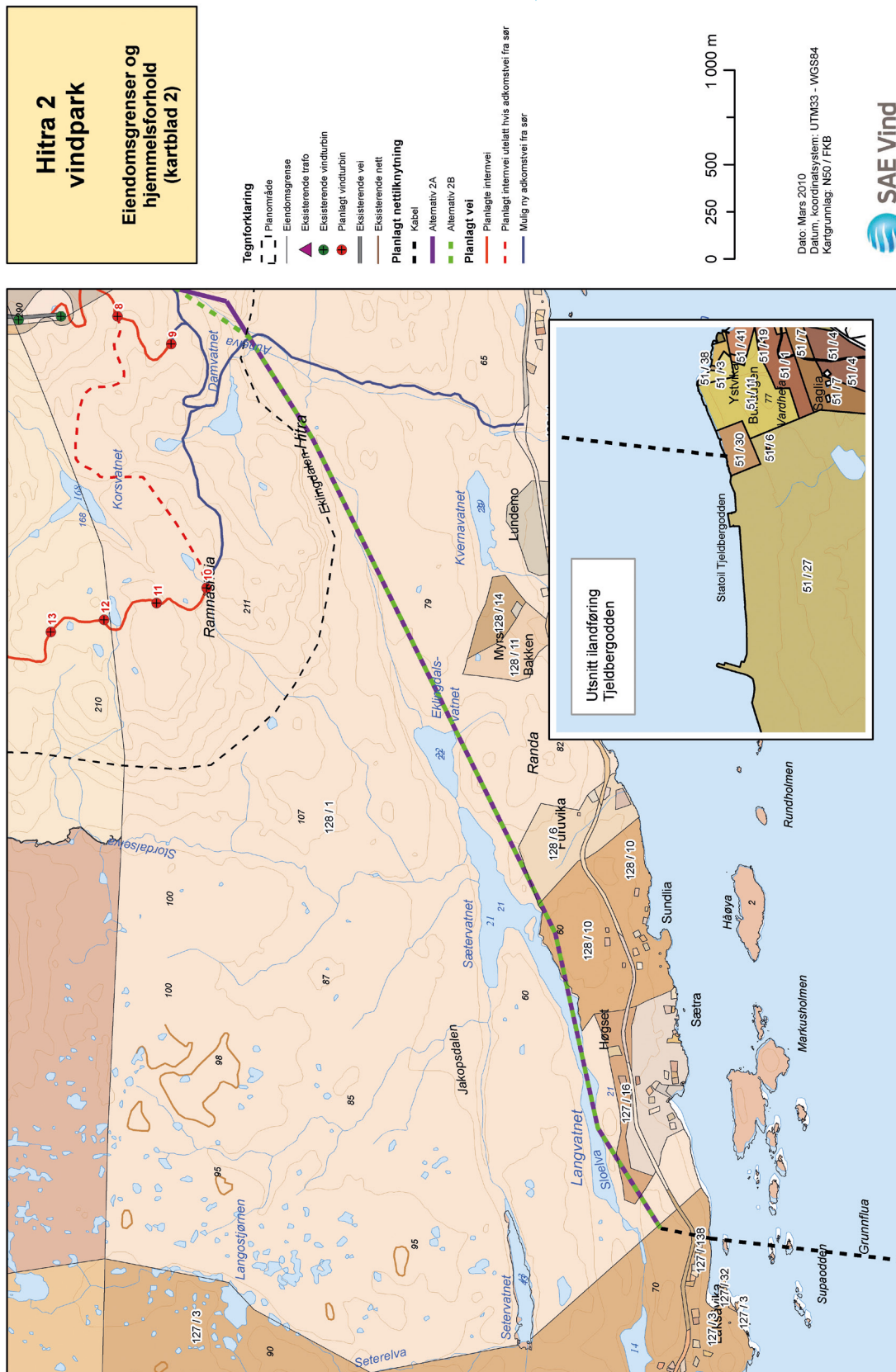
Vedlegg 6-1 Kart over utbyggingsplanen for Hitra 2



Vedlegg 11.1 Oversikt over eiendomsforholdene innefor planområdet.



Vedlegg 11.1 Oversikt over eiendomsforholdene innefor planområdet.





SAE Vind

Spørsmål om konsesjonssøknaden og videre planarbeid kan rettes til:

Statkraft Agder Energi Vind

Serviceboks 603
4606 Kristiansand
www.saevind.no

Kontaktpersoner:
Harald Kristoffersen, tlf.: 24 06 72 26
Trond Gärtner, tlf.: 24 06 72 74

Spørsmål om saksbehandlingen av konsesjonssøknaden kan rettes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat

Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Kontaktperson:
Lisa Vedeld Hammer, tlf.: 22 95 90 33

Spørsmål som gjelder lokale forhold kan rettes til:

Hitra kommune

7240 Hitra

Kontaktperson:
Dag Robert Bjørshol, tlf.: 909 39 619

SAE Vind er Statkraft og Agder Energi sin felles satsing på landbasert vindkraft i Norge.



Statkraft

agder energi