

Tilleggsopplysninger for fortsatt konsesjonsbehandling av Oddeheia og Bjelkeberg (trinn 2) vindkraftprosjekt i Birkenes kommune

Besøksadresse
Carl Gustafs väg 1

1. Bakgrunn

E.ON Wind Norway, Branch of E.ON Wind Norway (E.ON) søkte 29. april 2013 NVE om konsesjon for å få bygge Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg vindkraftverk i Birkenes kommune. E.ON valgte å søke om å få realisere prosjektet i to trinn med begrunnelsen at full realisering ikke er mulig før kapasiteten mellom regionalnettet som kraftverket skal tilknyttes, og sentralnettet blir utbedret. I søknaden ble det foreslått en ny sentralnettsforbindelse i Vegusdal.

28. mars 2014 ga NVE konsesjon til Storehei vindkraftverk (trinn 1) med installert effekt inntil 80 MW. Behandlingen av de gjenværende to planområdene Oddeheia og Bjelkeberg (trinn 2) ble samtidig stilt i bero til tilleggsopplysninger blir sendt inn til NVE. Kravet om tilleggsopplysninger omfatter kostnader for sentralnettstilknytningen samt tilpassing av planene i Oddeheia og Bjelkeberg med bakgrunn i virkninger knyttet til støy og skyggekast. I NVEs dokument «Orientering om vedtak» datert 28. mars 2014 beskrives disse tilleggsopplysninger slik:

«NVE vil på nåværende tidspunkt ikke ta stilling til en full utbygging av vindkraftverket, som innebærer en utbygging på Bjelkeberg og Oddeheia. For å kunne fatte vedtak når det gjelder konsesjon til de gjenværende delene av planområdene, vil NVE kreve at konkrete kostnader for sentralnettstilknytning av full utbygging skal dokumenteres og oversendes NVE. Med bakgrunn i virkninger knyttet til støy og skyggekast for Bjelkeberg og Oddeheia, vil NVE anmode tiltakshaver om å utarbeide nye planer som kan redusere virkninger for støy- og skyggekastfølsomme bygninger. Disse planene oversendes NVE i forbindelse med søknad om sentralnettstransformering i Vegusdal.»

E.ON ønsker med dette notat å møte NVEs krav. E.ON tar utgangspunkt i at informasjonen som gis i dette dokumentet er i samsvar med hva NVE forventer, og er et tilstrekkelig grunnlag for at NVE skal kunne fatte et konsesjonsvedtak også for Oddeheia og Bjelkeberg (trinn 2).

2. Forsterkning av overliggende nett for tilknytning av Oddeheia/Bjelkeberg

Bakgrunn og prosess

Denne delen av notatet oppsummerer vår tolkning og konklusjon fra dialoger og utredninger som har blitt gjort vedrørende nettilknytningen av Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg vindkraftverk og Nordisk Vindkraft (NV) sitt prosjekt Hovatn Aust vindkraftverk. Agder Energi Nett (AEN) sin nettutredning «Nettilknytning av vindkraft i Aust-Agder» har dannet bakteppet for diskusjoner og konklusjoner. Utredningen ligger vedlagt dette notatet (Vedlegg XX), og danner forutsetningene for det nedenstående.

E.ON har hatt en aktiv dialog med de tre viktigste interessentene; Statnett, AEN og NV, om nettilknytningsalternativene som er aktuelle for å få realisert Storehei (trinn 1) og Oddeheia/Bjelkeberg (trinn 2).

AEN hadde 27. januar 2015 en gjennomgang for Statnett av en nettanalyse-rapport som AEN har gjort på oppdrag for og i dialog med Statnett, med bakgrunn i vindkraftplanene og uttalelsen fra NVE om å stille behandlingen av Oddeheia og Bjelkeberg i bero. E.ON og NV var også invitert og deltok i møtet sammen med representanter fra Skagerak Energi og Otra kraft. AEN har analysert de tre følgende utbyggingsscenarioer som utgangspunkt for nettanalysen:

Scenario 1 = Storehei (89 MW), Oddeheia/Bjelkeberg (86 MW); 175 MW

Scenario 2 = Storehei (89 MW), Hovatn Aust (NV) (130 MW); 219 MW

Scenario 3 = Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg (175 MW) + Hovatn Aust (130 MW); 305 MW

Isolert sett er E.ON kun interessert i de scenarioer som innebærer en full utbygging av prosjektet Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg, altså scenario 1 og 3. Dette da Storehei (trinn 1) allerede er gitt konsesjon med bakgrunn i at det finnes ledig nettkapasitet i dag for å realisere inntil 80 MW.

Etter møtet 27. januar 2015 hadde E.ON møte med AEN 23. mars 2015 vedrørende nettanalysen for å diskutere de alternativer som påvirker E.ON (Scenario 1 og 3).

E.ON og NV har hatt flere møter og avklaringer. Dialogen startet våren 2014 etter at NVE valgte å stille behandlingen av Oddeheia/Bjelkeberg i bero, i påvente av avklaring om oppgradering og kostnader i overliggende nett. Etter at AEN presenterte sin rapport 27. januar 2015 har E.ON og NV hatt to møter: 11. og 26. mars 2015.

E.ONs tolkning og konklusjon av gjennomført nettanalyse

I AENs rapport er det listet opp totalt 14 «nettforhold» med bakgrunn i de tre scenariene som er analysert, som i sin tur er delt inn i tre kategorier. Den første kategorien benevnes «dagens nett» der det ikke gjøres noen investeringer i kapasiteten opp mot sentralnettet. I den andre kategorien utvides anlegget i Brokke med ytterligere 1 stk. 200 MVA transformator. I den tredje kategorien bygges det en ny sentralnettstasjon (1 stk. 300 MVA) tilknyttet eksisterende regionalnettstasjon i Vegusdal.

Av de totalt 14 definerte nettforholdene trenger alle alternativer unntatt et (det siste alternativet i Figur 1), en eller annen form for systemvern for å oppfylle gjeldende krav til sikker nettdrift. Statnett ga i forkant av møtet den 27. januar 2015 en kommentar på e-post til AEN vedrørende nettanalysen og hvilke systemvern som prinsipielt kan godkjennes (denne er ikke innarbeidet i rapporten av AEN):

E-post sendt fra Statnett til AEN:

- *«Nettsplitt som systemvern vurderes som uproblematisk.»*
- *«Pfk som systemvern kan ikke være en del av den endelige løsningen. Dette fordi man ikke kan knytte til nye kunder om dette går utover leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Men det kan være en mulighet for å benytte Pfk som en midlertidig løsning om det er de nye kundene som får det som en del av sine vilkår fra NVE.»*

Senere i møte med Statnett og AEN 11/5 fremholder Statnett at de prinsipielt ikke er avvisende til PFK som systemvern. De fremholder at de må utrede saken ytterligere før de kan si noe mer konkret om hvilke systemvern som kan aksepteres, samt hvilken løsning som er å foretrekke teknisk og samfunnsøkonomisk. Statnetts kompletterende analyser av nettforholdene definert i figur 1 er igangsatt og foreløpig er det antydnet at resultatet vil være ferdig tidlig i september.

I møtet fremholder Statnett også at situasjonen i dagens nett ikke er ønskelig med bakgrunn i situasjoner med høy belastning av transformatorene i Brokke (Angitt til 116 % i figur 1) og at de derfor ser det som naturlig at det blir gjennomført tiltak for å bedre transformorkapasiteten mellom regional og sentralnett uansett om det blir bygget vindkraft i regionen eller ikke.

E.ON tolker tilbakemeldingen fra Statnett, om at tiltak med å forbedre transformorkapasiteten mellom regional- og sentralnett er tiltak som er aktuelle selv uten ny vindkraft i regionen, dithen at nettforholdene med utgangspunkt i «dagens nett» som vist i figur 1, er uaktuelle. Denne holdningen er en foreløpig konklusjon som må bekreftes av Statnetts kompletterende analyse når den er ferdig.

Som tidligere beskrevet i notatet er E.ON, isolert sett, kun interessert i å diskutere en utbygging som tar utgangspunkt i realisering av hele E.ONs prosjekt (det som er definert som scenario 1 og 3 i figur 1). Med dette utgangspunktet, samt at de fem «nettforholdene» med vindkraftutbygging med «dagens nett» er ekskludert gjenstår seks «nettforhold» som aktuelle alternativer for E.ON.

Nett-alternativ	Tilleggs-tiltak	Produksjons-scenarior	Høyeste linjebelasting		Høyeste		Kritiske N-1	Håndterbare N-1	Antall systemvern	Kommentar
			%	Linje	%	Transformator				
Dagens nett		Uten ny vindkraft	72 %	132 kV Senumstad - Lund	116 %	Brokke T11 og T12	3	8	1	All produksjon i Brokke tilknyttet Agder
"Dagens nett"		Scenario 1	96 %	132 kV Oddeheia - Lund	94 %	Brokke T11 og T12	6	16	3	132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal. 1-2 generatorer i Brokke mater mot Telemark
	132 kV Evje - Vegusdal	Scenario 1	85 %	132 kV Brokke - Vegusdal	93 %	Brokke T11 og T12	4	11	3	132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal. 1-2 generatorer i Brokke mater mot Telemark
	132 kV Senumstad - Krossen	Scenario 1	83 %	132 kV Brokke - Vegusdal	92 %	Brokke T11 og T12	3	8	2	132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal. 1-2 generatorer i Brokke mater mot Telemark
		Scenario 2	80 %	132 kV Senumstad - Lund	106 %	Brokke T11 og T12	4	9	2	132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal. 1 generator Brokke + Hovath Aust mater mot Telemark
		Scenario 3	99 %	132 kV Oddeheia - Lund	112 %	Brokke T11 og T12	8	13	4 - 5	132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal. 1 generator Brokke + Hovath Aust mater mot Telemark
	-	Scenario 1	97 %	132 kV Oddeheia - Lund	94 %	Brokke T11, T12 og T13 (ny)	3	14	1 - 3	All produksjon i Brokke tilknyttet Agder. 132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal
3 stk transformatorer		Scenario 2	89 %	132 kV Senumstad - Lund	106 %	Brokke T11, T12 og T13 (ny)	5	6	4	All produksjon i Brokke tilknyttet Agder. 132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal
		Scenario 3	105 %	132 kV Oddeheia - Lund	112 %	Brokke T11, T12 og T13 (ny)	Ikke analysert. Tilfredsstiller ikke tekniske krav i normaldrift			All produksjon i Brokke tilknyttet Agder. 132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal
	Brokke	132 kV Evje - Vegusdal	Scenario 3	90 %	132 kV Iveland - Kristiansand	111 %	Brokke T11, T12 og T13 (ny)	4	13	4
	132 kV Senumstad - Krossen	Scenario 3	74 %	132 kV Hovath Aust - Bjørgedalen Brokke	110 %	Brokke T11, T12 og T13 (ny)	4	9	4	All produksjon i Brokke tilknyttet Agder. 132 kV linje Senumstad - Bjørgedalen koblet innom Vegusdal
		Scenario 1	54 %	132 kV Oddeheia - Lund	120 %	Brokke T11 og T12	1	1	1	Brokke, Hovath og Hekni tilknyttet Brokke. Regionalnettet delt mellom Vegusdal og Brokke
420/132 kV transformering Vegusdal		Scenario 2	57 %	132 kV Vegusdal - Senumstad L1/L2	122 %	Brokke T11 og T12	1	4	1	Brokke, Hovath og Hekni tilknyttet Brokke. Regionalnettet delt mellom Vegusdal og Brokke
		Scenario 3	68 %	132 kV Oddeheia - Lund	121 %	Brokke T11 og T12	2	6	2	Brokke, Hovath og Hekni tilknyttet Brokke. Regionalnettet delt mellom Vegusdal og Brokke
	132 kV Evje - Vegusdal	Scenario 3	70 %	132 kV Iveland - Kristiansand	121 %	Brokke T11 og T12	0	5	0	Brokke, Hovath og Hekni tilknyttet Brokke. Regionalnettet delt mellom Vegusdal og Brokke

Figur 1: Figuren viser en sammenstilling av de 14 definerte «nettforholdene», delt inn i tre kategorier. E.ON har markert de 14 nettforholdene i to farger utfra hvilke alternativer som fremstår som aktuelle «nettforhold» for E.ON. Rødmarkerte alternativer er aktuelle for E.ON (Scenario 1 og 3). Nettforholdene knyttet til utbygging i «dagens nett» har med bakgrunn i tilbakemeldinger fra Statnett beskrevet tidligere i notatet, blitt ekskludert.

Investeringskostnader og fordeling av disse

I NVEs uttalelse i sammenheng med konsesjonen til Storehei (trinn 1), samt i møte som ble holdt 5. mars 2015, spesifiserte NVE et ønske om at investeringskostnadene for tilknytningsalternativet/ene for Oddeheia og Bjelkeberg skulle konkretiseres. NVE spesifiserte også et ønske om at E.ON skulle fremme sin mening om hvordan disse kostnader vil bli fordelt mellom E.ON og netteierne (Statnett og AEN).

Som oppsummert ovenfor, konkluderer E.ON med bakgrunn i nettrapporten fra AEN, at det er seks nettilknytningsalternativer som er aktuelle utfra scenario 1 og 3. Av disse seks alternativer («nettforhold») er det tre som tar utgangspunkt i kategorien som innebærer en utvidelse med en ny transformator i Brokke, og tre alternativer som tar utgangspunkt i realisering av en ny sentralnettstasjon i Vegusdal. I tabell 1 nedenfor er kostnader for disse seks alternativene sammenstilt basert på nettrapporten fra AEN, samt fagrapporten om nettilknytning fra konsesjonssøknaden for Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg. Kombinert dekker rapportene alle nettkostnader for å realisere de seks forskjellige

nettilknytningsalternativene, unntatt kostnader for produksjonsnettet til Hovatr Aust som E.ON ikke har innsyn i.

E.ON har sammenstilt samtlige kostnader og avgrenset hvilke kostnader som E.ON mener burde anses som del av et masket nett. E.ON tolker gjeldende regler for anleggsbidrag dithen at netteier ikke har lov til å kreve anleggsbidrag for tiltak i maskede nett. De det gjelder utvidelsen i Brokke, samt en ny sentralnettstasjon i Vegusdal mener E.ON at disse tiltak fullt ut går inn under tiltak i masket nett.

Når det gjelder tiltakene i eksisterende regionalnettstasjon i Vegusdal er E.ON av den oppfatning at kostnader for et nytt 132 kV bryterfelt betales av E.ON. E.ON er i tillegg innstilt på å ta sin forholdsmessige del av felleskostnader. Kostnad, og fordeling av disse, for kabling av eksisterende 66 kV linje (Evje-Vegusdal) fra siste mastepunkt inn til stasjon må diskuteres videre med Agder Energi. Kostnader for kablingen er ikke tatt med i tabell 1, men forventes å være av et relativt begrenset omfang. Øvrige kostnader for tiltak i Vegusdal tas av Agder Energi.

Når det gjelder kostnadene for den nye transformatorstasjonen i Bjelkeberg er E.ON av den oppfatning at omlegging av eksisterende linje (Brokkelinjene), samleskinne, samt de to linjebryterne, er å betrakte som masket nett. Trafo og trafobryter betraktes som en del av produksjonsanlegget. E.ON er i tillegg innstilt på å ta sin forholdsmessige del av felleskostnader.

E.ON har i mail oversendt sin syn på hva som er masket nett til Agder Energi. I mail datert 20.08.2015 bekrefter Agder Energis sitt prinsipielle samsyn på kostnadsfordelingen i Vegusdal og Bjelkeberg transformatorstasjoner.

I den røde delen av Tabell 1 er de totale investeringskostnadene som vi mener faller på E.ON for de seks aktuelle alternativene beskrevet, totalt og fordelt per MW utefra gitt scenario. I den blå delen av tabellen er de totale investeringskostnadene som E.ON mener faller på netteier (Statnett og AEN) for de seks aktuelle alternativene beskrevne på samme vis. Kostnadene for E.ONs produksjonsnett er likt for alle alternativene. En mer nøyaktig sammenstilling over kostnadene for de forskjellige alternativene er gitt i vedlegg E.

Tabell 1. Kostnadssammenstilling av aktuelle nettalternativer. En mer nøyaktig kostnadssammenstilling for de ulike alternativene finnes i vedlegg E.

Nett-alternativ	Scenario	Produktionsnett (enbart E.ON)		Masket nett	
		Faktisk kostnad	Kostnad/MW	Faktisk kostnad	Kostnad/MW
3 trf Brokke	1	143 MNOK	0,89 MNOK	119 MNOK	0,75 MNOK
3 trf Brokke + 132 kV Evje-Vegusdal	3	143 MNOK	0,89 MNOK	190 MNOK	0,66 MNOK
3 trf Brokke + 132 kV Senumstad-Krossen	3	143 MNOK	0,89 MNOK	238 MNOK	0,82 MNOK
420/132 kV Vegusdal	1	143 MNOK	0,89 MNOK	256 MNOK	1,60 MNOK
420/132 kV Vegusdal	3	143 MNOK	0,89 MNOK	256 MNOK	0,88 MNOK
420/132 kV Vegusdal + 132 kV Evje-Vegusdal	3	143 MNOK	0,89 MNOK	327 MNOK	1,13 MNOK

For masket nett gjelder følgende:

Scenario 1 = Storehei (80 MW), Oddeheia/Bjelkeberg (80 MW); 160 MW

Scenario 3 = Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg (160 MW) + Hovatn Aust (130 MW); 290 MW

Som grunnlag for Agder Energis analyse er høyere ytelser brukt for Storehei (89 MW) og Oddeheia/Bjelkeberg (86 MW). Siden Agder Energi startet sin analyse har E.ON fått bedre kjennskap gjennom gjennomførte vindmålinger samt støyanalyser av vindkraftverkene som har medført at ytelsen har blitt redusert til 80 MW+80 MW = 160 MW.

E.ON har i e-post varslet Statnett om disse endringer slik at 80 MW+ 80 MW = 160 MW er utgangspunktet for de kompletterende analysene som blir gjennomført av Statnett.

Oppsummert ser E.ON alle de seks nettforholdene definert i figur 1, med definerte kostnader i tabell 1 som aktuelle alternativer. Prinsipielt er E.ON positivt innstilt til å akseptere PFK (produksjonsfrakobling) av sine vindparker som et mulig systemvern. Da forventet overlast ifølge analysen skjer om sommeren, samt at dette i tillegg fremstår som svært usannsynlig, mener vi PFK av ny vindkraft skulle kunne være et hensiktsmessig systemvern som NVE skulle kunne sette som krav i en eventuell konsesjon til trinn 2 (Oddeheia/Bjelkeberg).

Tidsgrensen for tildeling av el-sertifikater i Norge er definert som at prosjekter som kan være med i ordningen skal være i drift senest ved utgangen av 2021¹. Med

¹ Fristen ble utvidet fra 2020 til 2021 av Stortinget 18.06.2015

denne bakgrunnen fremstår alternativene som er tilknyttet en utvidelse i Brokke som de mest attraktive for E.ON. Dette, da det er forventet at prosessene knyttet til å få nødvendige tillatelser, prosjektere og bygge anlegget, er vesentlig mer kompleks ved etablering av en helt ny sentralnett-tilknytning (Vegusdal) i forhold til en utvidelse av en eksisterende stasjon (Brokke).

3. Reviderte planer og avbøtende tiltak med bakgrunn i virkninger av støy og skyggekast i Oddeheia og Bjelkeberg planområder

Revidert turbinlayout og turbintype

Siden søknaden ble sendt inn for Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg vindkraftverk i april 2013 har E.ON målt vind i alle de tre planområdene. I Storehei startet de første målingene i juni 2013 og i Oddeheia og Bjelkeberg i april 2014. I løpet av høsten 2014 ble det satt opp ytterligere to vindmålemaster lengere nord i Storehei planområde. Resultatet fra vindmålingene bekrefter at alle de tre planområdene har gode vindressurser. Resultatet indikerer også at riktig høye vindhastigheter (>20 m/s 100 m over bakken) er sjeldent forekommende over de tre planområdene. Dette indikerer at det sannsynligvis kan være aktuelt å bruke klass III turbiner i de tre planområdene.

Parallelt med at E.ON har målt vind i de tre områdene som gitt økt kunnskap om vindforholdene på plass, har turbinteknologien utviklet seg vesentlig. De fleste av de større turbinleverandørene har videreutviklet sine seneste turbinplattformer og trenden har gått mot større generatorytelse per turbin, og lengre vinger. Turbinen som er brukt i søknaden er en Vestas V-112 med en tårnhøyde på 119 m og vinger på 56 m. Som et eksempel på turbinutviklingen har Vestas utviklet V-112 plattformen til tre turbiner mot de tre forskjellige IEC klassene på vind, V-117 (klasse II) og V-126 (klasse III). Samtidig har Vestas økt generatorytelsen fra 3,075 til 3,3 MW. Både Nordex og Siemens har også på lignende måte oppgradert generatorytelse og kommet med nye turbinversjoner med lengre vinger på sine seneste plattformer.

E.ON følger turbinutviklingen nært og er i konstant dialog med de større turbinleverandørene da man løpende evaluerer turbintyper og plassering i sine prosjekter under utvikling. Når planene skulle revideres i Oddeheia og Bjelkeberg i henhold til NVEs krav til virkninger av støy og skyggekast, var det derfor naturlig å gjøre dette i sammenheng med en ny vurdering av turbintype og turbinplassering mot det som er presentert i søknaden. Med bakgrunn i utviklingen i turbinteknologien og med indikasjonene fra vindmålingene, mener E.ON nå at Vestas V-126 3,3 MW er en mer sannsynlig og representativ turbintype for å få realisert prosjektet. Turbinen har større generatoreffekt og lengre vinger enn turbinen som er uredet i konsekvensutredningen. Totalhøyden vil avhenge av hvilken tårnhøyde som velges. Det finnes flere alternativer, men tårnhøyden som er brukt i støy og skyggekastberegninger er fortsatt satt til 119 m. E.ON ønsker å opplyse at endelig valg av turbin og plassering fortsatt ikke er gjort, men mener likevel at V-126 er en mer representativ modell, sammenlignet med turbinen som

er brukt i den omsøkte løsningen (V-112). E.ON kommer å vurdere turbin type og plassering løpende gjennom detalj og MTA-planprosessen.

I KU er det foreslått å fjerne turbin 17 og 7 (omsøkt løsning) med bakgrunn i støyvirkninger for støyfølsom bebyggelse. I de reviderte planene E.ON legger frem er turbin nr. 17 fjernet i samtlige scenarioer. Turbin nr. 7 er foreslått fjernet i de scenarioer der vi ikke tar utgangspunkt i en minnelig ordning med eiere av hytta nr. 9.

Oppdaterte støyberegninger og avbøtende tiltak

Det er gjort nye støyberegninger for Bjelkeberg og Oddeheia. I disse beregningene er det benyttet Vestas V-126 med en navhøyde på 119 m. Støyberegningene er utført etter de nye retningslinjene for støy utgitt av NVE (T-1442/2012) og veileder til retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging (T1442/2012) utgitt av Miljødirektoratet.

Grunnlagsdata

I Figur 2 er det vist en oversikt over alle bygninger som er inkludert i støyberegningene. De mest støykritiske bygningene er nummerert og markert med blå sirkel, samt kalt «spesielle støymottakere».

Av de mest støykritiske bygningene, så er bygningene markert som nr. 6, 8 og 12 – 14, hytter som eies av grunneiere i prosjektet som E.ON har inngått avtaler med. Disse hyttene er derfor ikke kritiske for prosjektet, og grenseverdien for støy på 45 dB L_{den} er nødvendigvis ikke overholdt for disse hyttene. De andre nummererte bygningene skal overholde grenseverdien for støy på 45 dB L_{den} . Bygningen som er markert som nr. 9 lengst sørvest i planområdet er et spesialtilfelle hvor tiltakshaver E.ON fortsatt er i kontakt med eier om en eventuell avtale. Disse beregningene er derfor utført for begge tilfeller, det vil si både med og uten avtale for hytte nr. 9.

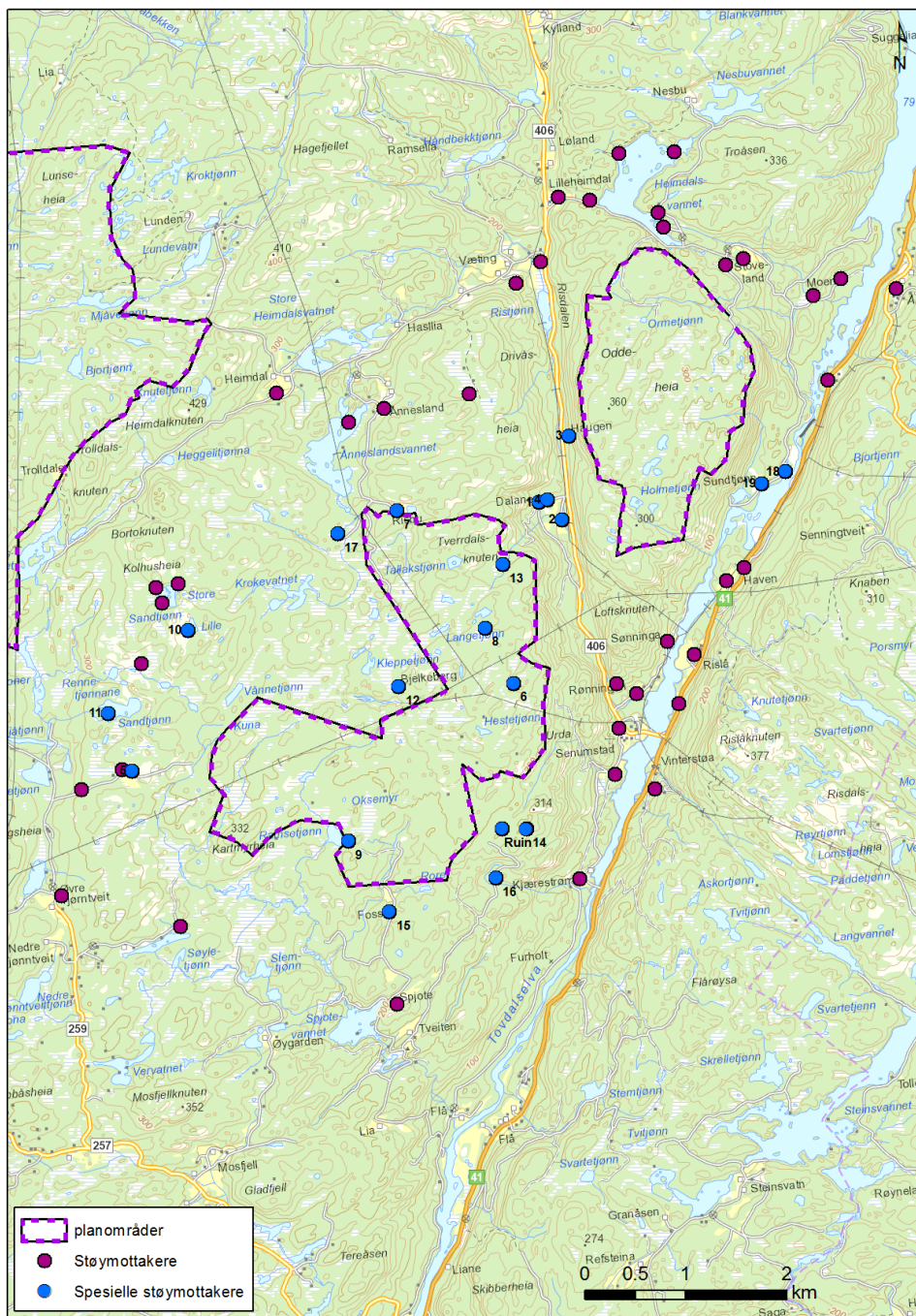
Turbinplasseringen som er benyttet i beregningene er utarbeidet av Sweco på oppdrag fra E.ON. Det er her tatt hensyn til at det skal holdes en avstand fra alle støyfølsomme bygninger på minst 600 m med unntak av bygget ved Haugen (som er lokalisert mellom Oddeheia og Bjelkeberg og markert som nr 3 i figur 2). Terrenget stiger bratt opp mot Oddeheia planområde fra Haugen, noe som medfører at terrenget skjærmer bygget for støy fra Oddeheia. Dette, sammen med at en avstand på 600 m vil gjøre at muligheter for å plassere turbiner i noe av de beste posisjonene i Oddeheia planområde utelukkes medfører at det er lagt inn en avstand på 400 m for dette bygg.

For hytte nr. 9 er det lagt inn en ekstra bufferavstand på 800 m i det tilfellet hvor det er antatt at man ikke får avtale med grunneier. I det tilfellet hvor det er antatt at man får en avtale med grunneier er det overholdt en avstand på 180 m fra hytte nr.

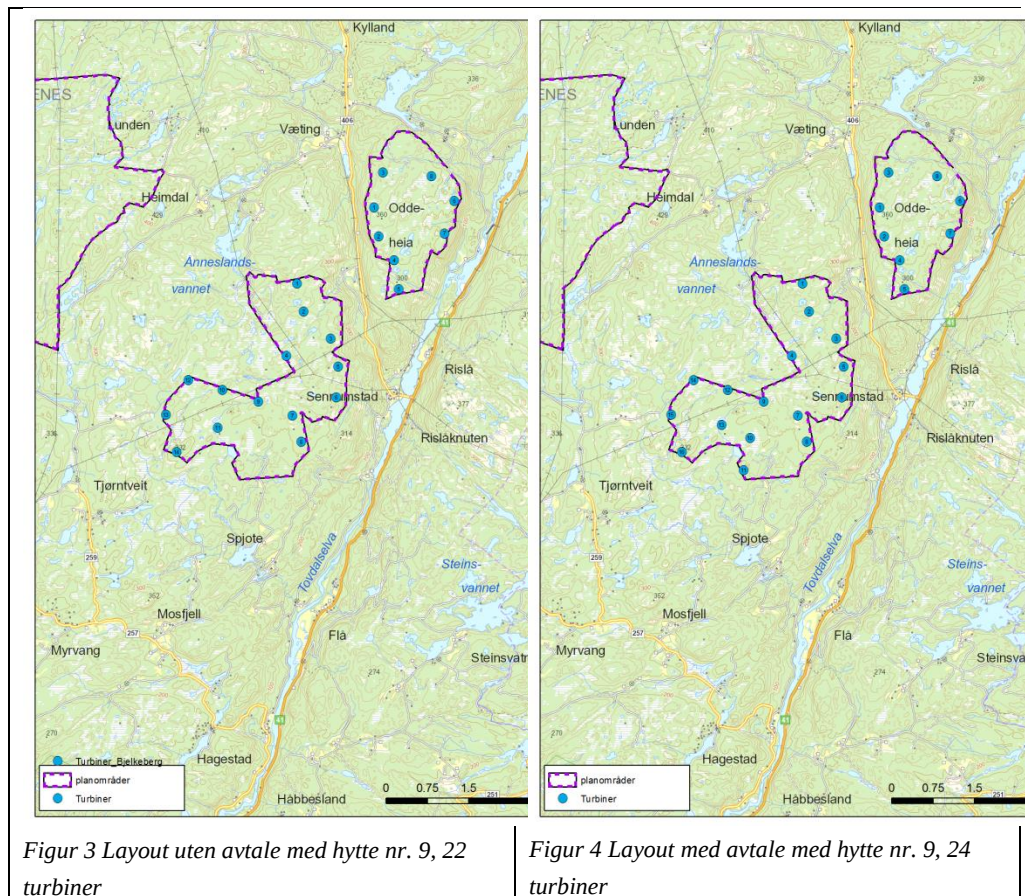
9. Det er også tatt hensyn til myrområder, bratte områder og kraftledninger. Ut fra disse betingelsene er det utarbeidet to ulike turbinplasseringer, en med 22 turbiner og en med 24 turbiner totalt. Som tidligere nevnt er turbinen omtalt som nr. 17 i omsøkt løsning fjernet. Turbinen omtalt som nr. 7 er fjernet i scenarioet der E.ON tar utgangspunkt i at 45 dB L_{den} skal overholdes ved hytte nr. 9. Disse er vist i henholdsvis Figur 3 og Figur 4.

Alle beregningene er utført med oktavdata for Vestas V-126. Disse er mottatt fra Vestas, men må bli sett på som foreløpige data.

De nye retningslinjene for støy henstiller til en driftstid på 365 dager per år. Dette er benyttet i alle beregningene.



Figur 2 Oversikt over støymottakere på Oddeheia og Bjelkeberg



Figur 3 Layout uten avtale med hytte nr. 9, 22 turbiner

Figur 4 Layout med avtale med hytte nr. 9, 24 turbiner

Vestas har to typer turbiner av V-126. Den ene typen er kalt «clean blades». Disse turbinene har en hastighetsavhengig støyfordeling for navhøyde gitt som Tabell 2. Dersom støynivået fra disse turbinene blir for høye, anbefaler Vestas at det benyttes en annen turbin av V-126. Denne typen er kalt «serrated blades». For «serrated blades» er den hastighetsavhengige støyfordelingen for navhøyde gitt i Tabell 3 for Mode 0 - Mode 3.

Tabell 2 Hastighetsavhengig støyfordeling i navhøyde for Clean blades Mode 0

Vindhastighet	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Lwa, A-vektet – Mode 0	9 2	94. 5	97. 4	101. 4	105. 1	107. 9	108. 5	108. 4	108. 4	108. 3	108. 3

Tabell 3 Hastighetsavhengig støyfordeling i navhøyde for Serrated blades for Mode 0 – Mode 3

Vindhastighet	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Lwa, A-vektet - Mode 0	89. 5	90. 4	94. 3	97. 1	101. 2	104. 2	104. 9	105. 3	105. 5	105. 7	105. 9
Lwa, A-	89.	90.	94.	97.	101.	103.	104.	104.	105.	105.	105.

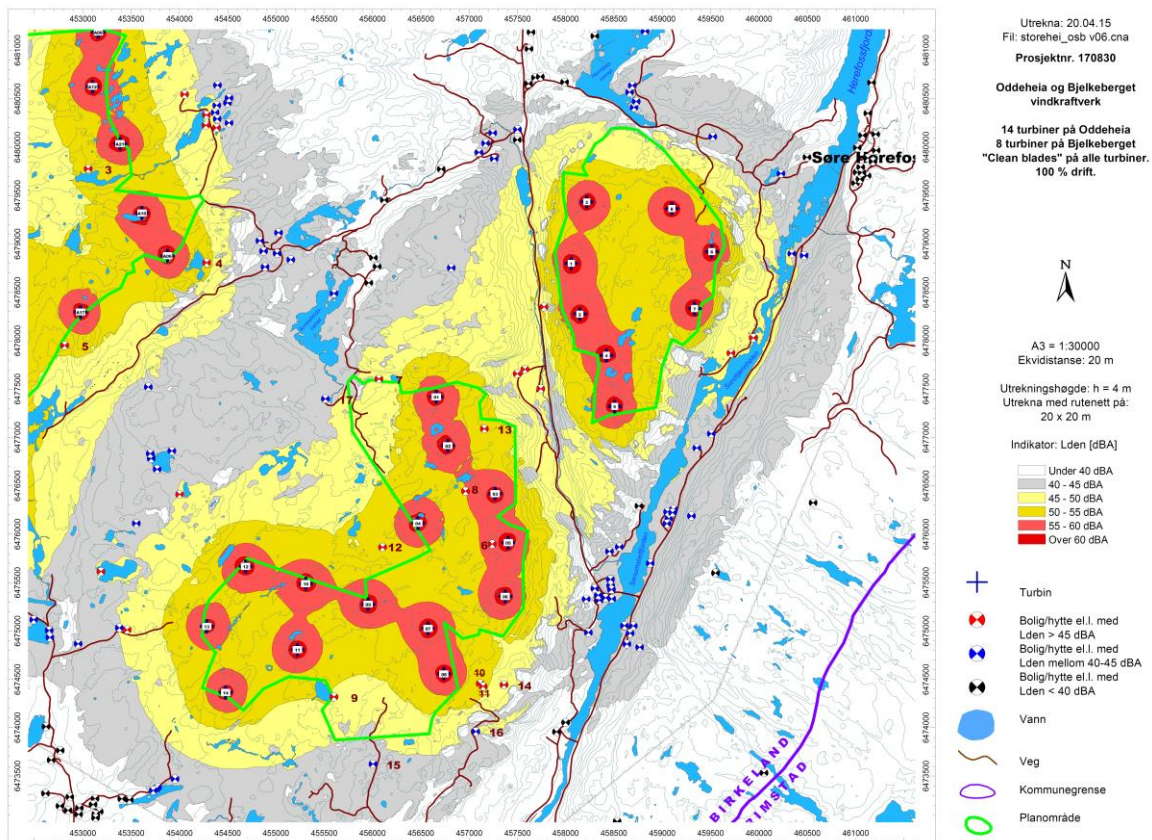
vektet - Mode 1	5	4	3	1	1	4	3	8	5	7	9
Lwa, A- vektet - Mode 2	89. 5	90. 4	94. 3	97. 1	100. 9	101. 8	102. 5	103. 1	103. 8	104. 2	104. 5
Lwa, A- vektet - Mode 3	89. 5	90. 4	94. 2	97. 1	98.8	99.5	100. 3	101. 1	101. 8	102. 3	102. 5

I følge retningslinjer for støyberegninger (T-1442/2012) skal disse utføres for en vindhastighet på 8 m/s i 10 m høyde. Med en navhøyde på 119 m og et antatt vindskjær på 0,13 vil dette gi en hastighet i navhøyde på ca. 11 m/s. Verdiene for 11 m/s i navhøyde er derfor benyttet i beregningene. De viste Lwa verdiene er delt opp i oktavdata i beregningene.

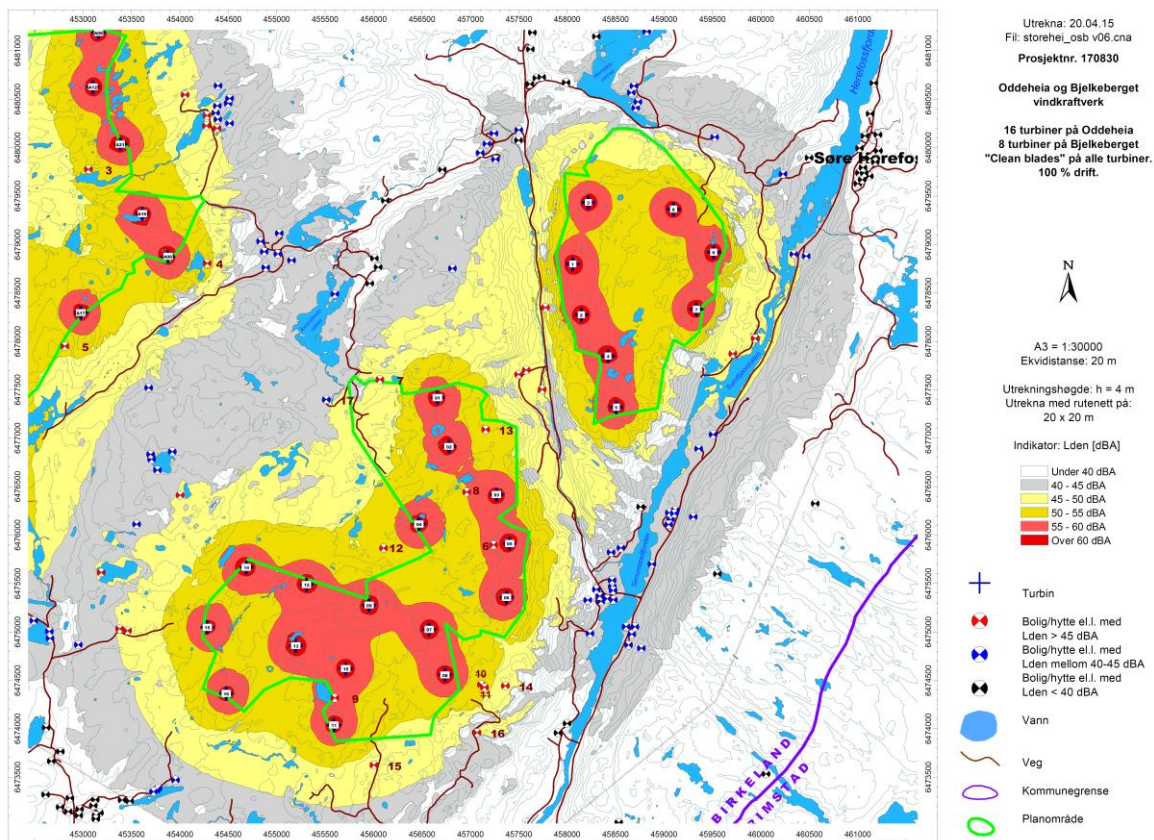
Resultater

I Figur 5 er det vist støyberegninger for 22 turbiner² av Vestas V126 med navhøyde 119 m og «clean blades». I et slikt tilfelle vil det være 11 støymottakere som får et støynivå over 45 dB L_{den}. Dette er vist som røde og hvite rundinger i figuren. I tilfellet med 24 turbiner vil det bli 15 støymottakere som får et støynivå over 45 dB L_{den}. Dette er vist i Figur 6.

² I beregningene med utgangspunkt i 22 turbiner (8 i Oddeheia og 14 i Bjelkeberg) er det antatt at 45 dB L_{den} må overholdes ved hytte nr. 9.



Figur 5 Støyberegninger for 22 turbiner med navhøyde 119 m og clean blades



Figur 6 Støyberegninger for 24 turbiner med navhøyde 119 m og clean blades

Avbøtende tiltak

For å overholde støykravene på 45 dB L_{den} for alle de støyfølsomme bygningene er det gjort avbøtende tiltak gjennom bruk av både «serrated blades» og ulike støymodus. For layouten med 22 turbiner har 10 av turbinene «serrated blades». I tillegg er 7 turbiner på Bjelkeberg og 3 turbiner på Oddeheia satt i støymodus 2, samt 1 turbin på Bjelkeberg er satt i støymodus 3. Dette er oppsummert i Tabell 4 og Tabell 5. Støykartet er vist i Figur 8.

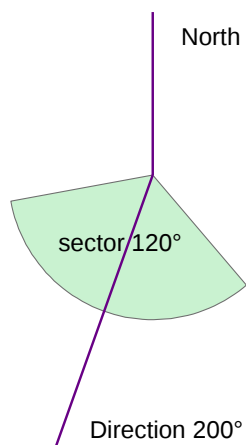
Når turbinene settes i støymodus er det ikke nødvendig å sette støymodus for alle retninger. Det er mulig å sette støymodus for ulike 120 graders sektorer. Hovedretning for støyreduert sektor kan velges fritt. Figur 7 viser en illustrasjon av en turbin som er satt i støymodus for de sydvestlige retninger, med hovedretning på sektoren på 200° referert mot nord. Dette tilsvarer resultatene for turbin nr. 9.

Tabell 4 Oversikt over turbiner og støymodus, samt hovedretning for støyredusert sektor for Bjelkeberg(22) turbiner

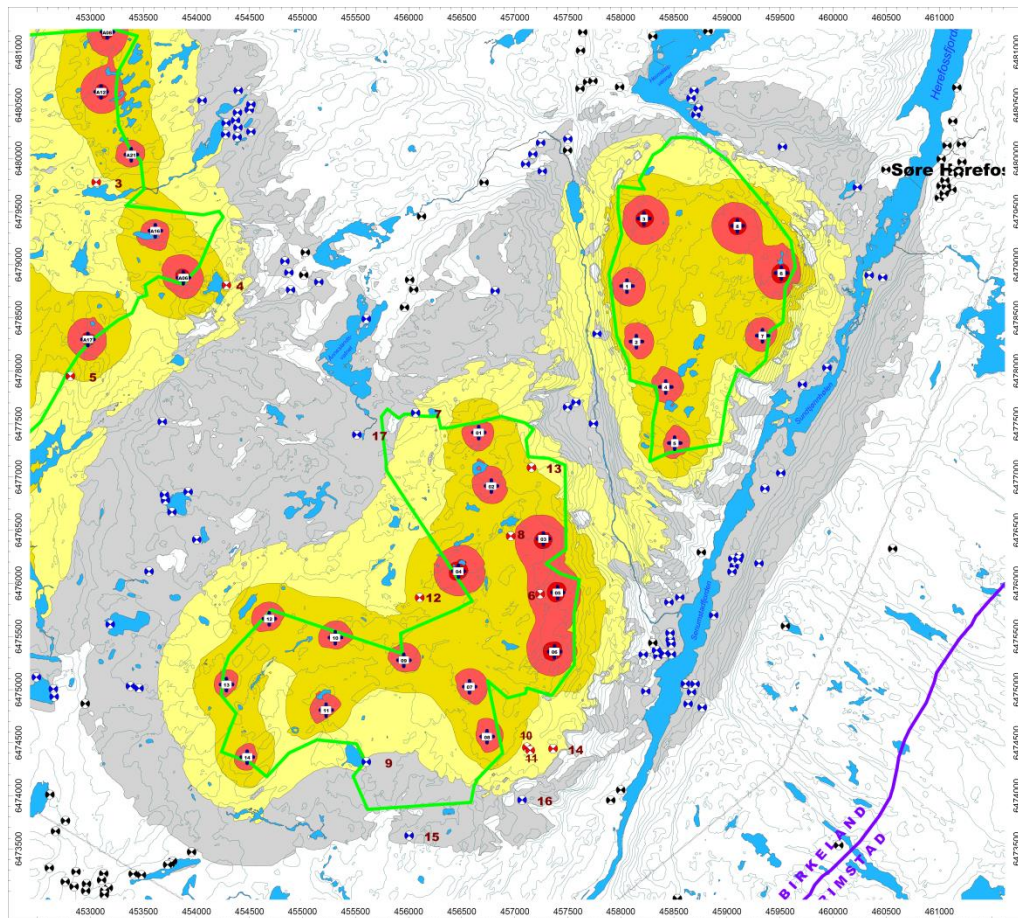
Turbin	Støymodus	Hovedretning til 120 ° sektor, ref. nord
2	2	249 °
4	2	274 °
5	2	287 °
7	2	234 °
8	2	259 °
9	2	200 °
10	2	166 °
11	3	142 °
12	2	146 °
13	2	119 °
14	2	92 °

Tabell 5 Oversikt over turbiner og støymodus, samt hovedretning for støyredusert sektor for Oddeheia 22 turbiner

Turbin	Støymodus	Hovedretning til 120 ° sektor, ref. nord
2	2	249 °
4	2	274 °
5	2	287 °



Figur 7 Illustrasjon av retning for 120 ° sektor.



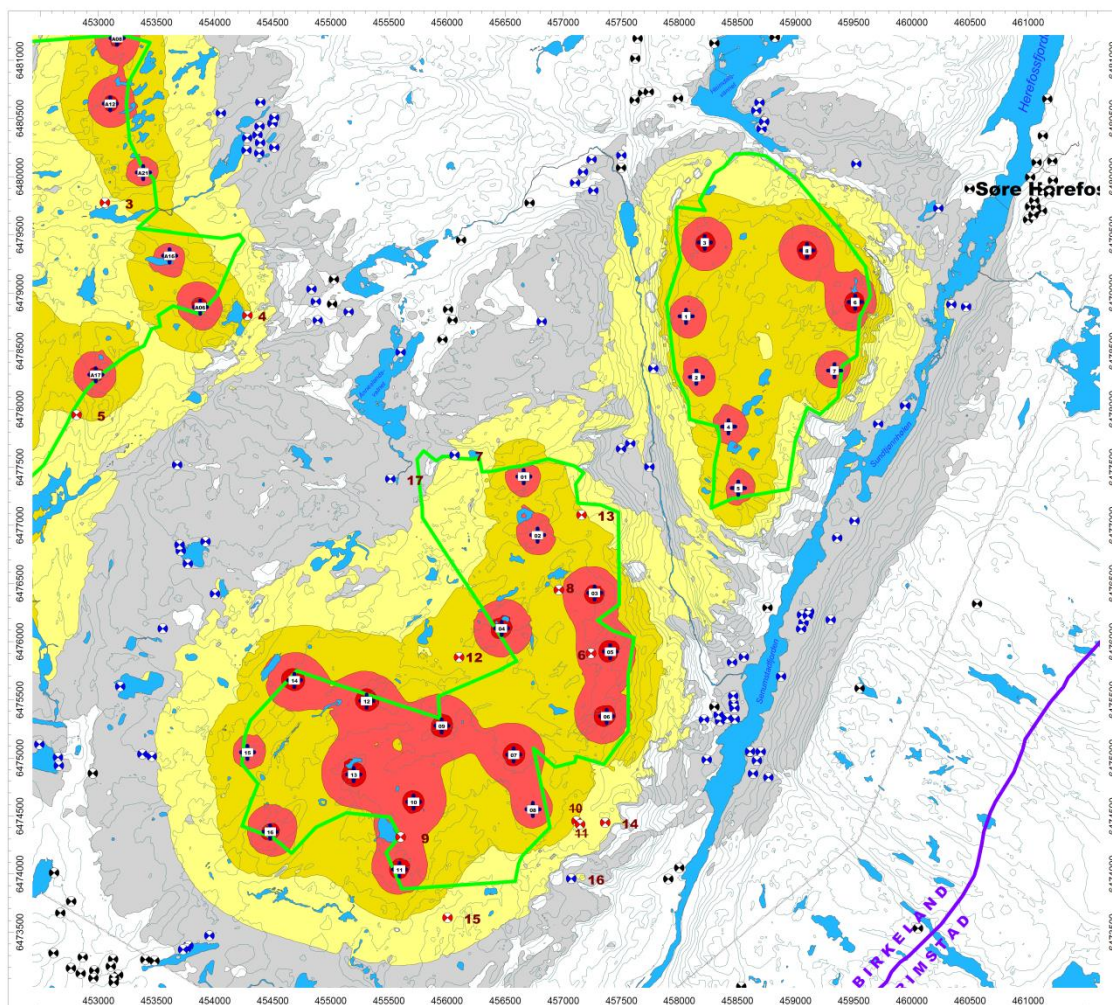
Figur 8 Støykart for Bjelkeberg og Oddeheia med 22 turbiner hvor det er utført avbøtende tiltak i form av «serrated blades» og støymodus

For layouten med 24 turbiner³ har 9 av turbinene «serrated blades». I tillegg er 3 turbiner på Oddeheia satt i støymodus 2. Dette er oppsummert i Tabell 6. Hovedretning for støyredusert sektor er også vist i tabell. Støykartet er vist i Figur 9.

Tabell 6 Oversikt over turbiner og støymodus, samt hovedretning for støyredusert sektor for Oddeheia 24 turbiner

Turbin	Støymodus	Hovedretning til 120 ° sektor, ref. nord
2	2	249 °
4	2	274 °
5	2	287 °

³ I beregningene med utgangspunkt i 24 turbiner (8 i Oddeheia og 16 i Bjelkeberg) er det antatt at E.ON som et avbøtende tiltak inngår en minnelig avtale med eiere av hytte nr. 9 slik at 45 dB L_{den} ikke må overholdes.



Figur 9 Støykart for Bjelkeberg og Oddeheia med 24 turbiner hvor det er utført avbøtende tiltak i form av «serrated blades» og støymodus

Oppdaterte skyggekastberegninger og avbøtende tiltak

Det er utført skyggekastberegninger for to varianter av den nye layouten som er presentert i Figur 3 og 4 over; en layout der grenseverdiene for støy ved hytte nr. 9 overholdes og en der det er antatt minnelig avtale vedrørende hytte nr. 9. Beregningene er utført med beregningsmodulen SHADOW i programpakken WindPro ver. 2.9.285. Resultatet av disse beregningene viser hvor mange timers skyggekast per år som forventes for hvert punkt i et område rundt vindkraftverket. Skyggekastmottakerne er lokalisert på samme steder som i de opprinnelige beregningene som ble utført i forbindelse med konsekvensutredningen fra 2012. I henhold til NVEs nye veileder for skyggekastberegninger har mottakerne en størrelse på 2×2 meter, hevet 2 meter over bakken. I beregningene til konsekvensutredningen var mottakerne 1×1 meter hevet 1 meter over bakken. Dette betyr at man forventer litt høyere verdier i de nye beregningene. I de

opprinnelige beregningene ble det brukt en sannsynlighet for solskinn hentet fra en nærliggende meteorologisk stasjon (Kjevik), mens i de nye beregningene er det brukt en konstant sannsynlighet på 0,5. I løpet av året gir dette en litt høyere sannsynlighet enn i de opprinnelige beregningene, og dermed forventes et mer konservativt resultat. Det er videre brukt en retningsfordeling for vind over 16 sektorer og en årlig driftstid på 7000 timer. I likhet med støyberegningene er det antatt at alle turbiner er av typen Vestas V-126. Det er tatt hensyn til terrengets høydeprofil, høyde for skyggekastmottaker og skjermingseffekt av mellomliggende terreng. Det er benyttet høydeprofiler med 10 meters ekvidistanse.

Beregningene inkluderer alle aktuelle skyggekastmottakere innen en radius av 1500 meter. Det er til sammen 58 mottakere.

NVE anbefaler i sin nye veileder at bygninger med skyggekastfølsomt bruk ikke skal utsettes for faktisk skyggekast i mer enn 8 timer per år eller for teoretisk skyggekast i mer enn 30 timer per år eller 30 minutter per dag.

Skyggekastmottakerne er plassert ut fra beste mulige plassering basert på tilgjengelige kart. Oppdaterte beregninger vil utføres i forbindelse med MTA-plan og detaljplanlegging når endelig plassering og turbinmodell er bestemt.

Resultater av beregningene

Resultatene av beregningene av skyggekast fra ny layout er forskjellige fra de opprinnelige beregningene i konsekvensutredningen av tre årsaker:

- Layouten er endret slik at turbinenes plassering ikke lenger er den samme.
- Beregningene er foretatt med en annen og nyere turbinmodell. Denne modellen har en større rotordiameter.
- Det er benyttet litt forskjellige innstillinger i beregningene i henhold til NVEs veileder. Innstillingene er beskrevet ovenfor.

I Tabell 7 nedenfor er de bygninger som i følge beregningene er utsatt for skyggekast over 8 timer per år beskrevet. Da konsekvensutredningen ble utført eksisterte det ingen retningslinjer for skyggekast i Norge, men NVE anbefalte at de svenske grenseverdiene på 10 timer faktisk skyggekast per år, ble fulgt. Noen av bygningene i tabellen har dermed vært under grenseverdiene i konsekvensutredningen, men ligger over de nye grenseverdiene med de nye beregningene.

Tabell 7: Tabellen viser bebyggelse som i konsekvensutredningen (KU) fikk estimert skyggekast over grenseverdiene på ti timer. I kolonnene til venstre vises de opprinnelige beregningene fra KU, mens kolonnene til høyre viser beregningene fra oppdatert layout. Layout 1 med 22 turbiner forutsetter at grenseverdiene for hytte nr. 9 overholdes, mens Layout 2 med 24 turbiner forutsetter at en minnelig avtale inngås for hytte nr. 9. Grenseverdiene for NVEs nye veileder er 8 timer faktisk skyggekast per år. Beregningene viser såkalt sannsynlig skyggekast med en standard faktor for solskinnssannsynlighet på 0,5. Beregningene viser ingen bygninger som er utsatt for skyggekast over de teoretiske verdiene som ikke er over de sannsynlige verdiene. Når endelig layout er fastlagt vil det

utføres nye skyggekastberegninger. Skyggekast er oppgitt i [timer: minutter per år]. ID refererer til vedlagte kart, Vedlegg A-B.

* E.ON Vind har inngått minnelig avtale med grunneier av eiendommer merket med stjerne.

ID: KU (ny)	Beregning fra konsekvensutredning		Beregning med ny layout		
	Skygge- kast	Risiko for skyggekast	Skygge-kast Layout 1 (22)	Skygge- kast Layout 2 (24)	Risiko for skyggekast
Fastbolig, hovedvirkning fra Bjelkeberg:					
BB (AD)	9:40	Kveld (17 – 21): mar, apr – sep, okt	8:36	8:36	Ettermiddag (16 – 19): apr, mai, jul, sep
(J)	-	-	11:25	11:25	Ettermiddag (16): mar, sep Kveld (19): mai, jul
Fritidsboliger, hovedvirkning fra Bjelkeberg:					
AR (T)*	111:30	Morgen (ca 6): Mai, aug Formiddag (9 – 12): Jan – feb, apr – sep, nov – des Ettermiddag (14 – 16): Jan, nov – des	86:19	86:19	Morgen/formiddag (7 – 11): jan-feb, apr-sep, nov- des Ettermiddag (15 – 17): jan – mar, okt – nov
AW (Y)	61:39	Ettermiddag/kveld (16 – 22): Feb - nov	33:02	36:09	Kveld⁴ (19 – 22): mai - aug
AU (W)	44:51	Morgen (6 – 9): Mar, apr, jun, sep, okt Dag (12 – 14): Feb – apr, sep – nov Kveld (19 – 22): Apr, jun, sep	13:36	51:00	Morgen⁴ (5 – 7): apr, jun – jul, aug Kveld (19 – 21): apr – mai, jul – sep
AX (Z)	18:53	Ettermiddag (ca 17): Feb, okt Kveld (19 – 21): Apr, mai, aug	17:12	18:19	Kveld⁴ (19 – 22): apr - aug
AY (AA)	18:46	Kveld (19 – 21): Apr – mai, jun, jul - aug	0:00	4:36	Kveld⁴ (18 – 20): apr – mai, aug - sep
AD (tilhører Store-hei)	42:24	Ettermiddag (17 - 18): Mar – okt Kveld (19 – 21): Apr - sep	0:00	0:00	Ettermiddag/kveld (16 – 19): mar – apr, mai, jul, sep
T (K)	5:37	-	9:55	9:55	Morgen (6 – 9): feb, apr, mai, aug, sep, okt
CI (BF)	7:45	Morgen (7 – 8): mar, sep Kveld (21): mai - jul	12:40	12:40	Morgen (6 – 9): feb, apr, mai, jul, sep, okt
Skog – og utmarkskoier, hovedvirkning fra Bjelkeberg:					
AP (R)	117:35	Dag (14 – 18): Apr – sep Formiddag (9 – 10):	14:22	14:22	Ettermiddag (12 – 17): jan – mar, okt – des

⁴ Tall for Layout 1

		Jan – mar, sep – des			
AQ (S)*	41:59	Morgen (5 – 7): Apr – sep Dag (12 – 14): Jan, nov, des Ettermiddag (16 – 18): Mar, sep Kveld (20 – 21): Mai – aug	49:52	49:52	Ettermiddag (12 – 17): jan – mar, okt - des
AO (Q)	28:53	Morgen (6 – 9): Mar, apr, mai – jul, sep, okt	7:24	7:24	Formiddag (11): jan, nov – des Ettermiddag (14): jan, nov – des
AS (U)*	24:35	Ettermiddag (13 – 17): Jan – feb, okt - nov	88:28	88:28	Ettermiddag (17 – 19): mar – apr, aug - sep
AT (V)	35:12	Morgen (6 – 10): Jan – mar, apr, mai – jun, jul, sep, okt – des Dag (ca 14): Jan, nov – des Ettermiddag (16 – 18): Jan, mar, okt, nov	46:39	46:39	Morgen (6 – 8): jan, mar, apr, mai, jul, sep, okt Formiddag (10 – 11): nov – jan Ettermiddag (13 – 18): jan, feb, mar, sep – des
Fastboliger, hovedvirkning fra Oddeheia:					
BT (AQ)	15:02	Ettermiddag (13 – 17): Jan, feb, mar, se, nov, des Kveld (ca 19): Apr, aug	14:22	14:22	Ettermiddag (12 – 17): jan, feb, mar, okt, nov, des
BD (AF)	0:00	Kveld (18 – 22): feb, apr, mai, jun, jul, aug, nov	26:23	26:23	Morgen (9 – 10): mai – aug Ettermiddag (16 – 17): feb, okt
Fritidsboliger, hovedvirkning fra Oddeheia:					
BQ (AN)	21:59	Formiddag (10 – 12): Jan, nov – des Ettermiddag (14 – 16): Jan, feb, mar, sep – okt, nov – des	15:22	15:22	Formiddag (10 – 12): nov – jan Ettermiddag (14 – 15): jan, nov
BR (AO)	18:51	Dag (11 – 15): Jan, feb, okt, nov – des	12:06	12:06	Formiddag (11): nov – jan Ettermiddag (14): nov – jan
BS (AP)	17:24	Ettermiddag (14 – 17): Jan – feb, mar, sep, nov Kveld (ca 19): Apr, aug	17:24	17:24	Ettermiddag (12 – 17): jan, feb, mar, okt, nov, des
CD (BA)	12:39	Kveld (17 – 20): Mar, apr, mai – jul, aug, okt	16:11	16:11	Ettermiddag (16): mar, sep Kveld (18 – 20): mai – aug
BU (AT)	1:53	Kveld (18): apr, sep	8:10	8:10	Kveld (19): mai – jul
Skog- og utmarkskoier, hovedvirkning fra Oddeheia					
CF (BC)	6:16	Ettermiddag (15 – 19): feb, mar, apr, aug, sep, okt	8:38	8:38	Ettermiddag (14 – 18): Feb, mar, apr, sep, okt, nov
Fastbolig, virkning fra både Bjelkeberg og Oddeheia					

V (M)	8:50	-	22:56	22:56	Morgen (7 – 9): mar, mai, jul-aug, sep Ettermiddag (13 – 18): jan, feb, apr, sep, okt, nov
Fritidsbolig, virkning fra både Bjelkeberg og Oddeheia					
BC (AE)	4:25	Ettermiddag (16 – 18): mar, apr, sep, okt	12:48	12:48	Ettermiddag (13 – 19): jan, feb, mar, apr, aug, sep, okt, nov
CH (BE)	11:40	Morgen (8- 10): Mar, apr, aug, sep Ettermiddag (14 – 18): Jan, feb, mar, sep, okt	26:06	26:06	Morgen (7 – 9): mar, mai – jul, sep Ettermiddag (13 – 18): jan, feb, mar, apr, sep, okt, nov

Avbøtende tiltak

Dersom skyggekast overstiger grenseverdiene og viser seg å være et reelt problem vil E.ON gjøre avbøtende tiltak. Eksempler på slike kan være solskjerming av vinduer eller berørte terrasser og lignende. Moderne vindturbiner kan også utstyres med sensorer som kan måle når skyggekast forekommer ved forhåndsdefinerte bygninger eller områder. Når målingene tilsier at skyggekast forekommer vil turbinene stenges av inntil skyggen har passert det aktuelle området.

Eksempel på skyggekaststyring og effekten på produksjonen

Bygning M ligger midt mellom Bjelkeberg og Oddeheia. Den er i følge de nye beregningene utsatt for faktisk skyggekast i 22:56 timer per år. Skyggekastet er omtrent likt fordelt mellom turbin 4, 5, 9, 10 og 11. Dersom man antar en helt lik fordeling får man at hver turbin står for skyggekast i litt over 4,5 timer per år. Dersom turbinene skal stenges ned i de periodene de forårsaker skyggekast på dette bygget innebærer det følgende tap av produksjon:

Tabell 8. Estimert tap av produksjon ved eksempel på avbøtende tiltak.

Turbin ID	Timer per år	MW	kapasitetsfaktor	MWh/år
4	4,5	3,3	0,35	5,26
5	4,5	3,3	0,35	5,26
9	4,5	3,3	0,35	5,26
10	4,5	3,3	0,35	5,26
11	4,5	3,3	0,35	5,26
			Totalt:	26 MWh/år

Hvis en antar en verdi på produksjonen på 30+20 = 50 øre (Kraft + elsertifikat) tilsvarer dette produksjonsbortfall på ca. 13 000 NOK/år. I eksemplet er det tatt utgangspunkt i at turbinene blir stengt ned i alle perioder der det finnes mulighet for skyggekast i henhold til gjennomførte beregninger. Alternativt kan innstillingen spesifiseres mer nøyaktig slik at turbinene kun stenger ned etter at grenseverdien på 8 timer skyggekast per år er overskredet. En slik innstilling ville redusere produksjonstapet i forhold til det som blir presentert i tabell 8.

E.ON har inngått minnelige avtaler for en rekke av bygningene som utsettes for skyggekast. I tillegg til de avbøtende tiltakene som er beskrevet ovenfor, kommer E.ON å vurdere minnelige ordninger som avbøtende tiltak i tilfeller der dette fremstår som et hensiktsmessig alternativ.

Med vennlig hilsen



Camilla Rasmuson
Prosjektleder Storehei/Oddeheia/Bjelkeberg vindkraftprosjekt
E.ON Wind Norway

4.Vedlegg

- A. Skyggekastkart 24 turbiner real case
- B. Skyggekastkart 24 turbiner worst case
- C. Skyggekastkart 22 turbiner real case
- D. Skyggekastkart 22 turbiner worst case
- E. Kostnadssammenstilling Nettalternativer