



Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen min på masterstudiet i fornybar energi ved NMBU. I forbindelse med gjennomføringen av oppgaven ønsker jeg å takke Norsk Vind Energi AS ved Torstein T. Ekern og Rune Hersvik for datamateriale og veiledende innspill.

Jeg vil takke Arne R. Gravdahl som har veiledet oppgaven; dine veiledningsmøter og gode råd har vært uvurderlige. Jeg må også takke min biveileder, Erik Trømborg for gode innspill og kommentarer.

Til slutt vil jeg takke familie og min flotte samboer for fantastisk støtte, korrekturlesing, oppmuntring, positiv energi og arbeidsro.

Anita M. Edland

Ås, 14. mai 2014

Sammendrag

Det er et kjent fenomen at vegetasjon og terreng påvirker vinden som kommer innover et område. Tilstedeværelse av vind og nøyaktige vindmålinger er elementært når det skal bygges ut vindenergi. På Høg-Jæren ble det etablert en vindpark med 26 turbiner i 2011, og utbyggingen ble ferdigstilt i 2012. Da stod det 32 turbiner som produserte strøm over all forventning. I forbindelse med utbyggingen er det blitt utført ulike miljøtiltak for å forhindre en negativ påvirkning på artsmangfoldet inne i vindparken. Blant annet gjennomføres det fugletellinger hvert år i henhold til konsesjonsvilkårene, og det er laget 14 biodammer for å bedre næringssøk for fugl. I - og rundt vindparkens område er det i tidligere år blitt plantet flere skogteiger med varierende størrelse og årgang, disse er forventet å påvirke vindressursene og dermed energiproduksjonen fra vindparken.

Hensikten med oppgaven var å undersøke hvor stor effekt skogteigene har på den årlige energiproduksjonen (AEP) fra Høg-Jæren energipark, og om fjerning av disse kan ha en påvirkning på det biologiske mangfoldet i vindparkens område.

For å finne disse effektene har det blitt benyttet numerisk modellering gjennom programvaren WindSim. Numeriske modeller har i ulike tester vist seg som en svært god tilnærming ved modellering av komplekst terreng og kompleks vegetasjon. Det er blitt utført et parameterstudie med tre ulike skogsmodeller for å finne frem til dagens situasjon som deretter ble sammenlignet med en referansemmodell der skogteigene ikke ble bygget opp. Resultatene i oppgaven viser at skogteigene påvirker vindfeltet gjennom nedbremsing av vindens hastighet og skapelse av turbulens, og at den årlige energiproduksjonen kan økes dersom de modellerte skogteigene fjernes. Vindparkens normalårsproduksjon er på 232.5 GWh, og modellen viser at AEP kan øke til 241.1 GWh; en årlig økning på 8.6 GWh. Dette er en betydelig økning i vindkraftsammenheng. En økning i årlig energiproduksjon i denne størrelsen vil også medføre en økning i driftsinntekter.

Høg-Jæren er kjent for sin spesielle naturkarakter med kystlynghei som en nasjonalt viktig og vernet naturtype.

Det biologiske mangfoldet i vindparken kan oppleve positive effekter dersom skogteigene fjernes. Skogteigene består av sitkagran, som er en fremmedart i Norge. Disse trærne er svært konkurransedyktige i kystområder og vokser tett slik at lite lys slipper ned til bakken. De høye trærne brukes som utkikksposter for rovfugler som jakter, typisk på vade- og spurvefugler, som bruker området til næringssøk og hekking.

Ved fjerning av skogteigene kan område tilbakeføres til den opprinnelige naturtypen som er hei- og våtmarksområde. Det kan også føre til et lavere predasjonstrykk på vade- og spurvefuglene, og området kan fremstå som mer ideelt for flere fuglearter. En antagelse om økt biologisk mangfold står sterkere når den ses i sammenheng med miljøtiltakene som er blitt gjennomført inne i vindparkområdet. Vindparken vil med høy sannsynlighet kunne øke den årlige energiproduksjonen, samtidig som å bedre leveområdet til ulike fuglearter ved fjerning av skogteigene.

Abstract

It is a known phenomenon that vegetation and terrain affects the wind that flows over an area. The presence of wind, and accurate wind speed measurements are of elementary importance to the establishment of wind energy systems. A wind farm consisting of 26 turbines was established at Høg-Jæren in 2011, and was completed in 2012. At that time there was installed 32 turbines with an energy production beyond expectation. In conjunction with the establishment, several environmental measures have been performed to prevent negative effects on the biodiversity in the wind farm area. Annual bird counts and measurements for bettering the birds foraging is among the actions carried out. In- and around the wind farm, there have in earlier years been planted several forest patches with varying age and size; these are expected to have an impact on the wind resources and thus the energy production from the wind farm.

The purpose with this thesis was to examine how the effects from the forests affect the annual energy production (AEP) from Høg-Jæren wind farm, and if removal of the forest patches could have an effect on the biodiversity in the wind farm area.

To find these effects it has been used numerical modelling with use of the software WindSim. Numerical models have in different studies carried out as a good approach to modelling complex terrain and complex vegetation. It has been performed a parameter study which included three different forest models to find the current situation which was compared with a reference model in which the forest patches was not built.

The results from the thesis show that the forest patches affect the wind field through deceleration of the wind speed and creation of turbulence, and that the annual energy production can be increased with removal of the modelled forest. The wind farms estimated annual energy production (AEP) is 232.5 GWh, and the results from the model shows that the AEP can increase to 241.1 GWh; an annual increase by 8.6 GWh. In the wind energy sector, this increase is considered as a significant value. An increase in annual energy production will also lead to an increase in revenue.

Høg-Jæren is known for its special natural character with coastal heath areas as a nationally important and conserved habitat. The biodiversity can experience positive effects if the forest patches are removed. The forest patches consists of Sitka spruce, which is an introduced species in Norway. These trees are highly competitive in coastal areas and grow very dense so that little light penetrates toward the ground. These high trees are used as observation posts by raptors looking for prey as sparrows and waders that use the area for foraging and breeding.

Removal of forest can lead to restoration of the original habitat, which is heath- and wetland. It can also lead to reduced predation pressure, and the area can appear as even more ideal for several bird species. An assumption of increased biodiversity stands stronger when it is viewed together with the environmental measures that have been performed in the wind farm area. The wind farm will with high probability increase their annual energy production as well as bettering the habitat for different bird species by removing the forest patches.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn og problemstilling.....	1
1.2 Oppbygging av oppgaven	3
2. Teori.....	4
2.1 Det globale vindsystemet.....	4
2.1.1 Norges vindforhold.....	5
2.2 Kraft i vinden	5
2.2.1 Nullplan forskyvning.....	5
2.3 Turbulens.....	6
2.4 Betz' lov og virkningsgraden til turbiner	6
3. Metode	9
3.1 Metodikk	9
3.2 Presentasjon av Høg-Jæren energipark	9
3.3 Datamateriale.....	10
3.4 Metode for sortering av data	11
3.5 WindSim Express	11
3.6 Grensebetingelse uavhengighet og griduavhengighet	12
3.7 Programvaren WindSim	12
3.8 Simulering av referansemодellen i WindSim	16
3.9 Simuleringer av skogsmodellene i WindSim	17
3.10 Metode for drøfting av påvirkning på biologisk mangfold	18
4. Biologisk mangfold	20
4.1 Kystlynghei	20
4.2 Sitkagran	20
4.3 Sørlig myrsnipe.....	20
4.4 Sanglerke	21
4.5 Fugleregistreringer, tiltak, overvåking og utvikling.....	21
5. Resultater	23
5.1 Terrengmodulen.....	23
5.2 Vindfeltmodulen.....	26
5.3 Objektmodulen.....	29
5.4 Resultatmodulen	34
5.5 Vindressursmodulen	35

5.6 Energimodulen	36
6. Diskusjon	38
6.1 Metode	38
6.2 Resultater	40
6.3 Fornybar kraftproduksjon- vind i samspill med vann	44
6.4 Biologisk mangfold	45
6.5 Videre arbeid	46
6.6 Konklusjon	46
7. Referanser	48

Figurliste

<i>Figur 1: Endring i vindprofil med ulik ruhet i terrenget</i>	1
<i>Figur 2: Høg-Jæren energipark- plassering (kilde: Google Maps, 2014)</i>	3
<i>Figur 3: Prinsippskisse som viser det globale vindsystemets sirkulasjon</i>	4
<i>Figur 4: En typisk effektkurve som viser en turbins effekt og at virkningsgraden synker med økende vindhastigheter</i>	8
<i>Figur 5: Oversikt over den største skogteigen i planområdet til Høg-Jæren energipark.</i>	10
<i>Figur 6: Terreng høyde (m) til venstre og terrengruhet (m) til høyre for Høg-Jæren energipark.</i>	24
<i>Figur 7: Oversikt over skogteigene som ble bygget i skogsmodellene.</i>	24
<i>Figur 8: Terrengstigning (grader) for Høg-Jæren energipark.</i>	25
<i>Figur 9: Horisontal oppløsning til terrengmodellen.</i>	26
<i>Figur 10: : Skjematisk oversikt over den vertikale oppløsningen på terrenget. Referansemodellen vises til høyre og skogsmodellene til venstre.</i>	26
<i>Figur 11: Residualverdier (til venstre) og spot verdier (til høyre) for sektor 150 i referansemodellen.</i>	28
<i>Figur 12: Residualverdier (til venstre) og spotverdier (til høyre) for sektor 150 i skogsmodell 1.</i>	29
<i>Figur 13: Vindrosen for Høg-Jæren energipark basert på målemastens opprinnelige posisjon.</i>	30
<i>Figur 14: Frekvensfordeling med Weibulltilpasning av vinddata basert på målemastens opprinnelige posisjon.</i>	30
<i>Figur 15: Vindrosen til målemastens overførte posisjon.</i>	31
<i>Figur 16: Frekvensfordeling med Weibulltilpasning av vinddata for målemastens overførte posisjon.</i>	31
<i>Figur 17: Layouten til Høg-Jæren energipark. Trekantene representerer turbiner, sirkelen mot midten viser målemastens opprinnelige posisjon og sirkelen til høyre viser målemastens overførte posisjon.</i>	33
<i>Figur 18: Effektkurven til turbinene i Høg-Jæren energipark (oppgitt av produsenten).</i>	34
<i>Figur 19: Strømningsfeltet ved 80 meters høyde som viser turbulent kinetisk energi i sektor 150 for referansemodellen (til venstre) og skogsmodell 1 (til høyre).</i>	35

<i>Figur 20: Vindressurskart ved 80 meters høyde for referansemodellen (til venstre) og skogsmodell 1 (til høyre).</i>	35
<i>Figur 21: Vindressurskart ved 80 meters høyde for det forfinede området i modellen der vindparken er lokalisert. Referansemodellen vises til venstre og skogsmodell 1 vises til høyre.</i>	36
<i>Figur 22: Sammenstilling av normalårsproduksjon og modellresultatene.</i>	37
<i>Figur 23: Skogteigers påvirkning på turbiners effektkurve.</i>	39
<i>Figur 24: Turbinplassering og skogteigene i et utsnitt av det modellerte området.</i>	41
<i>Figur 25: Effektkurve fra produsenten sammenlignet med faktisk effektkurve for 2013.</i>	42
<i>Figur 26: Energiproduksjon per måned 2013.</i>	44

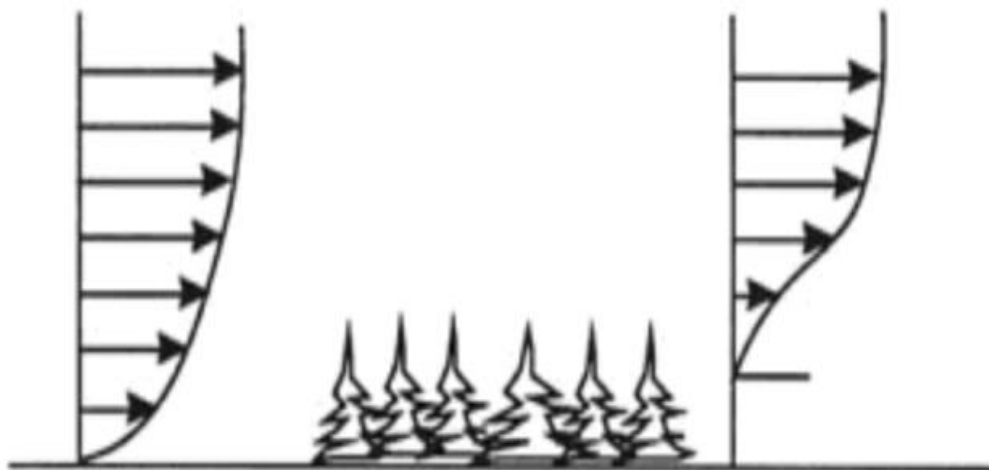
Tabelliste

<i>Tabell 1: Koordinater, utstrekning og oppløsning til den digitale terrengmodellen.</i>	
<i>Koordinatsystem: UTM Sone 32 WGS 84.</i>	23
<i>Tabell 2: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 1 (tett skog).</i>	24
<i>Tabell 3: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 2 (middels tett skog).</i>	24
<i>Tabell 4: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 3 (midre tett skog).</i>	25
<i>Tabell 5: Innstillinger for simuleringen av vindfeltene i referansemodellen.</i>	27
<i>Tabell 6: Simuleringstid, antall iterasjoner og konvergeringsstatus for de tolv sektorene i referansemodellen.</i>	27
<i>Tabell 7: Innstillinger for vindfeltsimuleringene i de tre skogsmodellene.</i>	27
<i>Tabell 8: Simuleringstid, antall iterasjoner og konvergeringsstatus for de tolv sektorene i skogsmodell 1.</i>	28
<i>Tabell 9: Klimatologisk karakteristikkk totalt for alle sektorer ved målemastens opprinnelige posisjon i referansemodellen.</i>	31
<i>Tabell 10: Klimatologisk karakteristikkk for alle sektorene hver for seg ved målemastens opprinnelige posisjon i referansemodellen.</i>	32
<i>Tabell 11: Klimatologisk karakteristikkk totalt for alle sektorer ved målemastens overførte posisjon i skogsmodellene.</i>	32
<i>Tabell 12: Gjennomsnittlig vindhastighet, frekvens og Weibullparametere for alle sektorene hver for seg ved målemastens overførte posisjon i skogsmodellene.</i>	32
<i>Tabell 13: Turbintype og – karakteristikkk.</i>	33
<i>Tabell 14: Oversikt over modellert årlig energiproduksjon basert på frekvensfordeling av vinddata for de fire modellene.</i>	37
<i>Tabell 15: Sammenligning av AEP basert på frekvensfordelingen for de fire modellene.</i>	41
<i>Tabell 16: Driftsinntekter basert på produksjon.</i>	43

1. Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Vindkraft i moderne sammenheng er omforming av vindens kinetiske¹ energi til elektrisk energi ved bruk av vindturbiner. Vindressursene i Norge regnes som noen av de beste i Europa (Norsk Vind Energi, u.å. a), likevel står vindkraft kun for 1.4 prosent av landets totale kraftproduksjon (NVE, 2014), tilsvarende 1.9 TWh. I Norge finnes de beste vindressursene langs kysten, og det er her vindkraft til nå er blitt etablert. I senere år, etter mer erfaring og etter flere gjennomførte studier, er det blitt mer aktuelt å bygge ut vindkraft i skogkledde områder i innlandet, dette har blitt gjort i Sverige de siste årene (NORWEA, 2012, s. 7). I innlandet vil vinden være svakere enn ved kysten, men den vil blåse mer stabilt (NORWEA, 2012, s.7). En positiv side ved utbygging i innlandet er at disse områdene vanligvis er langt unna annen bebyggelse. Støy og skyggekast vil derfor ikke være et problem. I forbindelse med utbygging av et vindkraftverk vil det kreves infrastruktur som for eksempel veier, disse kan også brukes til frakting av tømmer og utstyr dersom utbyggingen skjer i område med skogbruk (Zephyr, 2010). Innlandet er ofte forbundet med store skogkledde arealer, og det er et kjent fenomen at hindringer vil påvirke vinden som blåser forbi (WindSim, 2011). Dette kan føre til økt skapelse av turbulens, endring i vindretning og redusert vindhastighet. Disse effektene vil igjen føre til større laster på turbinene og en lavere energiproduksjon. Gjennom tekniske tilpasninger som for eksempel høyere tårn og lengre blader kan mer av energien i vinden fanges. Generelt vil vindens hastighet øke med økende høyde over bakken, og jo høyere turbinene kommer over skogen, dess lavere vil skogens påvirkninger være. De største påvirkningene får man rett over trekronene (renewableenergyworld, 2011). Figur 1 viser hvordan en vindprofil vil se ut før og etter at vinden har passert en skog. En vindprofil viser forholdet mellom høyde over bakken og vindhastighet.



Figur 1: Endring i vindprofil med ulik ruhet i terrenget (Wegley et al., 1980²).

¹ Bevegelsesenergien i vinden på grunn av dens fart (Store norske leksikon, 2009a).

² Referert til av Manwell, McGowan & Rogers, 2010.

Vindressursen er den viktigste faktoren når man planlegger et vindkraftverk (NORWEA, 2013, s.20). Gode vindressurser vil gjøre utbyggingen mer lønnsom i form av høyere energiproduksjon og høyere driftsinntekter. Dersom en utbygger ønsker å etablere vindkraft i et skogkledd område, er det viktig å vurdere skogens påvirkning på vinden nedstrøms og på energiproduksjonen. De mest nøyaktige vindmålingene tas ved bruk av en målemast. På grunn av sesongvariasjoner i vindforhold er det viktig at målingene utføres i minst ett år. Den mest sentrale målehøyden er ved turbinenes navhøyde. Effekter av terreng og vegetasjon må beregnes, og årlig energiproduksjon må estimeres. Dette er vanlig å gjøre ved å sette opp modeller i ulike programvarer. Skog vil påvirke vindens karakteristikk ulikt fra område til område, og utslagene dette kan føre til er usikre. Gjennom modellering kan man få et klarere bilde på disse påvirkningene og hvor stor reduksjon de kan gi i årlig energiproduksjon. Modellering brukes også til å bestemme turbinplasseringer for en mest mulig effektiv utnyttelse av vinden. Ved numerisk løsning av de ikke-lineære grunnligningene i strømningsmekanikken, også kalt CFD modellering (Computational Fluid Dynamics), kan vindforholdene bestemmes med stor nøyaktighet. I tillegg er det et behov for gode og nøyaktige skogsmodeller for å fremskaffe estimater på energiproduksjonen med så liten usikkerhet som mulig.

Problemstillingen er funnet i samarbeid med Norsk Vind Energi AS, som også har gjort datamaterialet tilgjengelig. Oppgavens problemstilling er som følger;

«Hvordan vil energiproduksjonen påvirkes ved fjerning av skogteiger i Høg-Jæren energipark? Og hvilke mulige påvirkninger kan dette ha på det biologiske mangfoldet inne i vindparkens område?»

For å kunne sammenligne resultater fra analysene vil problemstillingen deles opp i ulike alternativer. Det er uvisst om noen av grunneierne har bruksplaner for skogen på sine eiendommer, men i oppgaven antas det at alle de modellerte skogteigene kan fjernes.

Alternativ 0: Dagens situasjon uten fjerning av skog.

Alternativ 1: Fjerning av alle skogteigene inne i planområdet, pluss alle skogteigene i en sone på omtrent to kilometer rundt vindparken.

I tillegg skal mulige effekter på det biologiske mangfoldet som følge av fjerning av skogteigene drøftes, her vil det bli lagt hovedvekt på leveområde for fugl.

Denne oppgaven baserer seg på en allerede eksisterende vindpark; Høg-Jæren energipark. Norsk Vind Energi AS står bak flere vindkraftprosjekter, og Høg-Jæren energipark er ett av dem. Vindparken ligger i kommunene Time og Hå i Rogaland fylke, som vises med en vindturbin på kartet i figur 2.



Figur 2: Høg-Jæren energipark- plassering (kilde: Google Maps, 2014).

1.2 Oppbygging av oppgaven

Oppgaven vil følge en vanlig standard for vitenskapelige artikler. I kapittel to vil generell vindteori bli presentert, metode og fremgangsmåte som blir brukt i oppgaven vil legges frem i kapittel tre. Et kapittel om biologisk mangfold kommer som kapittel fire. Deretter følger resultater i kapittel fem, diskusjon i kapittel seks, og det siste nummererte kapittelet er kapittel syv som er referanser.

Noen av kapitlene deles inn i underkapitler for en mer ryddig og oversiktlig struktur på oppgaven.

2. Teori

2.1 Det globale vindsystemet

Vind er horisontale luftstrømmer. Vinden er et resultat av flere faktorer, men solens ujevne oppvarming av jordens overflate er den mest fundamentale prosessen. Ulike steder på jorden mottar en større mengde solenergi enn andre, noen av årsakene til dette er jordens krumming, rotasjon rundt sin akse og overflatemateriale. Ved ekvator treffer solstrålene jordoverflaten med en vinkel på 90 grader, de ekvatoriale regionene vil dermed varmes opp i større grad enn for eksempel de polare regionene, der solens stråler treffer jorden med en mye mindre vinkel. Varm luft er lettere enn kald luft, derfor vil den oppvarmede luften stige oppover, og kald luft vil sige ned. Denne prosessen gjør at det oppstår høy- og lavtrykk, ettersom vinden forsøker å rette opp i disse forskjellene mellom trykkgradienter³, vil den bevege seg fra høytrykksområder mot lavtrykksområder (Meteorologisk institutt, u.å.). Derfor kan det sies at vinden oppstår på grunn av trykkforskjeller i atmosfæren grunnet ulik oppvarming av jordoverflaten (Store norske leksikon, 2011a). På grunn av jordens rotasjon, skapes det friksjon, dette fenomenet er mer kjent som Corioliseffekten. Luften tvinges til å bevege seg i karakteristiske mønstre, og resultatet er det globale vindsystemet (DMI, 2013), figur 3 viser dette.



Figur 3: Prinsippskisse som viser det globale vindsystemets sirkulasjon (Naturfag for alle, u.å.).

³ Endring i trykk målt over en gitt distanse (University of Illinois, 2010).

2.1.1 Norges vindforhold

Norge er i en litt spesiell situasjon når det gjelder vindforhold. Norge mottar vind fra alle retninger, mens andre steder som for eksempel i Karibien, kommer vinden kun fra østlig retning. Hvorfor er det slik?

Vind ved høye høyder påvirkes ikke av friksjon mellom luften og overflaten.

Luftstrømningene lenger ned mot jordoverflaten har derimot et mer komplekst strømningsmønster. Norge ligger omtrent rett under polarfronten, som skiller kald luft i nord og varm luft i sør, og vinden vi får inn over landet er fra vestavindsbeltet. Ved høye høyder kan vinden bli svært sterk, og disse kraftige strømmene kalles for jetstrømmer. Polarfronten, vestavindsbeltet og jetstrømmene forårsaker skapelse av lavtrykksoner, og derfor ligger Norge midt i en opphavssone for lavtrykk (yr.no, 2013). Luftstrømmene som kommer innover landet passerer flere av disse lavtrykkene som kan føre til at luftstrømmene endrer retning, på grunn av dette kan vinden komme fra alle kanter. Den lokale vinden påvirkes sterkt av topografiske forhold. Norge er preget av høye fjell og dype daler, vindforholdene i Norge er derfor svært avhengige av de lokale forholdene (OED, 1998). Sauda kommune i Rogaland er et godt eksempel på hvor mye lokale topografiske karakteristikk påvirker vindforholdene. Rogaland fylke ligger på Vestlandet, og det er generelt mye vind her på grunn av beliggenheten ved kysten. Sauda er den nordligste kommunen i Rogaland. I perioden 1981-2010 hadde Sauda en gjennomsnittlig vindhastighet på 0.7 m/s (yr.no, 2014). Sauda ligger skjermet fra vinden på grunn av fjell som omringer kommunen omtrent på alle kanter (NRK, 2014a).

2.2 Kraft i vinden

Vindhastigheten øker med økende høyde. Dette påvirker estimeringen av vindressursene. Vindprofilen i det atmosfæriske grenselaget⁴ over et flatt terreng er generelt logaritmisk, og kan best tilnærmes ved bruk av ligningen for en logaritmisk vindprofil, som tar hensyn til overflateruhet og atmosfærisk stabilitet (Wikipedia, 2014). Ligningen for en logaritmisk vindprofil er gitt i ligning 2.2.1 (WindSim 6.2):

$$u_z = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.2.1)$$

hvor u_z er vindhastighet, u_* er friksjonshastighet, k er von Karmans konstant ($k = 0.435$), z er høyden og z_0 er ruhetslengden. Ruhetslengden er et mål på overflatens ruhet.

2.2.1 Nullplan forskyvning

En vindprofil vil være annerledes over og under en skog som følge av skogens effekter på vindens hastighet.

Nullplanforskyvning er høyden i meter over bakken der vindhastigheten er lik null. Dette er som følge av hindere for vinden som for eksempel trær eller bygninger. Man kan tenke at

⁴ Den delen av atmosfæren der luftstrømningene påvirkes av overflaten og objekter.

forskyvningshøyden er den høyden man hadde fått dersom alle hindringene hadde blitt glattet ut til en flat overflate. Dette fører til at vindprofilen forskyves i forhold til om vinden hadde blåst over en flat slette, og ligningen for den logaritmiske vindprofilen må omdefineres, se ligning 2.2.1.1 (University of California, 2012).

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} \ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) \quad (2.2.1.1)$$

Der u_z er vindhastighet, u_* er friksjonshastighet, z_0 er ruhetslengden og d er nullplanforskyvningen. En tommelfingerregel er at nullplanforskyvningen, d , er 2/3 av den gjennomsnittlige høyden til hinderet (Wikipedia, 2014). Dette forholdet vil også påvirke energiinnholdet i vinden ettersom den bremses ned.

2.3 Turbulens

Vinden kan variere over kort tid, både i styrke og retning. Turbulens er et mål på slike variasjoner, og avvikene forekommer i alle de romlige retningene. Turbulens er skapelse og ødeleggelse av stadig mindre virvler rundt hovedvindretningen som oppstår på grunn av en overflates ruhet (Manwell J., McGowan J., Rogers A., 2010, s.39), eller av at varme stiger opp fra overflaten (Powerväst, 2012). Vind som ikke forstyrres av ulike objekter vil blåse i én retning. Det mest grunnleggende målet på turbulens er turbulensintensiteten. Den er definert som forholdet mellom standardavviket til vindhastigheten og gjennomsnittlig vindhastighet, over en tidsperiode (vanligvis tidsintervaller på 10 minutter). Det vil si variasjoner rundt en middelerverdi. Turbulensintensiteten er gitt ved ligning 2.3.1:

$$TI = \frac{\sigma_U}{\bar{U}} \quad (2.3.1)$$

hvor, \bar{U} står for medianen til vindhastigheten, U står for vindhastigheten og σ_U står for standardavviket til vindhastigheten (J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers, 2010, s.39). Standardavviket er et mål på spredningen av de ulike verdiene rundt den gjennomsnittlige vindhastigheten, altså et avvik fra gjennomsnittet.

2.4 Betz' lov og virkningsgraden til turbiner

Albert Betz (1885-1968) var en tysk fysiker som i 1919 kom frem til at den teoretisk maksimale omdanningen av kinetisk energi fra vinden til mekanisk energi er 16/27 (Store norske leksikon, 2013). Den teoretisk tilgjengelige effekten i vinden er gitt ved ligning 2.4.1:

$$P = \left(\frac{1}{2} \right) \rho A v^3 \quad (2.4.1)$$

hvor parameteren P er effekt (Watt), ρ er lufttetthet (kg/m^3), A er sveipet areal av rotor (m^2), og v er vindhastighet (m/s).

Denne ligningen er mer kjent som Betz' grense, eller Betz' lov. Ligningen sier at den teoretisk maksimale virkningsgraden til enhver vindturbin er 0.59. Virkningsgraden defineres som $C_{p,\max} = 0.59$ (RWE, u.å.). Virkningsgraden, C_p , finnes ved å dele effekt fra turbinen på

vindens kinetiske energiinnhold før den går gjennom turbinen. Når det tas hensyn til andre faktorer og krav faller virkningsgraden til 0.1- 0.3, det vil si at 10-30 prosent av effekten i vinden kan omdannes til elektrisk utnyttbar energi (RWE, u.å.). Årsaken til en lavere virkningsgrad ved høye vindhastigheter er at det påføres større laster på turbinene, og at det ikke er lønnsomt å designe turbiner som tåler så høye hastigheter, da disse vanligvis ikke er dominerende i løpet av et år. For å finne den tilgjengelige uttrekkbare effekten i vinden, må turbinens virkningsgrad tas hensyn til. Se ligning 2.4.2.

$$P_{\text{tilgjengelig}} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho A v^3 C_p \quad (2.4.2)$$

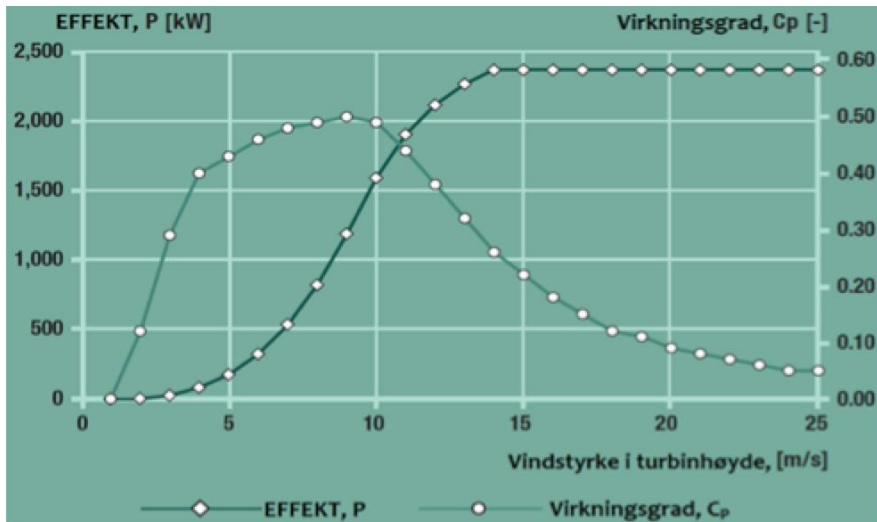
Jo mer det blåser, desto mer energi vil produseres fra turbinene. Men, vinden blåser ikke tilstrekkelig for å gi maksimal produksjon hele tiden. For å beskrive dette brukes kapasitetsfaktoren. Denne beskriver mengde energi som en turbin faktisk produserer i en tidsperiode, dividert på den mengde energi som turbinen maksimalt kunne produsert i løpet av denne tidsperioden. En mer presis måling av produksjon er spesifikt utbytte. Her måles årlig energiproduksjon per kvadratmeter areal sveipet av turbinbladene. En økning i lengden på turbinbladene, som vil gi en økning i sveipet areal⁵, kan ha en betydelig effekt på turbinens produksjon (UCS, 2013).

I praksis kan effekten fra en turbin, P, vises i en effektkurve. En slik kurve inneholder tre viktige karakteristiske hastigheter, se figur 4:

- «Cut-in» hastighet, som viser vindhastigheten der turbinen starter å produsere.
- «Rated» hastighet, som viser vindhastigheten når turbinen når maksimal kraftgenerering (merkeeffekt).
- «Cut-out» hastighet, som viser vindhastigheten der turbinen avbryter produksjonen på grunn av høye laster (Wind Power Program, u.å.).

Dagens vindturbiner starter normalt å generere elektrisitet ved en vindhastighet på 3-4 m/s. Effekten stiger frem til merkeeffekt nås, som vanligvis er rundt 13-15 m/s. Effekten holdes konstant frem til «cut-out» hastighet, som er rundt 25 m/s. Virkningsgraden til en turbin stiger frem til omtrent 10 m/s, før den begynner å synke med økende vindhastigheter. Effektkurvene er forskjellige for ulike turbintyper, og det er viktig at turbinen som velges er den som er best egnet for forholdene på lokaliteten (NORWEA, 2013, s.23).

⁵ Energi per sveipet areal er en måte å betegne energiproduksjon på, og gir kWh per sveipet rotorareal (Vindportalen, u.å, b. brukstid og kapasitetsfaktor).



Figur 4: En typisk effektkurve som viser en turbins effekt og at virkningsgraden synker med økende vindhastigheter (NORWEA, 2013, s.23).

3. Metode

3.1 Metodikk

I dette kapitlet vil det bli forklart hvilken fremgangsmåte og metode som er blitt brukt for å komme frem til resultatene i oppgaven. Metoden i denne oppgaven er kvantitativ gjennom bruk av tallfestede datagrunnlag og analysering gjennom bruk av en CFD modell. I modelleringen anvendes numeriske tilnærminger for å løse ligningene i strømningsmekanikken. Til disse analysene ble programvaren WindSim valgt.

Det forklares hvordan en digital terrengmodell brukes til å etablere den 3-dimensjonale strømningsmodellen og hvordan vindfeltet simuleres innen denne modellen. Det forklares også hvordan de numeriske resultatene er skalert mot det lokale vindklimaet som gir et vindressurskart og som estimerer den årlige energiproduksjonen.

Det er i oppgaven blitt etablert fire modeller; en referansemodell som vil vise den potensielle endringen i energiproduksjon, og tre skogsmodeller i et parameterstudie. Det vil også beskrives fremgangsmåte for vurdering av mulige påvirkninger på det biologiske mangfoldet.

3.2 Presentasjon av Høg-Jæren energipark

Høg-Jæren energipark består av 32 2.3 MW Siemens turbiner med en samlet installert effekt på 73.6 MW. Turbinene har en rotordiameter på 92.6 meter og en navhøyde på 80 meter. Vindturbinene er plassert over et område på omtrent 4.5 kvadratkilometer. Vindparken har offisielt vært i drift siden september 2011, da med 26 turbiner, og hadde en oppgitt produksjon på 186.4 GWh. I 2012 ble de siste seks turbinene installert, og vindparken har nå en normalårsproduksjon på 232.5 GWh. Vindparken kan med denne årsproduksjonen dekke strømforbruket til omtrent 16 000 husstander (Norsk Vind Energi, u.å. b). Høg-Jæren ligger ved kysten og har stabile og sterke vindforhold. Middelvinden på Høg-Jæren hadde en styrke på 9.2 m/s i 2012 (NVE, 2013, s.10). Vinteren 2013/2014 var en svært god periode for vindparken, produksjonen i november, desember og januar lå 40 prosent over prognosene (NRK, 2014b).

Terrenget i vindparken er generelt flatt, men inne i planområdet er det flere skogteiger av varierende størrelse. Skogteigene består av Sitkagran (*Picea sitchensis*) som er blitt plantet i tidligere år. Disse skogteigene kan ha en betydelig påvirkning på energiproduksjonen fra vindparken. Det er et interessedørsmål for Norsk Vind Energi AS å finne ut om produksjonen kan økes, og eventuelt hvor mye den kan økes med. Den største skogteigen i vindparkens område vises i figur 5.



Figur 5: Oversikt over den største skogteigen i planområdet til Høg-Jæren energipark (Kilde: Norsk Vind Energi AS).

I oppgaven er det blitt utført simuleringer av vindfeltene, og beregning av årlig energiproduksjon. Gjennom simuleringer i et parameterstudie ble skogens påvirkning på vindressursens karakter og energiproduksjon analysert, og sensitive parametere ble forsøkt avdekket.

Generelt, ut i fra tilgjengelig teori, ville det være fornuftig å anta en gevinst i energiproduksjon ved hugging av skogteigene.

3.3 Datamateriale

Hele datamaterialet brukt i oppgaven er fra Høg-Jæren energipark. Datamaterialet er blitt levert av Norsk Vind Energi AS, og er tall fra produksjonsåret 2013.

Datamaterialet består blant annet av samlet energiproduksjon fra vindparken for et helt år gitt i tidsintervaller på ti minutter, turbinkoordinater, terrengruhet og vindmålinger⁶ gitt i tidsintervaller på ti minutter. Med utgangspunkt i produksjonstallene fra 2013 var det ved bruk av WindSim mulig å reprodusere dette produksjonsåret ved å teste antatt sentrale og sensitive parametere. Det var i oppgaven ønskelig å endre parameterdata for skogteigene innenfor og rundt planområdet, og se på endringer i energiproduksjonen med og uten skogteiger. Dataene ble levert på et format som ikke kunne leses i WindSim. Det var da nødvendig å gjøre flere konverteringer til lesbare dataformater. Programmer som ble brukt til denne konverteringen var Microsoft Access, Excel, NotePad, WindSim Express og konvertering internt i WindSim.

Målingene av vindforholdene for 2013 er blitt målt av en målemast ved 80 meters høyde som er lokalisert inne i vindparken. Koordinater for denne målemasten er 313328 E, 6504979 N. Et andre datasett med vindmålinger fra en målemast på 50 meter ble også gitt. Denne målemasten er lokalisert et stykke unna vindparken, og målingene var derfor ikke påvirket av vaken fra turbinene, noe som var en fordel. Koordinatene til denne målemasten

⁶ Vindmålingsdata består av vindhastighet og -retning i ulike høyder.

er 309829 E, 6499000 N. Koordinatsystemet brukt gjennom hele oppgaven er UTM Sone 32 WGS 84.

3.4 Metode for sortering av data

Produksjonsdata ble levert for hver måned og måtte åpnes i Microsoft Access før videre bearbeiding. Fra Microsoft Access kunne dataene åpnes i excel, og alle målingene for hver måned ble lagt sammen i et stort excel ark. Siden produksjonstallene ble gitt i intervaller på ti minutter for hvert døgn, ble produksjonen per tidsintervall summert for hver måned. Summen ble dividert med seks, da ti minutter er 1/6 av en time. Deretter ble produksjonen per måned summert for å finne produksjonen for hele året. Denne summen skulle brukes som sammenligningsgrunnlag for modellresultatene.

Filene med vindmålinger krevde en del bearbeiding og sortering. Dette var store filer som inneholdt mye informasjon. Ti minutters intervaller for hele året ga 144 målinger hver dag, og 52 560 målinger totalt for hele året.

Målingene med tidsstempler ble sortert kronologisk med tilhørende retning og vindhastighet. Det var ønskelig å lage tidsserier for når vinden blåste kun fra én retning. Disse tidsseriene skulle brukes når skogen ble modellert for kun å se effektene av skog. Dette ble utført for alle de tolv sektorene.

Etter sorteringen var ferdig ble excel arket lagret som en tekstfil som skulle brukes videre i WindSim Express.

Turbinkoordinatene til de 32 turbinene ble også gitt, de ble lagt inn i et excel ark, og deretter lagret som en .txt fil som også skulle brukes i WindSim Express for videre konvertering.

3.5 WindSim Express

WindSim Express utfører mikrositing basert på Computational Fluid Dynamics (heretter CFD) i en enkel prosedyre bestående av kun tre steg.

Først gis det et navn til prosjektet, deretter lastes turbinposisjoner og måledata inn. Til slutt settes oppløsning på den numeriske modellen.

Global terrengdata lastes ned automatisk fra internett gjennom spesifisering av vindparkens layout. Data med vindmålinger kan importeres til WindSim Express fra Excel eller som .txt-fil.

Vindparkens layout med turbiner og målemaster kan importeres fra Excel eller legges inn som en vanlig tekstfil. Å sette opp en CFD modell tar kun noen minutter med WindSim Express. I følge dataressursene tilgjengelige og layouten som er blitt lagt inn i modellen, blir det anbefalt hvilken oppløsning den numeriske modellen bør ha. WindSim Express er en mindre sammensatt og raskere versjon av WindSim. Etter den automatiske modell-setupen eller etter simuleringene i WindSim Express kan prosjektet lastes opp i WindSim, og prosjektet kan bearbeides videre og med mer avanserte modeller.

Turbinkoordinater på tekstformat for Høg-Jæren energipark ble lagt inn i WindSim Express for etablering av en .ows fil, denne filen skulle brukes senere i objektmodulen i WindSim. Tekstfilene med vinddata (50 meter og 80 meter) ble også lagt inn i WindSim Express for generering av to .tws filer til videre bruk.

3.6 Grensebetingelse uavhengighet og griduavhengighet

Det er spesielt to forhold som må tas hensyn til når det skal utføres simuleringer; griduavhengighet og grensebetingelse uavhengighet. Gitt at man har et område med en 2-dimensjonal terrengmodell med høy oppløsning. Fra denne modellen kan det lages en 3-dimensjonal CFD modell. Ideelt sett bør man ha utgangspunkt i en CFD modell med lav oppløsning, og deretter gradvis øke oppløsningen. Når en ytterligere økning av oppløsningen på modellen ikke endrer resultatene har man oppnådd en griduavhengig løsning. En modell med lavere oppløsning vil med stor sannsynlighet redusere nøyaktigheten på resultatene. Griduavhengighet er ofte avhengig av dataressursene, og i mange tilfeller vil man ikke ha nok dataressurser til å oppnå den griduavhengige oppløsningen. Kravet om griduavhengighet kan innfris dersom det lages en modell for et begrenset område, jo mindre område desto høyere oppløsning. Dette er ingen god løsning, da det må tas hensyn til grensebetingelser (A. Gravdahl, personlig meddelelse, 2014).

Langs grensene i den 3-dimensjonale modellen må informasjon om flytfeltet angis. Disse såkalte grenseforholdene kan spesifiseres på to forskjellige måter; enten som analytiske profiler eller ved nestingteknikk.

De analytiske vindprofilene er empiriske profiler over et flatt terreng. De vertikale profilene er avhengige av ruhetshøyden, og dersom temperaturen tas hensyn til, også av atmosfærisk stabilitet. Ved nøytral atmosfære er vindprofilene logaritmiske. Anvendelse av logaritmiske profiler langs grensen er ekvivalent til plassering av et uendelig flatt terreng oppstrøms for den 3-dimensjonelle modellen. Dette kan være en dårlig antakelse i et tilfelle med komplekst terreng, derfor er resultatene langs grensene usikre og de må behandles med forsiktighet.

I et komplekst terreng vil ikke grensebetingelsene være korrekte. Optimalt trengs det en sone langs grensene der disse betingelsene kan utvikle seg, det vil si ta opp i seg effekter av ruhet og terreng. I den sentrale delen av CFD modellen skal ikke resultatene være avhengige av grensebetingelsene, og dette beskrives som grensebetingelse uavhengighet. I noen komplekse områder kreves det store modeller, og griduavhengighet og grensebetingelse uavhengighet vil ikke oppnås. Modellene har ikke informasjon om vindfeltene på utsiden av det definerte området, men dette kan løses ved bruk av nestingteknikken.

Nestingteknikken innebærer bruken av resultater fra en tidligere 3-dimensjonell modell som fullt dekker den gjeldende modellen. Profilene ved grensene er interpolert⁷ fra den tidligere modellen. Denne tidligere modellen kan være en WindSim modell eller en mesoskala meteorologisk modell.

Ved å anvende nestingteknikken fra et WindSim prosjekt reduseres unøyaktighetene som medfølger med bruken av logaritmiske vindprofiler langs grensene. Det anbefales å starte simuleringene i et stort område for å oppnå grensebetingelse uavhengighet og deretter lage en forfinet modell rundt de interessante og mindre områdene for å oppnå griduavhengighet ved å bruke nestingteknikken.

3.7 Programvaren WindSim

I denne oppgaven har det blitt vurdert potensiell endring i energiproduksjon ved fjerning av skogteiger innen Høg-Jæren energipark sitt planområde, og om dette kan ha noen

⁷ Profilene er funnet ved hjelp av kjente funksjonsverdier i nærliggende punkter.

påvirkninger på det biologiske mangfoldet. For å kunne vurdere den mulige endringen i energiproduksjon, måtte det foretas flere simuleringer av vindfeltet, og det måtte produseres en referansemodell. Programvaren WindSim ble valgt på grunn av sin egnethet til å modellere vindfelt og beregne energiproduksjon fra vindparker lokalisert i et komplekst terreng eller i områder med kompleks vegetasjon.

Numerisk⁸ strømningsmodellering basert på CFD kan brukes til å overføre vindforhold fra et målepunkt til en vindturbinens posisjon ved navhøyde. CFD er en numerisk metode for å løse de grunnleggende ikke-lineære ligningene i strømningsmekanikken (WindSim 6.2, 2014). CFD-metoden kan fange opp flere av vindfeltets terrenginduserte karakteristikk, som for eksempel at vinden får økt hastighet med økende hellingsvinkler helt til separasjon av vinden ved helling på over 20 grader, dette fører til en akselerasjon av vinden, en såkalt «speed-up». Resirkulasjonen av vinden opptrer da som en forlengelse av terrenget. Vindressurser og energiproduksjon påvirkes av mange faktorer, blant annet av det lokale terrenget og vegetasjonen.

De mest nøyaktige karakteriseringene av det lokale vindklimaet foretas ved lokale vindmålinger (NVE, 2009). Modellering er deretter nødvendig for å overføre den målte vindfordelingen ved målemastens posisjon til en annen posisjon innen vindparken, for dermed å kunne produsere et vindressurskart med høy oppløsning.

Den fundamentale oppførselen til væsker i bevegelse beskrives av Navier-Stokes-ligningene. Disse ligningene er kjent for å være ustabile og vanskelige å løse. I WindSim benyttes Reynolds Averaged Navier-Stokes-ligninger (heretter RANS) for å løse Navier-Stokes-ligningene. Et domene der RANS ligningene løses numerisk blir etablert, og RANS-simuleringer utføres for å få et 3-dimensjonalt vindfelt for hver vindretning (WindSim 6.2, 2014). De forventede gjennomsnittlige vindforholdene på stedet brukes til å skalere simuleringene og for å fremskaffe vindressursen i det 3-dimensjonale domenet. Vindmålinger i ulike høyder eller for ulike posisjoner kan også brukes for å kvalitetssjekke resultatene fra CFD-simuleringene i form av horisontal og vertikal ekstrapolasjon⁹ av vindfelt og turbulens.

WindSim er en programvare som brukes for å designe vindparker, og for å optimalisere energiproduksjonen. WindSim gjør dette ved å beregne numeriske vindfelt over et digitalt terreng som legges inn i programvaren. I WindSim kan man også koble de numerisk kalkulerede vindretningene mot lokale klimaforhold for å finne optimal posisjon for hver turbin. Last og slitasje på en turbin påvirkes av vindfeltets karakterer, disse kan være vindskjær, innløpsvinkel og turbulens. Det er ønskelig at lastene skal være minimale, eller at de holdes innenfor en akseptabel grense for å redusere slitasje og maksimere levetiden til en turbin. Ofte kan optimal energiproduksjon og minimering av laster være to motstridende ønsker; den turbinplasseringen som gir høyest energiproduksjon kan også gi for høye laster. Dr. Catherine Meissner presenterte i 2013 at ofte må det inngås et kompromiss for denne problemstillingen; «en plassering som gir høyest mulig energiproduksjon, men med akseptable laster» (WindSim, 2013a).

⁸ Tallmessige løsninger eller tilnærminger til komplekse, ikke-lineære ligninger som er vanskelige å løse (Den store danske, 2010).

⁹ Estimering/tilnærming av en variabelverdi utenfor et område der en rekke funksjonsverdier er kjent (Store norske leksikon, 2011b).

WindSim består av seks moduler der hver modul representerer ulike steg i modelleringsprosessen. Videre vil de ulike modulene forklares.

Terrengmodulen er den første modulen, og her etableres den 3-dimensjonale numeriske modellen basert på informasjon om høyde og ruhet. Denne informasjonen gis til WindSim gjennom en digital terrengmodell på .gws format, og benyttes for å modellere terrenget inne i- og rundt vindparken. Kompleksiteten til en lokasjon avhenger av endringer i høyde og ruhet. Kompleksiteten til høyden kan ses av stigningsvinkler og kurvaturer som er henholdsvis første og annen ordens derivert av høyden. Høyde- og ruhetsdataene blir brukt til å definere et 3-dimensjonalt domene på bakkenivå som er delt inn i celler med variable horisontale og vertikale oppløsninger. Den vertikale oppløsningen er avhengig av høyden på terrenget (WindSim, 2013a).

Vindfeltmodulen beregner det numeriske vindfeltet og etableres gjennom CFD-simuleringene. Denne prosedyren er iterativ¹⁰ på grunn av bruken av ikke-lineære ligninger. Den digitale modellen representerer beregningsdomenet, her utføres RANS-simuleringene slik at et 3-dimensjonalt vindfelt for hver vindretning kan lages. Nøyaktigheten til disse simuleringene er avhengig av oppløsningen til domenet, som ble laget i terrengmodulen. Denne numeriske vinddatabasen brukes til å overføre vindforholdene fra målepunktet til vindturbinenes navhøyde. Løsningsprosedyren starter med en gjettest løsnings, og etterhvert som iterasjonene utføres, kommer man nærmere en faktisk løsning og man oppnår konvergens. I denne modulen kan løsningsprosessen overvåkes underveis ved bruk av en tabell og animasjoner internt i programvaren. I tabellen vil en kolonne for «status» vise en «C» som indikerer at den numeriske prosedyren har konvergert, noe som betyr at løsningen som er blitt funnet faktisk er en løsning på det spesifiserte problemet. Hvis løsningsprosedyren ikke har funnet en løsning, vil statusen vise «D», for divergens, eller «-», som indikerer at løsningsprosedyren nådde maksimum antall iterasjoner satt før en konvergert løsning ble funnet. Dersom man får status «-» er det mulig å legge til flere iterasjoner for den gjeldende sektoren og starte beregningene der de sist ble avsluttet i et forsøk på å oppnå en konvergert løsning. Animasjonen gjør det mulig å undersøke årsaker til hvorfor man ikke har oppnådd konvergens. Her spilles iterasjonene av for den gjeldende sektoren, og man kan se om det for eksempel befinner seg områder med mye resirkulasjon av vinden. Konvergens kan også evalueres gjennom en inspeksjon av spot- og residualverdier for hastighetskomponentene (U1, V1 og W1), turbulent kinetisk energi (KE) og dissipasjonsraten (EP) (WindSim, 2013a). Her skal man kunne se en trend; residualverdiene skal kraftig reduseres, og spotverdiene skal etterhvert flate ut og bli konstante.

Objektmodulen gjør det mulig å legge inn, plassere og behandle turbiner og klimatologisk data. En vindklimatologi presenteres i en vindrose som angir den gjennomsnittlige fordelingen av vindhastigheter delt inn i hastighetsintervaller og vindretninger (sektorer). De innkommende vindretningene blir delt inn i 12 sektorer, hver på 30 grader, der den første sektoren (000) er sentrert rundt nord. Frekvensfordelingen av vindhastighetene tilpasses med en Weibullfordeling. Weibullfordeling har to parametere; en formparameter, k , og en skalaparameter, A . Formparameteren er den parameteren som angir fordelings fleksibilitet. Skalaparameteren angir fordelings rekkevidde.

¹⁰ Repetisjon av en prosess for å oppnå ønsket mål/resultat. Resultatet fra en iterasjon er utgangspunktet for den neste (Store norske leksikon, 2009b).

Resultatmodulen analyserer de numeriske vindfeltene som blir kalkulert i vindfeltmodulen, og vinddataene kan visualiseres. Denne modulen er et verktøy for å visualisere vindfeltsimuleringene. I denne modulen kan man velge ulike egenskaper som skal analyseres og dermed lages som en figur. Det kan blant annet velges egenskaper som turbulensintensitet, vindskjærekspONENT og vindhastighet i et 3-dimensjonalt område. Resultatene fra denne modulen er ikke koblet opp mot klimatologien som er blitt lagt inn, og er et resultat av terrengets påvirkninger på vindfeltene (WindSim 6.2, 2014).

Vindressursmodulen kobler de numeriske vindfeltene med frekvensfordelingen av klimatologisk data. I denne modulen blir det generert et vindressurskart. Dette kartet brukes til å identifisere områder med høy vindhastighet basert på den gjennomsnittlige vindhastigheten, og man kan observere hvordan strømningsfeltet påvirkes av terrenget. Vindressurskartet etableres ved vekting av CFD resultatene mot forventede gjennomsnittlige forhold gitt som inngangsdata. Hvis flere klimatologier er tilgjengelige, vil vindressurskartet basere seg på alle klimatologiene ved vekting basert på de inverse radiale avstandene til hver klimatologi. Dette betyr at jo nærmere man er en målemast, desto mer vil denne målemasten vektlegges, fordi $1/r$, der r er avstanden til målemasten, blir stor. Vindressursene er avhengige av oppløsningen til domenet; høyere oppløsning gir et mer detaljert vindressurskart (WindSim, u.å.).

Energimodulen er den siste modulen. Her kobles de numeriske vindfeltene med klimatologisk data ved bruk av statistiske metoder for å gi en estimert årlig energiproduksjon. Årlig energiproduksjon er ofte den viktigste parameteren som kalkuleres for et vindenergi prosjekt. Den estimerte årlige energiproduksjonen blir beregnet basert både på Weibullfordeling og frekvensfordeling. Si at man har to hovedvindretninger; når det blåser fra den ene retningen blåser det sterk vind. Fra den andre retningen blåser det svak vind. En Weibullfordeling er en matematisk tilpasning og vil ikke fange en slik hastighetstopp. Det vil derimot en frekvensfordeling gjøre. Den årlige energiproduksjonen beregnes slik (ligning 3.7.1) (Crockford A., Hui S., 2007, s. 8):

$$AEP = 8760 \sum_{i=1}^N P(u_i)h(u_i) \quad (3.7.1)$$

der $P(u_i)$ er turbinens effektkurve og $h(u_i)$ er fordelingen av vindhastigheter på lokasjonen, 8760 er antall timer i løpet av et år.

WindSim anbefaler at den estimerte årlige energiproduksjonen beregnes av frekvensfordelingen, og det er disse tallene som brukes i sammenligningen av modellresultatene i oppgaven.

Brutto energiproduksjon er energiproduksjonen fra vindparken kalkulert ved bruk av estimeringen av vindhastighetsfordelingens frie strømninger¹¹ i navhøyde til hver turbin, og turbinens effektkurve. Effektkurven justeres individuelt for hver turbin basert på den gjennomsnittlige lufttettheten ved hver turbinplassering.

Fordelingen av vindhastighetens frie strømninger beregnes av en strømningsmodell internt i WindSim og de langsiktige vindforholdene på lokaliteten. Effektkurven justeres med differansen av anslått langsiktig lufttetthet og lufttettheten brukt i produsentens effektkurve.

¹¹ Frie strømninger er den delen av strømmingen som ikke påvirkes av objekter eller grenser.

Vindturbiner trekker energi ut av vinden, dermed blir vindhastigheten nedstrøms for en vindturbin redusert; det dannes en vake. Når vinden beveger seg videre, vil vaken gradvis reduseres inntil frie strømningsforhold gjenopprettes. Vakeeffekten kan kalkuleres av en analytisk vakemodell, og deretter kan den potensielle årlige energiproduksjonen fremskaffes ved å ta hensyn til vaketapene. På grunn av turbinenes påvirkninger på vinden nedstrøms kan det ha mye å si for energiproduksjonen at det er lagt grundig arbeid i å finne optimale turbinplasseringer (WindSim, 2013a).

Alle fluktuasjoner i vindfeltet regnes som å være en del av turbulensen, og for å fange effekter av turbulens brukes det en ligningsmodell, $k-\varepsilon$, med ligninger for hver av parameterne, der, k , er den turbulente kinetiske energien og, ε , er destruksjon av turbulens (WindSim, 2013a).

På grunn av de ikke-lineære ligningene som løses i WindSim, skal programmet være egnet for å utføre simuleringer for områder med komplekst terreng og kompleks vegetasjon. Forenklete metoder gjennom lineærisering av de ikke-lineære ligningene er blitt populære for bruk i vindenergisektoren, men på grunn av lineæriseringen blir nøyaktigheten på resultatene redusert (WindSim, 2010).

Bolund eksperimentet, utført av Risø DTU i 2008, var en feltkampanje som har gitt nye datasett for validering av numeriske strømningsmodeller i komplekst terreng, og var grunnlaget for en blindtest for sammenligning av ulike strømningsmodeller. I denne testen viste CFD metodene, herunder også WindSim, de laveste unøyaktighetene blant de ulike metodene som var med i testingen (WindSim, 2010). Bolund eksperimentet ga grunnlag for en validering av strømningsmodeller med realistiske terrengforhold.

3.8 Simulering av referansemodellen i WindSim

I referansemodellen ble den årlige energiproduksjonen kalkulert uten at skogteigene inne i planområdet ble bygget opp i modellen. Her ble den potensielle økningen i energiproduksjon beregnet.

Informasjonen som ble brukt i terrengmodulen var for planområdet og et område med en sone på omtrent åtte kilometer i alle retninger rundt planområdet. Terrengdata ble levert på .map format, og måtte konverteres til .gws format, som er terrengformatet i WindSim. Terrengkonverteringen ble gjort internt i WindSim. På grunnlag av dette terrengkartet ble det oppgitt et interesseområde, som er et forfinet område, med et tettere domene der vindparken er lokalisert. Grensene rundt terrengmodellen var på denne måten fortsatt langt unna interesseområdet, og man unngikk dermed store grenseeffekter. Ved definering av et forfinet interesseområde, kan det oppnås en bedre nøyaktighet. Det var også nødvendig å finne ut hvor stor modell som kunne beregnes med tilgjengelig datamaskin. Dette ble gjort ved å teste ut datamaskinens beregnings- og lagringskapasitet gjennom å øke antall celler i terrengmodulen og så kjøre vindfeltmodulen med kun én sektor.

I terrengmodulens meny kan det velges om en skog skal inkluderes i simuleringene. Denne simuleringen utgjorde en referansemodell, og det ble derfor valgt å ikke aktivere skogsverktøyet.

Konvergeringen til simuleringene av sektorene i vindfeltmodulen ble evaluert gjennom en inspeksjon av spot- og residualverdiene for hastighetskomponentene ($U1$, $V1$ og $W1$), den turbulente kinetiske energien (KE) og dissipasjonsraten (EP). Alle variablene ble skalert i følge minimum- og maksimumverdier oppnådd under simuleringen. Simuleringen stoppet

automatisk når løsningen falt under et bestemt konvergeringskriterie, og løsningen hadde da konvergere.

Løseren som ble brukt i vindfeltmodulen er en GCV-løser (General Collocated Velocity). Denne løseren ble utgitt i 2013, og var en stor oppgradering av programvaren (WindSim, 2013b).

Vindmålingene som ble brukt i i simuleringene representerer det lokale vindklimaet for 2013, og refereres til som klimatologi. Vindmålinger fra to målemaster, en på 80 meter og en på 50 meter, skulle danne grunnlaget for vindklimaet. Fra WindSim Express ble det derfor etablert to klimatologifiler på .tws format. Fra WindSim Express ble det også etablert en objektfil på .ows format som inneholdt turbinkoordinatene. Det var viktig å sjekke at alle turbinkoordinatene var plassert innenfor det forfinede interesseområdet.

Klimatologifilene og objektfilen ble lagt inn i objektmodulen. Informasjon om effektkurven til turbintypen, SWT-2.3-92, ble også lagt inn for senere å kunne beregne energiproduksjonen. Fra denne modulen ble vindrosen etablert, og en grafisk fremstilling av effektkurven ble generert.

Målemasten på 80 meter ble kalt «Klimatologi1» og målemasten på 50 meter ble kalt «Klimatologi2». Etter å ha fullført objektmodulen, ble det observert at målemasten på 50 meter lå litt utenfor det modellerte området. «Klimatologi2» ble tatt ut av oppgaven.

3.9 Simuleringer av skogsmodellene i WindSim

Med utgangspunkt i referansemodellen ble det etablert tre nye modeller. Datamaterialet for terrengmodell, klimatologi og turbiner som ble brukt i skogsmodellene var det samme som ble brukt i referansemodellen, men i terrengmodulen ble skogteigene bygget gjennom aktivisering av skogsverktøyet. Disse modellene ble bygget for å modellere produksjonsåret 2013, og dermed kunne man se hvor godt resultatene stemte med faktiske tall. Disse modellene kunne da sammenlignes med referansemodellen for å finne intervallet der man kunne forvente en økning i energiproduksjon.

Ruhetskartet som ble laget i referansemodellen ble sammenlignet med bilder av området som viste at skogteigene var lagt inn som ruhetsverdier. Skogteigene kunne da bygges på de gitte ruhetsverdiene. Modelleringen av skogteigene ble løst ved bruk av parametere som porøsitet og friksjonskrefter.

Friksjonskreftene er avhengige av porøsiteten til en skog og vindhastigheten. Når et skogsverktøy aktiveres i WindSim, vil det derfor legges til en parameter, S_j , til RANS-ligningene som representerer friksjonskreftene som skogen medfører.

I tillegg til disse to parameterne ble skogteigene definert ved bruk av høyde og ruhetslengde. Skogsverktøyet ble aktivert ved å assosiere en ruhetslengde fra ruhetskartet med følgende skogkarakteristikker (WindSim 6.2, 2014):

- Ruhetslengde brukes for å spesifisere en skog. En skog vil da etableres på alle lokasjoner med den ruhetslengden som legges inn i skogsverktøyet.
- Høyde på skogen (for eksempel 20 meter).
- Skogens porøsitet. Her kan verdier mellom null og én legges inn. Et helt åpent område har porøsitet lik én, mens en porøsitet lik null vil gi et helt blokkert område.
- Skogens friksjonskraft, C_1 , representerer skogen som en motstandskraft som er proporsjonal med vindhastigheten.

- Skogens friksjonskraft, C2, representerer skogen som en motstandskraft proporsjonal med vindhastigheten opphøyd i andre.
- Antall celler i z-retning definerer hvor mange celler som skal representere skogen i vertikal retning.

C1-konstanten brukes som regel for å finne strømnings i reservoarer eller tunneler, og på grunn av dette ble C1 satt lik null i simuleringene.

For å redusere usikkerheten rundt skogteigenes påvirkninger på energiproduksjonen og for å finne dagens situasjon ble det utført et parameterstudie gjennom oppbygging av tre skogsmodeller. Her ble det lagt inn ulike verdier for porøsitet og friksjonskraft (C2) tilsvarende tett, middels tett, og en mindre tett skog med flere luftrom som vinden trenger gjennom, og som utøver mindre motstand.

I disse simuleringene ble det brukt en segregert løser. Denne løseren løser de ikke-lineære ligningene sekvensielt, segregert fra hverandre. En segregert løser er tidkrevende på grunn av fremgangsmåten når ligningene løses, og trenger vanligvis flere hundre iterasjoner for å oppnå konvergente løsninger for vindfeltene.

Etter å ha fullført hele skogsmodell 1, viste resultatene at en ny simulering var nødvendig. Dette var fordi at målemasten hadde en posisjon der den ble påvirket både av skogen og av vaken fra turbinene, og utfallet på årlig energiproduksjon var derfor usikkert. Det var da nødvendig å flytte målemasten i modellen til en annen posisjon der man reduserte skogens påvirkninger.

Dette ble gjort i objektmodulen ved bruk av funksjonen «transferred climatology». Dette ble utført ved at en ny posisjon for målemasten ble valgt, og målemasten ble da flyttet mot den østlige grensen. Det at vind fra østlig retning var lite forekommende var positivt. Ved bruk av overført klimatologi gis det ikke noen ny informasjon i modellen, og energiproduksjonen blir ikke beregnet på grunnlag av en overført klimatologi. På grunn av dette ble den overførte klimatologien introdusert som en egen klimatologi for at den årlige energiproduksjonen kunne beregnes ut i fra denne nye posisjonen. Den nye posisjonen ble kalt «Klimatologi_østlig_posisjon».

I energimodulen ble det da gitt tre estimater for årlig energiproduksjon basert på;

- 1) Klimatologi1
- 2) Klimatologi_østlig_posisjon, og
- 3) en kombinasjon av de to klimatologiene.

I skogsmodellene vil resultatene basere seg kun på den overførte klimatologien.

Videre i teksten vil den nyintroduserte klimatologien kalles for «overført posisjon».

Resultatene fra referansemодellen baserer seg på målemastens opprinnelige posisjon.

3.10 Metode for drøfting av påvirkning på biologisk mangfold

Til tross for at vindparken er et inngrep i naturen, er det blitt lagt stor vekt på at prosjektet også skal være et godt miljøprosjekt. Dette utgjorde grunnlaget for ulike miljøtiltak som er blitt utført i planområdet. Spesielt var det ønsket at artsmangfoldet inne i vindparkområdet skulle ivaretas på best mulig måte.

Påvirkning på biologisk mangfold er et vanskelig og stort tema, og som krever undersøkelser som strekker seg over flere sesonger. Det er ikke blitt gjort direkte analyser av påvirkninger på det biologiske mangfoldet i forbindelse med oppgaven. Drøftingen av mulige påvirkninger på det biologiske mangfoldet ble derfor bygget opp som en vurdering av tilgjengelige rapporter fra fugletellinger på Høg-Jæren, og annen litteratur som hovedsakelig er blitt innhentet fra ulike nettsteder. Fugletellinger på Høg-Jæren har årlig blitt gjennomført siden 2004 som en del av konsesjonsvilkårene, og pågår fortsatt i dag. Det har også blitt utført undersøkelser i forbindelse med de ulike miljøtiltakene som er blitt gjort inne i planområdet. De offisielle resultatene fra undersøkelsene for 2014 blir ikke publisert før juni, men noen resultater fra årets fugletellinger har blitt gitt av Norsk Vind Energi AS ved Rune Hersvik. Temaet som ble vektlagt i denne delen av oppgaven er hvordan artsmangfoldet vil reagere på fjerning av skogteigene og en tilbakeføring til den opprinnelige naturtypen med hovedfokus på fugl. De ulike rapportene danner et godt grunnlag for vurderingene, ettersom man kan se på utviklingen over flere år.

4. Biologisk mangfold

4.1 Kystlynghei

I Rogalands ytre strøk er klimaet preget av våte og milde vintrer, et typisk kystklima. Høg-Jæren har mye menneskeskapt naturtype som er flere tusen år gammel. Denne naturtypen er et resultat av menneskenes tilpasning til klimaet, og gjorde at husdyrene kunne gå på utebeite hele året. Kystlynghei har typisk en treløs vegetasjon som domineres av lysavhengige planter, som for eksempel røsslyng (*Calluna Vulgaris*). De største kystlyngheiene som er igjen i Norge finnes på Høg-Jæren (Miljøstatus, 2013a), og naturtypen regnes i dag som en av de mest truede. Noen av hovedtruslene til kystlyngheiene er oppdyrking, skogplanting og gjengroing (WWF, u.å.). Kystlyngheiene er sårbare overfor endringer, og er avhengige av den tradisjonelle driften, inkludert brenning, som blant annet sørger for at kystlyngheiene holdes åpne, og at trær og høyerestående busker ikke rekker å etablere seg.

4.2 Sitkagran

Høg-Jæren ligger på rundt 180 - 300 meter over havet, området er uten store forandringer i terrenget, og er relativt flatt. I noen områder inne i vindparken er det fra tidligere år etablert skogteiger med sitkagran av varierende størrelse og med ulik årgang (Ambio miljørådgivning, 2008 s. 28). Sitkagranen er en fremmedart i norsk natur ettersom den kommer fra Nord-Amerika (Miljødirektoratet, 2013 s. 33). Sitkagranen er en robust art og kan vokse seg til omtrent 40 meter under norske forhold. Den har en hurtig vekstrate og frøspredning tidlig i livssyklusen, og den er svært konkurransedyktig. Sitkagranen klarer seg godt i et fuktig klima, den står godt mot vinden, og har høy salttoleranse (SABIMA, u.å.). Disse egenskapene gjør at den egner seg godt i kystområder.

Artsdatabanken satte i 2012 Sitkagranen på svartelisten med en vurdering som sa at den har en "svært høy økologisk risiko"¹² (Artsdatabanken, 2012), fordi den virker ødeleggende på det naturlige biologiske mangfoldet (Aftenposten, 2014).

4.3 Sørlig myrsnipe

Myrsnipen (*Calidris alpina*) er en vadefugl, og lever i våtmarksområder. Sørlig myrsnipe (*Calidris alpina schinzii*) er en underart av myrsnipen, men har samme leveområde og er veldig lik i utseende (Norsk ornitologisk forening, u.å.). Vadefugler har tilhold langs vann, myrområder eller våtmark. Under planleggingen av vindparken var sørlig myrsnipe rødlistet. Dette var et mye omdiskutert tema i forbindelse med konsesjon- og utbygging, men ingen observasjoner av sørlig myrsnipe kunne bekreftes innenfor vindparkens planområde. I dag er den tatt av rødlisten.

¹² Vurdering av faktiske og mulige negative effekter en art har på et stedegent naturmangfold i enkelte områder av den norske naturen.

4.4 Sanglerke

Sanglerka (*Alauda arvensis*) holder til i åpne landskap, og heiene på Høg-Jæren er et ideelt hekkehabitat. I de senere årene har sanglerka hatt en tilbakegang i bestand, og står i dag på rødlisten (Harvest, 2014).

4.5 Fugleregistreringer, tiltak, overvåking og utvikling

Norsk Vind Energi AS har vært tydelige på at de ønsker at Høg-Jæren energipark skal være et prosjekt som ikke svekker eller reduserer leveområdet og biodiversiteten i området. Dette ønsket har blitt forsøkt realisert gjennom etableringen av ulike miljøtiltak.

Det er blitt etablert 14 biodammer av ulik størrelse inne i planområdet (Breihagen T., 2012b), det er også blitt utført en reetablering av et område på omtrent 20 mål som tidligere var uttørket, Helletjern, i utkanten av vindparken (Breihagen T., 2014b). Kystlyngheiene ble også bevart ved tilbakeføring av jordmasser etter utbyggingen, og gjennom undersøkelser etter tilbakeføringen. Biodammene og det reetablerte tjernet ble etablert for å bedre og utvide næringssøksområdet for fugler inne i planområdet.

Under planlegging av vindparken var sørlig myrsnipe rødlistet. I Synesvarden landskapsområde som ligger omtrent fem kilometer sør-øst for vindparken ble det utført en fugleregistrering i 2004. Dette var for å kartlegge eventuelle funn av sårbare arter. I denne registreringen ble det estimert en hekkebestand av sørlig myrsnipe på 10-15 par. Dette var omtrent samme størrelse som ble registrert på 1970-tallet i samme område (Falco 3, 2006, s. 98), noe som kan vise til en stabil hekkebestand.

Basert på registreringen i 2004 ble det planlagt nye undersøkelser for å finne ut hvordan myrsnipen brukte området, og for å avdekke om den planlagte utbyggingen av vindparken kunne medføre forstyrrende faktorer.

Registreringene fra 2005 og 2006 viste igjen en liten hekkende bestand av Sørlig myrsnipe i Synesvarden landskapsområde, slik som i 2004 (Falco 3, 2006 s. 101).

Det har aldri blitt dokumentert og bekreftet observasjoner av sørlig myrsnipe i vindparkens planområde, verken før eller etter utbyggingen, men på grunnlag av hensyn til bestanden i Synesvarden landskapsområde var det ønskelig med en grundig utredning. En mulig observasjon av sørlig myrsnipe i det planlagte vindparkområdet fant sted i 2004. Denne observasjonen kunne i midlertid ikke bekreftes, og man kunne ikke konkludere med at sørlig myrsnipe oppholdt seg i vindparkområdet (R. Hersvik, personlig meddelelse, 2014).

I 2012 ble det registrert 14 sørlige myrsnipen i Synesvarden landskapsområde, noe som viser at arten holder en nokså jevn bestand og trives i området (Breihagen T., 2012a). Det viktigste hekkestedet i Norge regnes å være på Høg-Jæren (Eldøy, 2005 referert til av Breihagen T., Falco 3. 2006 s.99).

Som det fremkommer av registreringene, hekker sørlig myrsnipe i nærområdet til vindparken, og det er litt merkelig at den ikke bruker vindparkområdet til hekkeområde da man mener at det er nært optimale forhold der. At myrsnipen har en jevn hekkebestand i områdene rundt vindparken er svært positivt (Breihagen T., 2014a).

Ingen av tellingene som er blitt utført fra 2004 til dags dato viser til myrsnipen i vindparkområdet, noe som kan bety at myrsnipen ikke brukte området før etableringen av vindparken, men den har heller ikke begynt å bruke området etter etableringen. Skogteigene benyttes av rovfugler som bruker de høye trærne som utkikksposter når de jakter (Breihagen

T., 2011b). Dette er typisk rovfugler som kråke og ravn. Når de jakter, sitter de på greinene høyt oppe i trærne og speider kontrollert utover området mens de planlegger angrepene sine. Når de har fått øye på et reir nede på bakken, går de til angrep og kan plukke egg og unger. Disse rovfuglene er spesielt aktive i hekkesesongen når byttene er ekstra sårbare, og jakter på spurve- og vadefugler. Dette kan være et forhold som gjør at myrsnipene unngår dette området.

I 2012 og 2013 ble det gjennomført tellinger av fugleartene ved biodammene i planområdet, resultatene fra begge disse tellingene viste at biodammene utgjør viktige områder for næringsøk for spurve- og vadefugler (Breihagen T., 2011a). For eksempel ble den rødlistede arten sanglerke registrert. Strandsnipe (*Actitis hypoleucos*) og vipe (*Vanellus vanellus*) er noen av de andre fuglene som ble registrert under fugletellingen i 2013 (Breihagen T., 2014b), disse står oppført som nær truet i rødlisten.

I tidligere års tellinger er det blitt registrert 17 par sanglerker. Det ble nylig gjennomført en ny telling i planområdet (26.04.2014 og 27.04.2014), da ble det registrert 27 sanglerkepar (R. Hersvik, personlig meddelelse, 2014). Dette tolkes som et positivt tegn siden 2013 var det første hele driftsåret etter at alle turbinene var montert og i full drift, denne økningen viser at sanglerken verken har eller blir påvirket negativt av turbinene, og at miljøtiltakene inne i vindparkområdet virker svært positivt.

5. Resultater

5.1 Terrengmodulen

Den digitale terrengmodellen som inneholder høyde- og ruhetsdata fikk en oppløsning på åtte x åtte meter. Terrengmodellen gir informasjon om vindparkens planområde i tillegg til en sone på omtrent åtte kilometer i alle retninger rundt vindparken. Skogteigene som ble modellert i skogsmodellene befinner seg inne i planområdet og i en sone på to kilometer rundt planområdet, terrengmodellen inneholdt en sone rundt skogteigene på omtrent seks kilometer med en grovere ruhet. Det ble brukt samme terrengmodell i alle modellene, men i referansemodellen ble ikke skogverktøyet aktivert. Tabell 1 gir informasjon om terrengmodellen som ble etablert for området.

Datamaskinen som ble benyttet til simuleringene hadde en lagringskapasitet som tillot modeller opp til 2 000 000 celler, denne kapasiteten var et godt utgangspunkt for nøyaktige simuleringer, og man minimerte dermed diskretiseringsproblemer¹³ i modellen.

Figur 6 viser terrenget med høyde og ruhet for Høg-Jæren energipark.

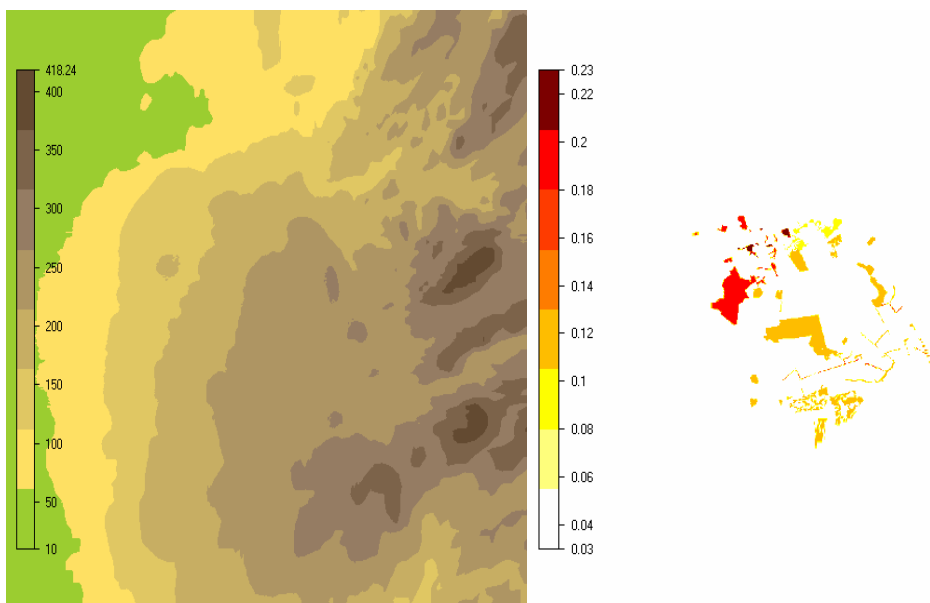
For å bygge skogteigene i de tre skogsmodellene ble ruhetskartet fra referansemodellen benyttet til sammenligning mot bilder av området for å finne tilhørende ruhetsverdier for skogteigene, se bildet til høyre i figur 6. Etableringsgrunnlaget med ulike verdier for porøsitet og friksjonskraft for de tre skogsmodellene tilsvarende tett, middels tett og mindre tett skog kan ses i tabellene 2, 3 og 4.

Figur 7 viser hvor skogteigene ble bygget.

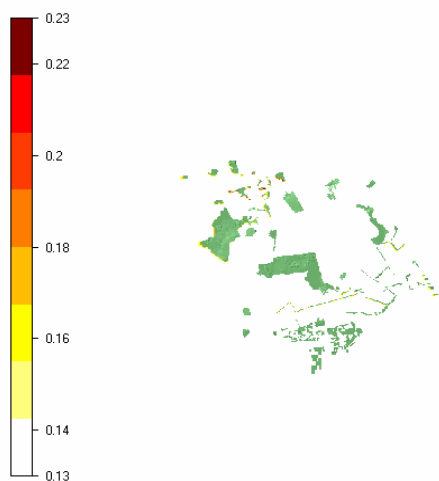
Tabell 1: Koordinater, utstrekning og oppløsning til den digitale terrengmodellen. Koordinatsystem: UTM Sone 32 WGS 84.

	Min (m)	Maks (m)	Utsrekning (m)	Oppløsning på terrengdata (m)
Øst (m)	304903.0	318999.0	14096.0	8.0
Nord (m)	6498723.0	6512235.0	13512.0	8.0

¹³ Å skildre en kontinuerlig sammenheng tilnærmet med noe som kun er gitt punktvis (HiOA, u.å.).



Figur 6: Terreng høyde (m) til venstre og terreng ruhet (m) til høyre for Høg-Jæren energipark.



Figur 7: Oversikt over skogteigene som ble bygget i skogsmodellene.

Tabell 2: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 1 (tett skog).

Ruhetsverdi (m)	Høyde på skog (m)	Porøsitet	C1	C2	Antall celler
0.13	11	0.15	0	0.70	3
0.18	14	0.15	0	0.70	3
0.23	15	0.15	0	0.70	3

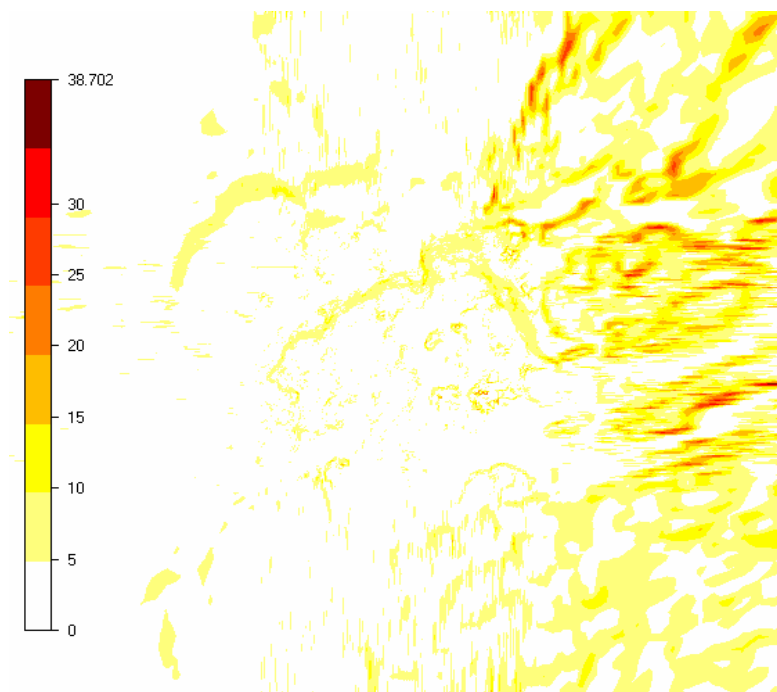
Tabell 3: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 2 (middels tett skog).

Ruhetsverdi (m)	Høyde på skog (m)	Porøsitet	C1	C2	Antall celler
0.13	11	0.3	0	0.05	3
0.18	14	0.3	0	0.05	3
0.23	15	0.3	0	0.05	3

Tabell 4: Etableringsgrunnlag for skogsmodell 3 (midre tett skog).

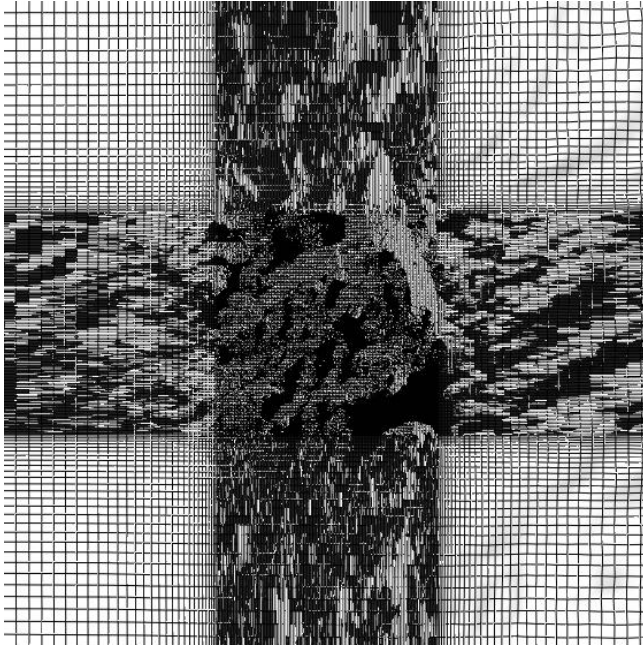
Ruhetsverdi (m)	Høyde på skog (m)	Porøsitet	C1	C2	Antall celler
0.13	11	0.5	0	0.005	3
0.18	14	0.5	0	0.005	3
0.23	15	0.5	0	0.005	3

Figur 8 viser kompleksiteten til området basert på stigningsvariasjonene i terrenget. Figuren viser at de høyeste stigningsvariasjonene finnes øst i det modellerte området. Stigningsvariasjonene i området ligger i all hovedsak mellom fem og tretti grader. Det som kan ses på som positivt her er at vind fra en østlig retning ikke er sterkt forekommende, og turbinene vil dermed ikke påvirkes i stor grad av effektene som stigningsvariasjonene medfører. De høye stigningsvariasjonene vil derfor heller ikke påvirke den dominerende vinden i stor grad, som kommer fra nordlig og sørlig retning, og vil dermed heller ikke ha en stor påvirkning på energiproduksjonen.

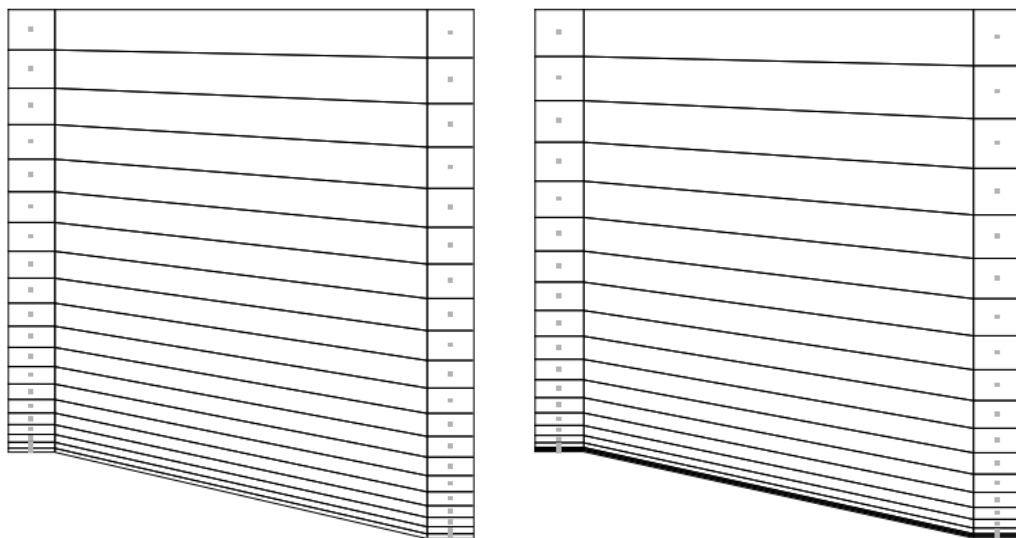


Figur 8: Terrengstigning (grader) for Høg-Jæren energipark.

Domenet ble generert og optimalisert fra den digitale terrengetmodellen. Terrengetmodellens horisontale oppløsning vises i figur 9. Domenet strekker seg 2071 meter over det høyeste punktet i terrenget, som er rundt 400 meter, og er forfinet ned mot bakken. Figur 10 viser den vertikale domeneoppløsningen til referansemodellen og skogsmodellene, den vertikale oppløsningen bestemmes ut i fra høyden på terrenget.



Figur 9: Horizontal oppløsning til terrenngmodellen.



Figur 10: : Skjematisk oversikt over den vertikale oppløsningen på terrenget. Referansemodellen vises til høyre og skogsmodellene til venstre.

5.2 Vindfeltmodulen

Totalt har tolv simuleringer i hver modell blitt utført for å få det 3-dimensjonale vindfeltet for hver 30 graders sektor. Tabell 5 viser innstillingene i WindSim som ligger til grunn for simuleringene i referansemodellen. Simuleringstid og antall iterasjoner for hver sektor oppgis i tabell 3.

Denne modulen var svært tidkrevende, det er her de avanserte RANS-ligningene løses. Fra tabell 6 for referansemodellen kan det også ses at sektor 120 var den eneste av de tolv sektorene som ikke konvergente. Mulige årsaker kan være at dette er en sektor med mye

resirkulasjon av vinden og svake oscillasjoner¹⁴. Iterasjonsprosessen kunne observeres i en animasjon av simuleringen internt i programvaren, og animasjonen viste små områder som vibrerte. Dette var et tegn på oscillasjoner i vindfeltet, som ikke er unormalt, men som kan føre til at løsningen ikke vil konvergere.

Tabell 5: Innstillinger for simuleringen av vindfeltene i referansemodellen.

Høyde på grenselaget (m)	500.0
Hastighet over grenselaget (m/s)	10.0
Grenseforhold ved øverste lag	Fast trykk
Potensiell temperatur	Nei
Turbulensmodell	Standard
Løser	GCV
Maksimum iterasjoner	400

Tabell 6: Simuleringstid, antall iterasjoner og konvergeringsstatus for de tolv sektorene i referansemodellen.

Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status	Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status
000	01:08:26	133	C	180	01:04:19	127	C
030	01:26:43	167	C	210	00:59:59	114	C
060	01:58:24	233	C	240	01:32:04	180	C
090	01:49:22	216	C	270	01:36:22	186	C
120	03:23:52	400	-	300	01:36:32	188	C
150	01:10:06	137	C	330	01:14:33	143	C

For de tre skogsmodellene kan innstillingene for vindfeltsimuleringene ses i tabell 7, og konvergeringsstatusen for skogsmodell 1 vises i tabell 8. I disse simuleringene ble det brukt en annen løser enn i referansemodellen, dette var fordi at GCV- løseren ikke er blitt tilstrekkelig testet med skog. Den segregerte løsningsprosedyren er tidkrevende, da denne ofte må utføre flere hundre iterasjoner for å oppnå konvergens.

Tabell 7: Innstillinger for vindfeltsimuleringene i de tre skogsmodellene.

Høyde på grenselaget (m)	500.0
Hastighet over grenselaget (m/s)	10.0
Grenseforhold ved øverste lag	Fast trykk
Potensiell temperatur	Nei
Turbulensmodell	Standard
Løser	Segregert
Maksimum iterasjoner	600

¹⁴ Variasjoner rundt en sentral verdi.

Tabell 8: Simuleringstid, antall iterasjoner og konvergeringsstatus for de tolv sektorene i skogsmodell 1.

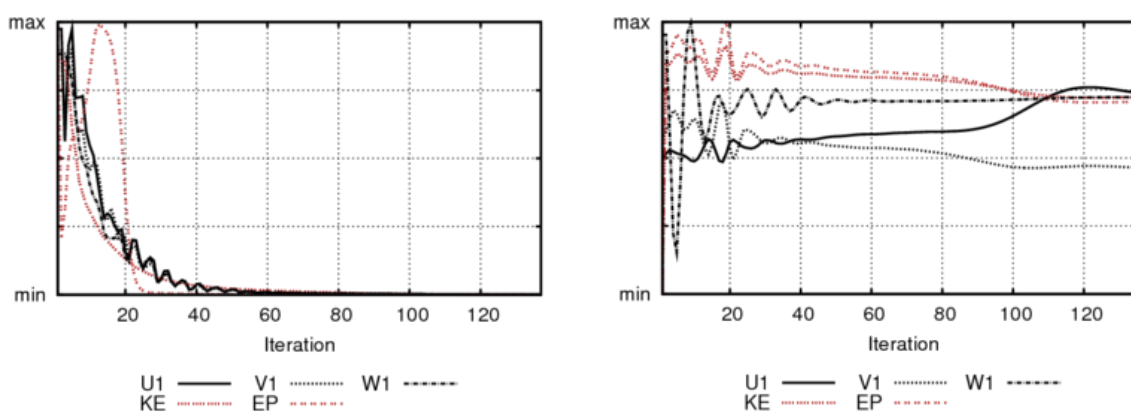
Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status	Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status
000	01:10:27	600	-	180	01:10:51	600	-
030	01:11:02	600	-	210	01:09:36	600	-
060	01:10:44	600	-	240	01:09:11	600	-
090	01:12:46	600	-	270	01:09:44	600	-
120	01:11:14	600	-	300	01:08:54	600	-
150	01:10:07	600	-	330	01:08:55	600	-

For de tre skogsmodellene var resultatene av vindfeltsimuleringene de samme; ingen av sektorene konvergente, og simuleringstiden var omtrent lik for alle skogsmodellene (se vedlegg 1).

I disse simuleringene ble standard konvergenzkriterie brukt.

Kriteriet uttrykker at residualene for alle variablene må reduseres til under grensen på 0,0001. Residualverdiene viser differansen mellom to iterasjoner. I skogsmodellene ble maksimum iterasjoner satt til 600, men dette var ikke nok til å tilfredsstille konvergenzkriteriet. Ved en iterativ metode vil ikke ligningssettet løses eksakt. På grunn av at ligningene som skal løses er ikke-lineære, er løsningsprosedyren iterativ, og starter med en gjettet løsning. Etter hvert som iterasjonene gjennomføres progressivt, vil prosedyren komme nærmere en faktisk løsning, helt til den oppnår konvergens. Dette betyr at flere iterasjoner ikke vil endre løsningen.

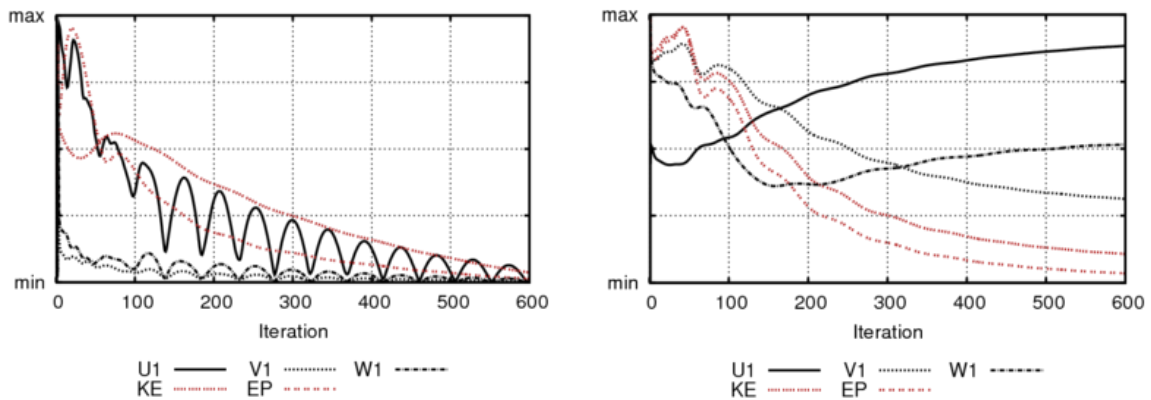
Figur 11 viser residualverdier og spotverdier for sektor 150 i referansemodellen. Sektor 150 ble valgt å vise fordi vind fra denne retningen er svært fremtredende.



Figur 11: Residualverdier (til venstre) og spot verdier (til høyre) for sektor 150 i referansemodellen.

I figur 12 vises residual- og spotverdier for sektor 150 i skogsmodell 1. Gjennom en manuell inspeksjon av disse verdiene for alle sektorene ble det observert fine nedganger i residualverdier. Spotverdiene flatet ut og gikk mot konstante verdier etterhvert som flere iterasjoner hadde blitt utført. Residualverdiene vil gi et bedre bilde på en konvergent løsning enn det spotverdiene gjør. Inspeksjonen ga grunnlag for å anta at simuleringene hadde funnet gode løsninger på vindfeltsberegningene selv om ikke statusen i tabell 8 viser til konvergens (se vedlegg 2 for flere sektorer). Konvergenzkriteriet på 0.0001 er et strengt kriterie, og det er vanskelig å komme under denne verdien. Bildet til venstre i figur 10 viser at hastighetskomponent U1 svinger mye, også mot slutten av iterasjonene. Dette er et tegn på områder med oscillasjoner, og er helt normalt innen et vindfelt. For å løse «problemet»

kunne det blitt gjennomført en omstart av sektor 150 ved å legge til flere iterasjoner for å undersøke om svingningene reduseres. Om sektoren da ville fått en konvertert løsning avhenger av styrken på oscillasjonene i vindfeltet. Det blir vanskeligere å oppnå konvergens dersom oscillasjonene er sterke.

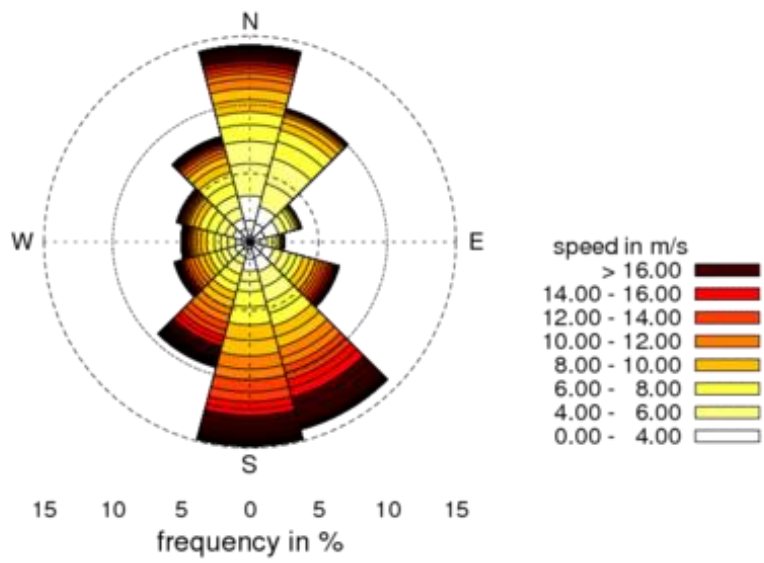


Figur 12: Residualverdier (til venstre) og spotverdier (til høyre) for sektor 150 i skogsmodell 1.

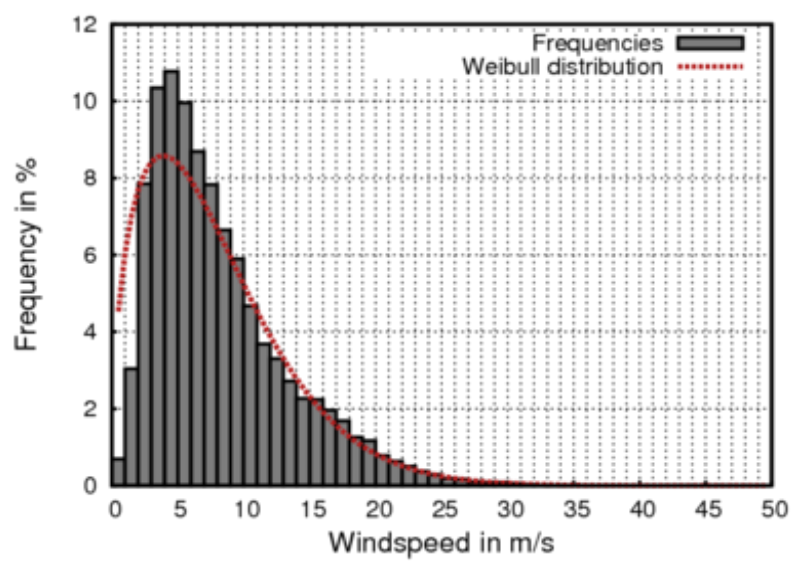
5.3 Objektmodulen

I objektmodulen i WindSim ble de 32 turbinene og vindmålinger fra de to målemastene lagt inn. Ut i fra resultatene fra denne modulen ble det observert at målemasten på 50 meter måtte tas ut av datamaterialet på grunn av dens plassering utenfor det modellerte området. På grunn av grensebetingelser og grenseuavhengighet, er data fra randsonene mindre pålitelige da forholdene her er antatte logaritmiske vindprofiler, og ikke faktiske forhold. Derfor ble målemasten på 50 meter luket ut av oppgaven, og resultatene er kun basert på data fra målemasten på 80 meter («Klimatologi1»).

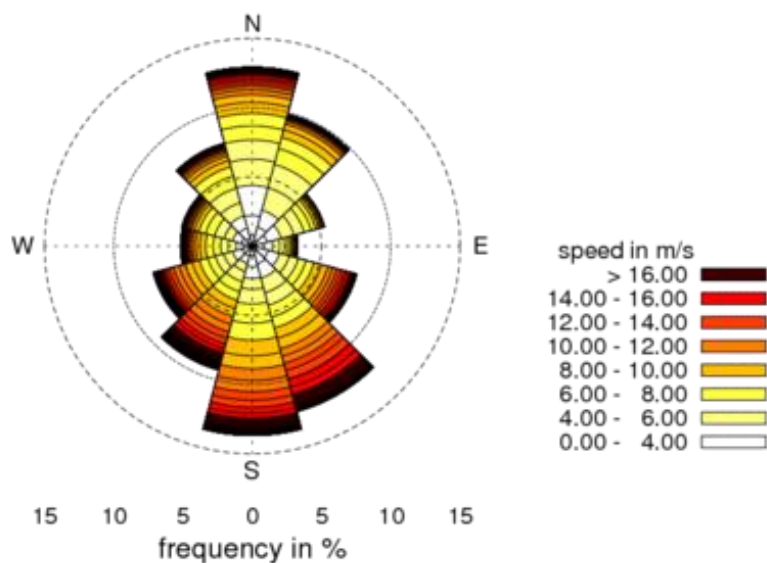
Vindmålingene fra målemasten ble brukt i kalibreringen av vindressursene og i estimeringen av den årlige energiproduksjonen. Vindrosen for målemastens opprinnelige posisjon er vist i figur 13, og figur 14 viser frekvensfordelingen med en Weibulltilpasning. Figur 15 viser vindrosen for målemastens overførte posisjon, og figur 16 viser frekvensfordelingen med Weibulltilpasning. Ut i fra figur 13 og figur 15 kan man se at vindhastighetene skaleres opp når målemasten påvirkes av skogteigene og turbinvaken.



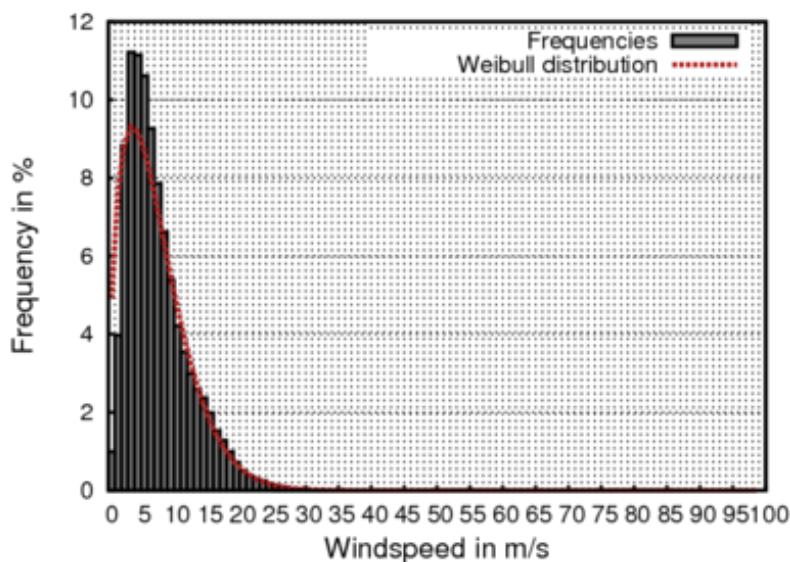
Figur 13: Vindrosen for Høg-Jæren energipark basert på målemastens opprinnelige posisjon.



Figur 14: Frekvensfordeling med Weibulltilpasning av vinddata basert på målemastens opprinnelige posisjon.



Figur 15: Vindrosen til målemastens overførte posisjon.



Figur 16: Frekvensfordeling med Weibulltilpasning av vinddata for målemastens overførte posisjon.

Tabell 9 gir en oversikt over klimatologisk karakteristikk, gjennomsnittlig vindhastighet og Weibullparametere samlet for alle sektorene i referansemodellen. Tabell 10 viser gjennomsnittlig vindhastighet og Weibullparameterne for sektorene hver for seg for referansemodellen. Tabell 11 og 12 viser klimatologisk karakteristikk for målemastens overførte posisjon i skogsmodellene.

Tabell 9: Klimatologisk karakteristikk totalt for alle sektorer ved målemastens opprinnelige posisjon i referansemodellen.

Filnavn	Klimatologi1		
Periode, # målinger	01/01/2013 00:00 – 12/12/2013 00:00	52555	
Posisjon: øst, nord, z (agl)	313328.0	6504979.0	80.0
Gjennomsnittlig vindhastighet, Weibull k, A	8.13	1.46	8.62

Tabell 10: Klimatologisk karakteristikk for alle sektorene hver for seg ved målemastens opprinnelige posisjon i referansemodellen.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	7.4	5.7	4.3	4.6	7.6	9.9	10.1	10.5	8.4	7.6	6.9	7.2
Frekvens (%)	14.3	10.0	3.9	2.5	6.7	14.1	14.8	9.4	5.7	5.0	5.5	7.9
Weibull form, k	1.3	1.9	1.5	1.5	1.6	1.8	1.7	1.7	1.5	1.5	1.6	1.6
Weibull skala, A	7.5	6.2	4.5	4.8	8.4	11.0	11.2	11.8	9.3	8.2	7.5	7.8

Tabell 11: Klimatologisk karakteristikk totalt for alle sektorer ved målemastens overførte posisjon i skogsmodellene.

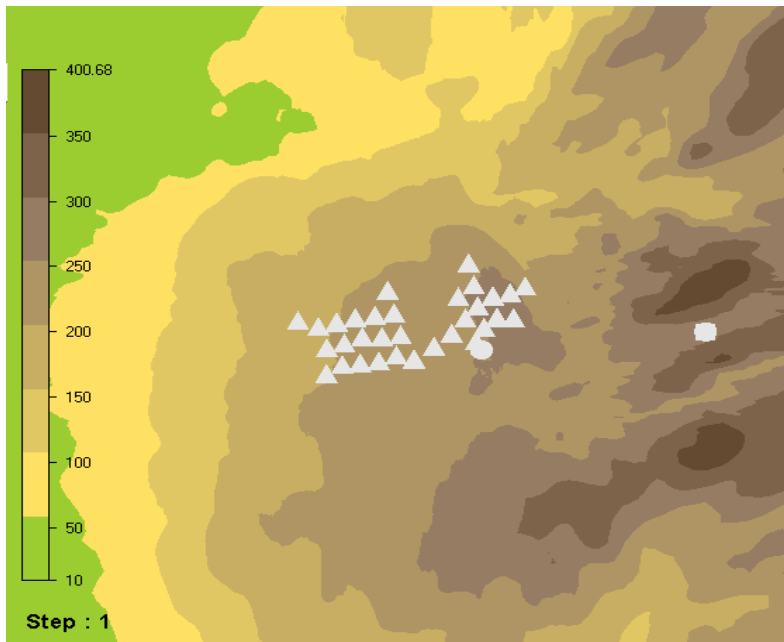
Filnavn	Klimatologi_østlig_posisjon		
Periode, # målinger	01/01/2013 00:00 - 12/12/2013 00:00		52555
Posisjon: øst, nord, z (agl)	317118.5		6505341.5 80.0
Gjennomsnittlig vindhastighet, Weibull k, A	7.49		1.47 7.97

Tabell 12: Gjennomsnittlig vindhastighet, frekvens og Weibullparametere for alle sektorene hver for seg ved målemastens overførte posisjon i skogsmodellene.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	6.3	5.8	5.0	5.2	7.7	8.9	8.8	9.9	8.5	7.4	6.3	6.1
Frekvens (%)	12.9	9.8	5.4	3.3	7.8	12.3	13.6	9.2	7.4	5.1	5.2	7.7
Weibull form, k	1.3	1.7	1.6	1.3	1.6	1.8	1.7	1.7	1.5	1.5	1.7	1.6
Weibull skala, A	6.5	6.2	5.4	5.3	8.5	10.0	9.7	11.0	9.4	8.0	6.9	6.7

Figur 17 viser layout med turbiner og klimatologi, posisjonen til den overførte klimatologien vises som sirkelen til høyre. Denne figuren viser også hvordan høyden i terrenget varierer. Koordinatene og navhøyde til hver av de 32 turbinene kan ses i vedlegg 3.

Man ser av figuren at målemasten ble flyttet til en posisjon med samme høyde som i den opprinnelige posisjonen. Det forfinete området, der vindparken er lokalisert er i senter av figur 17. Her er alle turbinene og målemasten (målemastens opprinnelige posisjon). Ut i fra vindrosen i figur 13, kan man se at det ofte blåser fra nord og nord-vest. Ved disse retningene blir målemasten utsatt for turbinvake.

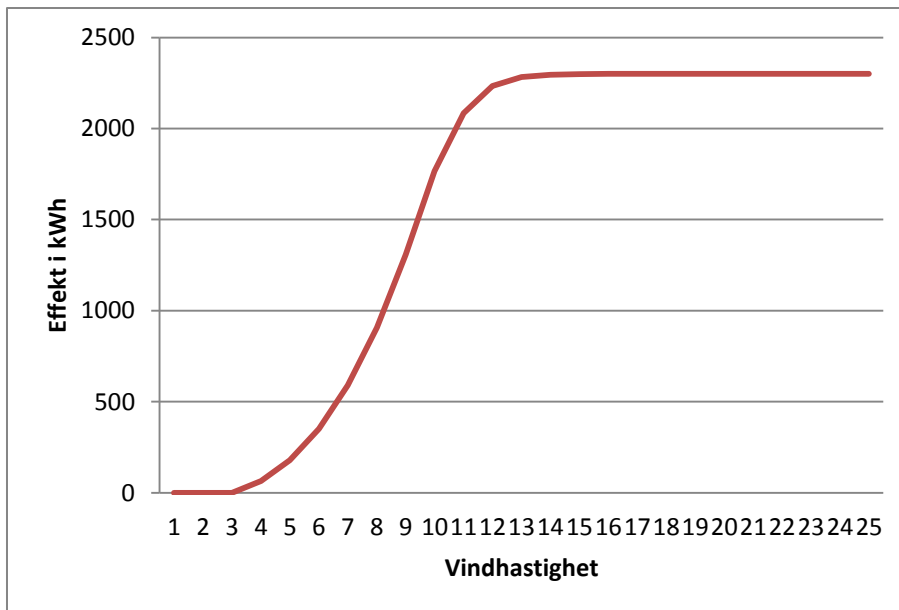


Figur 17: Layouten til Høg-Jæren energipark. Trekantene representerer turbiner, sirkelen mot midten viser målemastens opprinnelige posisjon og sirkelen til høyre viser målemastens overførte posisjon.

Tabell 13 gir teknisk informasjon om turbinene som står i Høg-Jæren energipark. Figur 18 viser effektkurven til turbinene. Effektkurven ble lagt inn manuelt i WindSim, og er hentet fra produsenten.

Tabell 13: Turbintype og – karakteristikk.

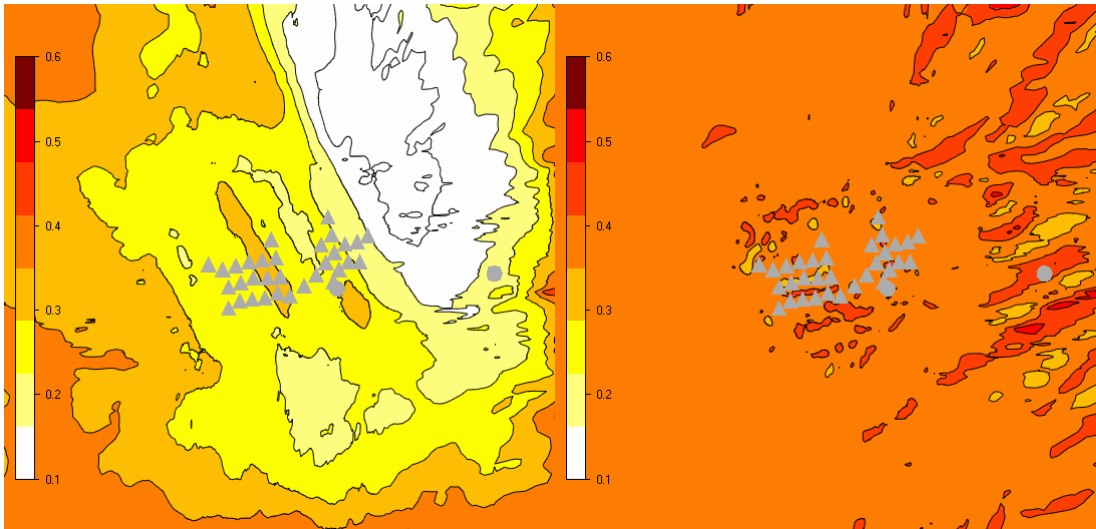
Turbintype (Siemens)	SWT-2,3-92
Rated vindhastighet (m/s)	14
Cut-in vindhastighet (m/s)	4
Cut-out vindhastighet (m/s)	25
Diameter (m)	92.6
Lufttetthet (kg/m ³)	1.225



Figur 18: Effektkurven til turbinene i Høg-Jæren energipark (oppgitt av produsenten).

5.4 Resultatmodulen

Denne modulen gjør at man kan visualisere vindfeltsimuleringene, og observere hvordan terrenget påvirker vindfeltene. Disse resultatene er ikke kalibrert opp mot innlagt klimatologisk data, og er utelukkende et resultat av terrengpåvirkningene. I denne modulen ble det valgt å visualisere den turbulente kinetiske energien. Turbulent kinetisk energi er energien som er forbundet med turbulente virvler i en strømning. Denne energien kan ikke utnyttes av vindturbinene, og er derfor viktig å beregne. Figur 19 viser turbulent kinetisk energi ved 80 meters høyde i sektor 150 for referansemodellen til venstre og skogsmodell 1 til høyre. Bildet til høyre i figur 19 viser at skogteigene medfører økt turbulens i området, spesielt viktig er det å se på turbulensen inne i planområdet, der man gjennom sammenligning med figur 7 tydelig kan se at det oppstår turbulens rundt de modellerte skogteigene. Sektor 150, som er vindretning fra sør-øst ble valgt da dette er en sentral vindretning for det modellerte området. Et forhold som er vanskelig å tolke er at det etableres en sone med lavere turbulent kinetisk energi øst for vindparken. Dette har det ikke blitt funnet en forklaring på. Ønskelig var det å se på effektene av skogteigene, dette kommer godt frem i figur 19 i bildet til høyre.

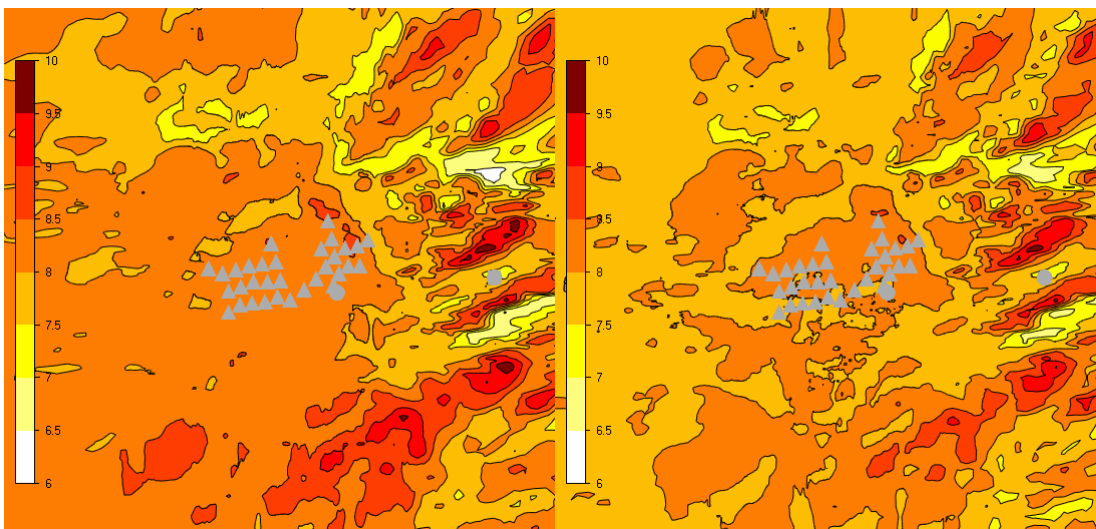


Figur 19: Strømningsfeltet ved 80 meters høyde som viser turbulent kinetisk energi i sektor 150 for referansemodellen (til venstre) og skogsmodell 1 (til høyre).

5.5 Vindressursmodulen

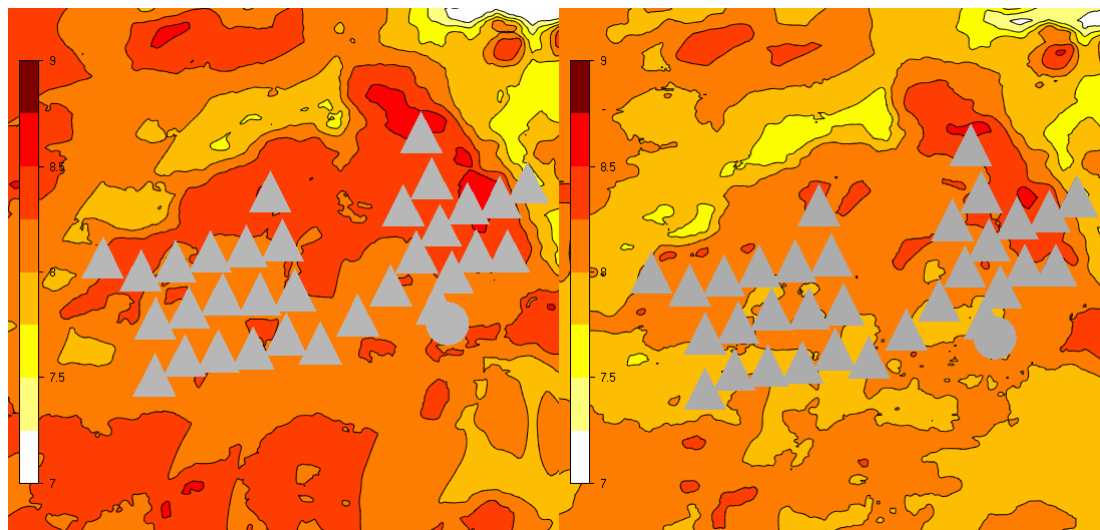
I denne modulen ble det laget et vindressurskart med gjennomsnittlig vindhastighet i navhøyde for det modellerte området. Resultatene fra denne modulen viser hvordan strømningsfeltet i hver sektor påvirkes av terrenget kalibrert mot klimatologiene. Disse kartene ble laget på grunnlag av den innlagte informasjonen om vindforholdene og vindfeltsimuleringene. Figur 20 viser vindressurskartene for referansemodellen til venstre og skogsmodell 1 til høyre.

Det man kan se av vindressurskartene i figur 20 er at referansemodellen inneholder flere områder med høyere vindhastigheter enn det skogsmodell 1 gjør. Spesielt fra sørlig retning kan man se områder med høy vindhastighet i referansemodellen. Dette kan gjøre et utslag på energiproduksjonen, spesielt på grunn av at vind fra sørlig retning er dominerende (se figurene 13 og 15). I skogsmodellen vil vinden bremses ned, og man har dermed færre høyhastighetsområder, og generelt gi en lavere gjennomsnittlig vindhastighet for området.



Figur 20: Vindressurskart ved 80 meters høyde for referansemodellen (til venstre) og skogsmodell 1 (til høyre).

Figur 21 viser det forfinede området med høyere oppløsning, som ble definert i terrenngmodulen. Det er i dette forfinede området at vindparken er lokalisert. Kartene er generert fra en høyde på 80 meter. Ut i fra disse kartene ser man tydelige variasjoner i vindhastighet lokalt inne i parkområdet. Referansemodellen uten skogteigene har en høyere gjennomsnittlig vindhastighet, mens skogsmodell 1 opplever nedbremsing på vinden fra skogteigene. Begge kartene er generert ut i fra den overførte klimatologien.



Figur 21: Vindressurskart ved 80 meters høyde for det forfinede området i modellen der vindparken er lokalisert. Referansemodellen vises til venstre og skogsmodell 1 vises til høyre.

5.6 Energimodulen

Den modellerte årlige energiproduksjonen har blitt kalkulert basert på vindforholdene for 2013 og CFD resultatene.

Tabell 14 viser den modellerte årlige energiproduksjonen fra de fire modellene. Energiproduksjonen er oppgitt i GWh/år og er basert på klimatologiene representert av frekvensfordelingene (se tabell 10 og tabell 12). Dersom man ser på resultatene fra referansemodellen, viser den modellerte energiproduksjonen liten differanse mellom målemastens opprinnelige posisjon og det kunstige oppsettet, der målemasten ble flyttet til en overført posisjon. Et resultat som var positivt, og som var ønsket da skogsverktøyet ikke var aktivert i denne modellen. Antall fullasttimer ble beregnet ved bruk av ligningen (5.6.1) (NVE, 2013):

$$Fullasttimer = \frac{\text{Energiproduksjon per turbin (MWh)}}{\text{Installert effekt (MW)}} \quad (5.6.1)$$

Fullasttimene oppgitt i tabell 14 er gjennomsnittet av de 32 turbinene. Den modellerte årlige energiproduksjonen basert på Weibullfordeling kan ses i vedlegg 4. Modellert årlig energiproduksjon per turbin for de fire modellene kan ses i vedlegg 5.

I skogsmodellene er det brukt det kunstige oppsettet gjennom målemastens overførte posisjon, og energiproduksjonen er beregnet ut i fra denne.

Ved bruk av målemastens opprinnelige posisjon i beregningen av årlig energiproduksjon i skogsmodellene ble vindmålingene påvirket av skogteigene på en tilfeldig måte. Derfor ble

det valgt å benytte målemasten i overført posisjon som i mindre grad ble påvirket av skogseffektene.

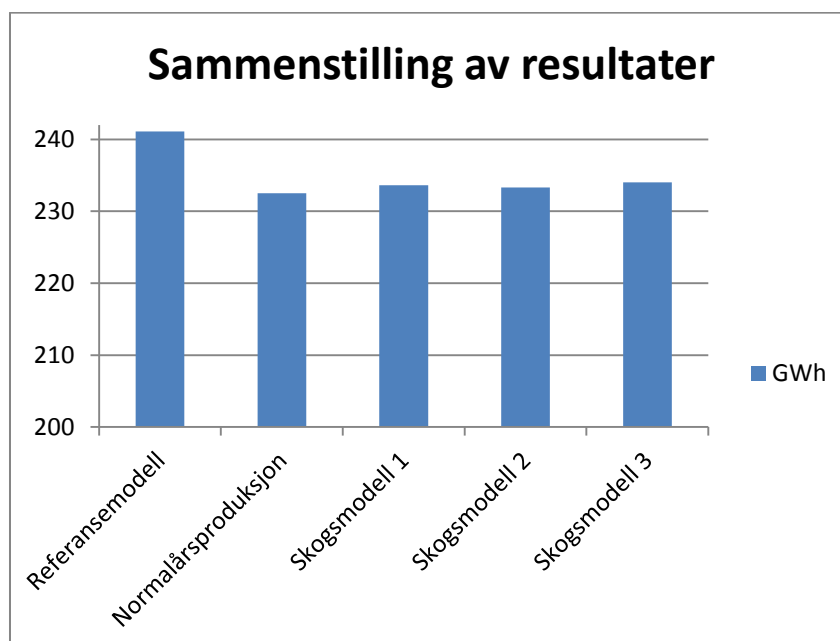
Tabell 14: Oversikt over modellert årlig energiproduksjon basert på frekvensfordeling av vinddata for de fire modellene.

Modell	Brutto ÅEP (GWh/år)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Vaketap (GWh/år)	Vaketap (%)	Fullast-timer (timer)	Klimatologi brukt
Referansemodell	260.540	241.113	12.014	7.46	3151	Opprinnelig
Referansemodell	260.106	239.949	20.157	7.75	3155	Overført
Skogsmodell 1	255.053	233.641	21.412	8.39	3149	Overført
Skogsmodell 2	254.416	233.287	21.130	8.30	3107	Overført
Skogsmodell 3	255.456	234.045	21.410	8.38	3132	Overført

Ut i fra resultatene fra de fire modellene kan man se at vaketapet er noe lavere for referansemodellen enn for skogsmodellene. Skogteigenes interaksjoner med vinden øker skapelse av turbulens og høyere vaketap, og dette viser seg igjen i energiproduksjonen fra turbinene.

Resultatene viser et potensiale for økt årlig energiproduksjon fra vindparken på maksimalt 7.9 GWh. Dette er en betydelig økning i vindkraftsammenheng.

Dersom man ser på disse resultatene i forhold til vindparkens normalårsproduksjon (vedlegg 6), har de modellerte resultatene fra skogsmodellene en lav feilmargin. Se figur 22 som viser de modellerte resultatene fra tabell 14 i forhold til målt energiproduksjon for 2013 i et søylediagram.



Figur 22: Sammenstilling av normalårsproduksjon og modellresultatene.

6. Diskusjon

6.1 Metode

Modeller er en forenkling av virkeligheten, og bruk av modeller innebærer alltid noe usikkerhet. Samtidig har modellene utviklet seg og kan gi mer nøyaktige estimater av forholdene som ønskes undersøkt. I flere tester mellom ulike dataprogrammer har numeriske CFD modeller kommet veldig godt ut når det gjelder lav usikkerhet og feilmargin (eksempel: Bolund eksperimentet, se kapittel 3.7).

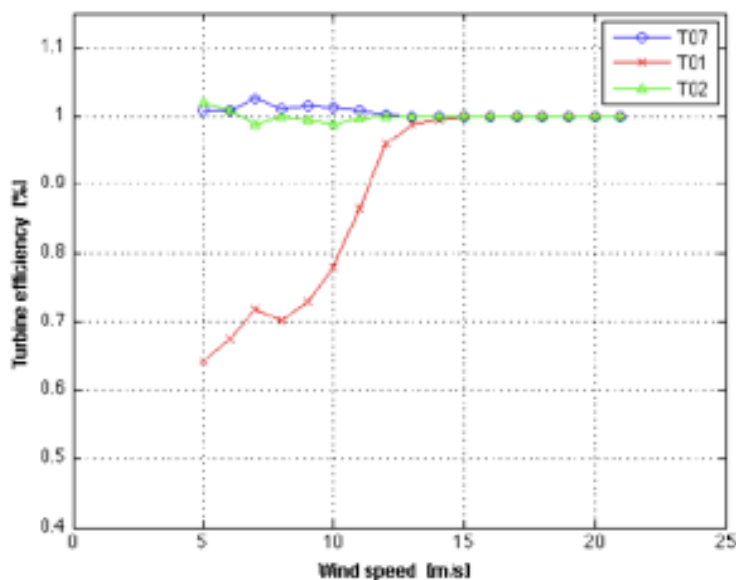
Vinddataene som ble brukt var noe ufullstendige. Målemasten på 80 meter, som var inngangsdata til klimatologien i modellene, hadde perioder med utilstrekkelige målinger. Dette kan tyde på tekniske problemer, og at den derfor ikke har registrert vindhastighetene i gjeldende perioder. I noen av disse periodene ble det da brukt målinger for 78 meter fra samme målemast. Dette er noe som kan ha påvirket resultatet og gitt modellert årlig energiproduksjon med usikkerhet knyttet opp mot vindhastighetene. Dette er veldig usikkert; ved målinger med to meter i differanse, er det mulig at det ikke er så store forskjeller i vindhastighet. Data for vindhastighet og vindretning måtte sammenstilles slik at den registrerte vindhastigheten ble sortert sammen med den tilhørende vindretningen, og med til sammen 105 120 målinger, var dette en tidkrevende oppgave. I dataene med vindhastighet og vindretning hadde det oppstått en dobbeltregistrering ved hver overgang mellom månedene, dette måtte rettes opp i manuelt. Tidsstemplene for alle målingene ble sjekket, for å kvalitetssjekke dataene og for å unnsnippe systematiske feil. Tidsstemplene var i orden, men det hadde vært vanskeligere å oppdage dersom én av klokken for eksempel gradvis hadde sakket ned. Det ble antatt at dette var i orden.

Simuleringene i vindfeltmodulen tok lang tid og var svært ressurskrevende med tanke på lagrings- og beregningskapasiteten til datamaskinen som ble brukt. Modellen som ble laget inneholdt et beregningsdomene med to millioner celler, som var den omtrentlige begrensningen på datamaskinen. Med denne oppløsningen ble beregningsmengden og tidsbruken stor. En simulering av vindfeltene i referansemodellen tok omtrent 20 timer, og en simulering av vindfeltene i skogsmodellene tok omtrent 14 timer.

Det ble brukt ulike løsere i referansemodellen og skogsmodellene, bruk av ulike løsere skal ikke påvirke og gi ulike estimater av den årlige energiproduksjonen. Årsaken til at to ulike løsere ble valgt er at GCV løseren, som ble brukt i referansemodellen, ikke er tilstrekkelig testet når vindfeltsimuleringene kjøres med en skogsmodell. GCV løseren er heller ikke kompatibel med porøsitet, og derfor ble den segregerte løseren valgt for skogsmodellene. Opprinnelig var målemasten posisjonert omtrent midt inne i vindparken, og ble dermed påvirket både av skogen og turbinvaken. Dersom målemasten kun var påvirket av skogen, og turbinene ikke var påvirket av skogen, ville målemasten skalert opp hastigheten i hele området, og den årlige energiproduksjonen ville dermed økt. I dette tilfellet er turbinene også påvirket av skogen og utfallet på den årlige energiproduksjonen er usikkert – om det er turbinene eller målemasten som opplever den største nedbremsningen på grunn av skogen er vanskelig å si.

Beregningsmodellene i WindSim er kompliserte matematiske ligninger som ligger utenfor studentens kompetansefelt, men virkemåten er blitt beskrevet i oppgaven, og årsaker til unøyaktigheter er forsøkt avdekket.

I utgangspunktet var det ønsket å besvare problemstillingen i oppgaven gjennom å bruke produksjonsdata på ti minutters intervaller per turbin for å avdekke skogteigenes påvirkning på energiproduksjonen. Med slik inngangsdata kunne det blitt bygget en modell med en valgt vindretning og et fåtall turbiner for å kunne se effektene av skog. Disse turbinene måtte da blitt valgt ut i fra plassering i forhold til nærmeste skogteig og ut i fra valgt vindretning. Man kunne da sett på effektkurven til de valgte turbinene, der skogen var den eneste kilden til tap, og sammenlignet opp mot effektkurven ved frie strømningsforhold. Denne modellen ville hatt mindre usikkerhet knyttet opp mot energiproduksjonen. En slik studie ble utført i 2011 av Risø DTU i samarbeid med Dong Energy. Resultatene fra denne studien viste at effektkurvene til turbinene som kun ble påvirket av skogen, var mye lavere enn for turbinene som ikke ble påvirket av skog. Studien viste også at effektene av skogteigene kunne merkes på turbiner som var plassert med en moderat avstand på 900 meter fra nærmeste skogteig. Resultatet fra studien vises i figur 23. Figuren viser effektivitet i prosent i forhold til vindhastigheter i m/s. Turbinen T01 med en avstand på 160 meter fra nærmeste skogteig hadde minimum effektivitet på omtrent 65 prosent. Turbinene T07 og T02 har frie strømningsforhold, og nærmest identisk effektivitet (Risø DTU, Dong Energy, 2011, s.7).



Figur 23: Skogteigers påvirkning på turbiners effektkurve.

Produksjonsdata per turbin på ti minutters intervaller er ofte vanskelig å få tak i, dette var tilfelle i oppgaven. Etter mye leting og kontakt med Siemens, var det ikke mulig for Norsk Vind Energi AS å oppdrive disse dataene, og det måtte lages en ny fremgangsmåte for å løse problemstillingen, og det tok tid for å finne det beste alternativet. Modellene måtte i stedet bygges opp på grunnlag av produksjonen fra alle turbinene samlet. En slik modell vil inneholde høyere usikkerhet, da vaken fra turbinene inkluderes og påvirker vindfeltene. For å redusere usikkerheten rundt skogeffektene på årlig energiproduksjon var det mest ideelt å utføre et parameterstudie av flere skogsmodeller med skogkarakteristikk fra tett til mindre tett skog. Dermed kunne det identifiseres et intervall der forventet økning i energiproduksjon ville befinne seg dersom skogteigene ble fjernet. Fra før av var kun skogteigenes høyde og plassering kjent, derfor ble det modellert med ulike parametere for porøsitet og friksjonskraft. Med denne fremgangsmåten var det mulig å finne skogen som representerte dagens situasjon.

En akkumulert skog er vanskelig å modellere. Når det gjelder parametere for skogens porøsitet og friksjonskraft, burde disse bestemmes basert på enkelte vindretninger og årlig energiproduksjon for enkelte turbiner. Mest realistisk er en modell som inneholder skog og der målemasten opplever nedbremsing av vinden.

Spennet i energiproduksjonen fra energimodulen i de tre skogsmodellene viser utfallsrommet for endringer. Optimalt burde det blitt sjekket flere enn tre ulike skogsparametere, men på grunn av tidshensyn var dette vanskelig.

6.2 Resultater

Det er blitt laget totalt 4 modeller i WindSim. En referansemmodell ble laget der oppbygging av skogteigene ble utelatt. Denne modellen ble laget for å kunne se effektene på energiproduksjonen dersom skogteigene ble hugget.

Når det gjelder resultatene fra skogsmodellene, er disse beregnet ut i fra det kunstige oppsettet der målemasten ble flyttet. Dette resulterte i en estimert årlig energiproduksjon som var mer realistisk som følge av reduserte påvirkninger fra skogteigene og turbinvaken. Det er usikkerhet knyttet opp mot vindmålingene brukt som input. Disse usikkerhetene er ising, tekniske feil, og forholdene rundt målemasten i perioden. Alle turbinene var installert og i drift hele året, og målemasten er som nevnt blitt utsatt for vaken i tillegg til skogen. Vindforhold varierer fra år til år, dette er et forhold som bidrar til usikkerhet i det lange løp når det gjelder energiproduksjonen fra vindparken.

En svakhet med disse modellene kan være at det ikke er blitt modellert skog i et stort nok område utenfor parken. Dersom vindfeltet utenfor det modellerte området sterkt påvirkes av en endring i ruhet fra vegetasjon eller terreng, har dette ikke kommet med i modellene. Dette gjelder også langs grensene. Ved et slikt forhold vil strømningsfeltet forstyrres, og modellen vil beregne vindfelt og energiproduksjon som avviker fra virkeligheten på grunn av store unøyaktigheter. Det burde egentlig blitt etablert et enda større område i terrengmodulen for å la grenseforholdene utvikle seg, men til gjengjeld er det modellerte området nokså flatt, og det kan derfor antas at de logaritmiske profilene ved grensene er gode antagelser.

Området med skog som er lagt inn i terrengmodulen er for planområdet og et område på omtrent to kilometer utenfor planområdet. I randsonene av terrengmodellen er det ikke blitt modellert skog.

Figur 24 viser hvordan objektene (turbiner og målemast) er plassert i forhold til skogteigene, og viser skogteigene i forhold til et utsnitt av området som er blitt modellert. Det kan ses av figuren at ved vind fra vest, vil målemasten være påvirket av vaken fra turbinene.

Resultatene bygger på denne vindserien, og dette er et forhold som kan føre til unøyaktigheter.



Figur 24: Turbinplassering og skogteigene i et utsnitt av det modellerte området.

Tabell 15 gir en oversikt over den estimerte årlige energiproduksjonen fra de fire modellene som ble laget.

Resultatene fra de tre skogsmodellene er nærmest identiske, noe som er motstridende med det en burde forvente. Forventningene var at den tetteste skogen ville gi lavest produksjon og høyere produksjon for høyere porøsitet og lavere friksjonskraft. Ut i fra disse resultatene er det faktisk den middels tette skogen som gir den laveste produksjonen. Dette kan vise til at parameterne for porøsitet og friksjonskraft ikke er sensitive når skogen er blitt modellert på denne måten, en noe overraskende trend. Det kunne videre ha blitt bygget en skog med annen høyde, for å sjekke om dette var en sensitiv parameter. Høyden på trærne var en del av datagrunnlaget som ble gitt, og det er usikkert om de gitte høydene er for 2014, eller om høydemålingen ble foretatt i planleggingsfasen til prosjektet. Sitkagranen kan vokse omtrent 60 cm i året i Nord-Amerika (CalPoly, 2014). Denne vekstraten er sannsynligvis ikke gjeldende i Norge, da disse trærne blir noe lavere enn i Amerika. Dersom målingen skjedde i planleggingsfasen vil skogen være høyere enn det som er lagt inn i modellene, og også påvirke vind og energiproduksjonen i større grad.

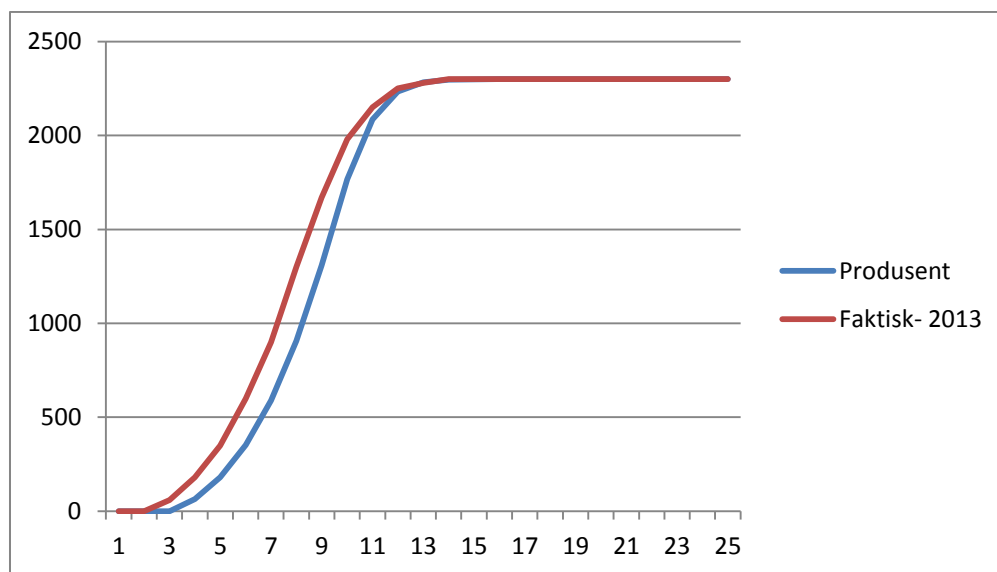
Et parameter- eller sensitivitetsstudie kan være problematisk og omfattende, ettersom at man ikke vet hvilke parametere som er sensitive for endringer og hvilke utslag dette kan gi på resultatene.

Tabell 15: Sammenligning av AEP basert på frekvensfordelingen for de fire modellene.

Modell	Brutto ÅEP (GWh/år)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Fulllast-timer (snitt)	Vaketap (GWh/år)	Vaketap (%)
Referansemodell	260.5400	241.1132	3151	12.014	7.46
Skogsmodell 1	255.053	233.641	3149	21.412	8.395
Skogsmodell 2	254.417	233.287	3107	21.130	8.305
Skogsmodell 3	255.456	234.045	3132	21.410	8.381

NVE viser til et avvik i middelvind på Høg-Jæren i 2013 på mellom -2 og -4 prosent sammenlignet med middelvinden i perioden 2000-2011 (NVE, 2014). Med dette avviket var vindindeksen i 2013 92.6 prosent, og dette ga en produksjonsindeks på 96.6 prosent. Man ser her at vindforholdene gir et utslag i vindparkens produksjon. Dersom man beregner normalårsproduksjonen ut i fra disse forholdene, har Hør-Jæren energipark en normalårsproduksjon på 232.5 GWh. Til tross for at 2013 var et «dårlig» vindår, produserte vindparken mer enn den innmeldte årsproduksjonen.

Den innmeldte estimerte årlige energiproduksjonen var på 222.1 GWh (NVE, 2014), mens den faktiske produksjonen i 2013 var på 225.18 GWh. Dette resultatet samsvarer med effektkurvene i figur 25. Den faktiske effektkurven for 2013 viser til en høyere produksjon enn det som var forventet basert på produsentens effektkurve.



Figur 25: Effektkurve fra produsenten sammenlignet med faktisk effektkurve for 2013.

Med utgangspunkt i den faktiske produksjonen fra vindparken på 225.18 GWh, ville en perfekt skogsmodell i WindSim gitt en årlig energiproduksjon på 225.18 GWh med vindmålinger fra 2013 som inngangsdata basert på målemastens opprinnelige posisjon. Skogsmodellene som er bygget gir likevel et godt bilde på dagens situasjon da man kan tenke seg til ulike kilder til tap som ikke er tatt hensyn til i modelleringen. Eksempler på disse tapene kan være tilgjengelighet og nettap. Tilgjengeligheten til et vindkraftverk i løpet av et vanlig produksjonsår er i gjennomsnitt 96.3 prosent (NVE, 2014). Vaketape som er beregnet i modellene, kan også være en faktor som gir et noe høyt modellert resultat. Kjeller Vindteknikk viser til at vaketape ofte er større i virkeligheten enn det man får i modellene (Kjeller Vindteknikk, 2013). Ved beregning av vindfeltene, anvendes ekstrapolasjon for å beregne vindressursene ved turbinposisjonene ut i fra målemastens posisjon. Ettersom vindmålingene i oppgaven er tatt ved 80 meter, brukes kun horisontal ekstrapolasjon. Anvendelse av ekstrapolasjon fører med seg usikkerheter som kan gi en modellert produksjon som avviker fra den virkelige produksjonen (Kjeller Vindteknikk, 2013). Med utgangspunkt i de modellerte resultatene, og kilder til tap som ikke er hensyntatt, kan referansemodellen valideres gjennom skogsmodellenes generelt gode resultater. Skogsmodell 2 gir en modellert årlig energiproduksjon på 233.2 GWh, se tabell 15, dette er en overestimering på 3.4 prosent i forhold til den faktiske produksjonen fra 2013.

Dersom man tar utgangspunkt i normalårsproduksjonen, gir skogsmodell 2 en overestimering på 0.3 prosent.

Ved å sammenligne normalårsproduksjonen i forhold til referansemodellen gir resultatene en potensiell økning i energiproduksjon på 8.6 GWh ved hugging av skogteigene, økningen tilsvarer 3.6 prosent (vedlegg 7).

Økningen i modellert energiproduksjon fra skogsmodell 2 i forhold til referansemodellen er på 7.9 GWh per år. Dette er en økning på 3.3 prosent, hvilket regnes som en betydelig økning i vindkraftsammenheng (vedlegg 7).

Man ser også en økning i fullsttimer fra 3107 timer i skogsmodell 2 til 3151 timer i referansemodellen. Resultatet gir en pekepinn på hvor stor økning i energiproduksjon som kan forventes dersom alle skogteigene fjernes i det modellerte området, gjennom en sammenligning av skogsmodell 2 mot referansemodellen. Det var på forhånd forventet en økning i energiproduksjon dersom skogteigene ble fjernet, og resultatene stemmer med denne antagelsen. Resultatene fra Risø DTU og Dong Energy sin studie fra 2011 (se kapittel 6.1) samsvarer med resultatene fra denne oppgaven.

Anslaget på den økonomiske verdien i det lange løp må settes opp mot kostnader ved å fjerne skogen. Et totalt anslag er vanskelig å oppdrive på grunn av flere faktorer, og har derfor ikke blitt funnet. Men, med utgangspunkt i driftsinntektene fra 2012 på 8 636 000 € (Proff, 2013) og normalårsproduksjonen, kunne et grovt anslag på økningen i driftsinntekter¹⁵ beregnes, se tabell 16.

Tabell 16: Driftsinntekter basert på produksjon.

Modell	Årlig energiproduksjon (GWh)	Inntekt per GWh (€)	Driftsinntekter (€)
2013	225.18	37 144	8 364 100
Skogsmodell 2	233.2	37 144	8 662 000
Referansemodell	241.1	37 144	8 955 400

Ved å se på den faktiske produksjonen for 2013 og referansemodellen får man en økning i årlig driftsinntekt på 591 300 €.

Dersom man ser på de modellerte resultatene fra skogsmodell 2 og referansemodellen gir dette en årlig økning i driftsinntekter på omtrent 293 400 € (vedlegg 8). Dette er en økning i driftsinntekter på omtrent 3.3 prosent.

Generelt har vindturbiner en levetid på 20-25 år, og disse turbinene har nå en alder på snart tre år. Dersom vindparken betydelig øker sin årlige produksjon resten av levetiden, vil dette gi et grunnlag for store økninger i driftsinntekter i fremtiden.

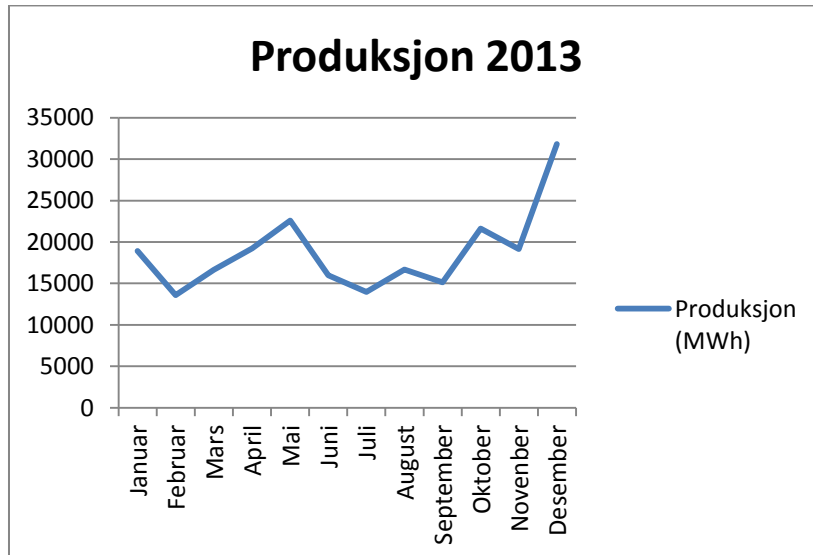
Kostnadene ved å fjerne skogteigene må også vurderes. Denne kostnaden er vanskelige å finne, da trærnes tetthet, antall og tilgjengelighet med utstyr er faktorer som er med på å bestemme hogstkostnaden. Det antas at fjerning av skogteigene også vil medføre inntekter i form av videre salg og bruk av tømmeret.

¹⁵ Beregningen er basert på forholdet mellom driftsinntekter fra 2012 og normalårsproduksjonen.

6.3 Fornybar kraftproduksjon- vind i samspill med vann

Statnett definerer forsyningssikkerhet som «kraftsystemets evne til å sørge for pålitelig leveranse av strøm til enhver tid til alle forbrukere» (Statnett, 2008). Et kraftsystem basert på store mengder vindenergi vil vise at forsyningssikkerheten i høy grad avhenger av tilstedeværelsen av vind. Et vindkraftanlegg har ikke den samme stabile effekten som et vannkraftanlegg, og har heller ikke muligheten til å regulere, samt lagre energien (Fornybar.no, u.å). Basert på dette alene, er det lett å anta at vindenergi påvirker forsyningssikkerheten i en negativ retning, og fører til en ustabil forsyningssikkerhet. At omtrent 99 prosent av Norges elektrisitetsproduksjon stammer fra vannkraft, endrer derimot hele bildet.

Forsyningssikkerheten til det norske kraftsystemet styrkes gjennom synergien mellom vann- og vindkraft. I ekstremtilfeller med tørrår og lite tilsig til vannmagasinene, kan innslag av vindenergi bidra til redusert avhengighet av energiimport. Spesielt ved kalde og tørre vintre er vannkraftsystemet sårbart for slike trussler, og at forbruket ved denne årstiden er som høyest kan fort forsterke dette problemet. I slike situasjoner kan forbrukerne oppleve høye og svingende strømpriser, og da er det positivt med innslag av vindenergi som kan bidra til en bedret forsyningssikkerhet og mindre varierende strømpriser (Norsk Vind Energi, u.å. a). Norske vindforhold kjennetegnes ved at det blåser mest om vinteren da strømforbruket også er høyest, av produksjonstallene for Høg-Jæren energipark stemmer dette, da særlig for desember. I sommermånedene da strømforbruket er lavest, er også den perioden det blåser- og produseres minst fra vindkraft. Slik går vindenergien godt i tråd med forbruksmønsteret. Se figur 26.



Figur 26: Energiproduksjon per måned 2013.

Vindenergi kan dermed bidra til en mer stabil kraftforsyning i det norske kraftsystemet. Olje- og energidepartementet bekrefter dette poenget ved å konstatere at flere energibærere i energiforsyningen er gunstig for å styrke forsyningssikkerheten, da et mangfold av disse vil kunne redusere sårbarheten ved tørrår (OED, 2012). Dette kan oppnås gjennom å redusere vår avhengighet til vannkraft.

6.4 Biologisk mangfold

Denne vurderingen er blitt gjort ut i fra litteratur og tidligere og pågående registreringer i det gjeldende området. At registreringene og undersøkelsene er plass-bestemte gjør vurderingen mer pålitelig og konklusjonen står derfor sterkere i forhold til om den hadde blitt utledet fra generelle undersøkelser.

Konsekvensene av miljøtiltakene som er blitt utført inne i Høg-Jæren energipark sitt planområde er blitt vurdert i sammenheng med fjerningen av skogteigene.

Det er blant annet blitt etablert flere biodammer i planområdet. Vegetasjonsutvikling rundt disse biodammene er viktig i forbindelse med beskyttelse for fugler under hekking og næringsøk, og vil bidra til at området oppleves som mer attraktivt for flere fuglearter.

(Breihagen T., 2014b). Gjennom biodammene tilrettelegges det for optimale forhold, og vil med dette være en faktor som kan øke det biologiske mangfoldet inne i vindparken, og som utvider leveområdet.

Fugler generelt er spesielt sårbare overfor forstyrrelser og påvirkninger i hekkesesongen, og de fleste av fugletellingene er blitt foretatt i denne perioden. Dette gir et godt bilde på hvorvidt fuglene finner vindparken forstyrrende, og hvilke arter som aktivt bruker området til hekking. I dag befinner den rødlistede arten sanglerke seg inne i planområdet, spesielt interessant og positivt er det å se at hekkepopulasjonen har økt dette året i forhold til tidligere registreringer. Dette viser til at sanglerken ikke forstyrres av vindparken under hekking.

Ved fjerning av skogteigene kan området tilbakeføres til den opprinnelige naturtypen som er kyst- og heiområde. Dette vil gi et større område som kan benyttes til hekking og næringsøk for fugler. Noen fuglearter er i utgangspunktet uavhengige av kystlyngheiene i seg selv, men avhengige av et åpent landskap. Ettersom flere av disse områdene forsvinner bort som et resultat av utbygging, tilplanting eller gjengroing, kan disse artene etter hvert bli avhengige av kystlyngheiene som åpne landskap (Miljødirektoratet, 2013, s.5). Gjennom fjerning av skogteiger innen planområdet, vil man dermed tilrettelegge bedre også for fugler som generelt krever åpne landskap. Gjennom fjerning av skogteigene vil man også kunne redusere predasjonstrykket ettersom utkikkspostene i de høye trærne vil forsvinne. Kanskje myrsnipen vil finne området mer interessant dersom predasjonsraten synker, og begynne å bruke også dette området til hekking i tillegg til Synesvarden landskapsområde. Det må nevnes at miljøtiltakene ikke er etablert spesielt for myrsnipen, men for å bevare og eventuelt øke det biologiske mangfoldet generelt.

I følge studier utført i Skottland vil planting av grantrær påvirke et habitat negativt (Lavers et al. 1997 a&b, referert til av Breihagen T. i Falco 3, 2006, s.99). Sitkagranen kan vokse svært tett, og slipper lite lys ned til bakken. Lyng, og andre laverestående planter som er knyttet til Høg-Jæren er lysavhengige, og kan derfor få vanskeligheter med å etablere seg på bakken under sitkagranene (Bergens tidene, 2007). Dersom trærne sprer seg til nye områder, kan det endre plantediversiteten i disse områdene og lysavhengige planter kan forsvinne (Miljøstatus, 2013b). Dette kan også føre til redusert insektsbestand, som igjen kan føre til en lavere fuglebestand og et svekket biologisk mangfold (Bergens tidene, 2007).

Det er derimot ikke vist til at skogteigene sprer seg utover området i Høg-Jæren energipark, og holdes i sjakk i de etablerte teigene. Men for hvert år så vokser trærne i høyden (R. Hersvik, personlig meddelelse, 2014), noe som bidrar til en økt ruhet og sannsynligvis større påvirkninger på vinden.

På grunnlag av gjennomgått litteratur, fugleregistreringer over flere år og tidligere studier gis det grunnlag til å anta at hugging av skogteigene sammen med effektene av de etablerte biodammene kan ha en positiv effekt på det biologiske mangfoldet i Høg-Jæren energipark.

6.5 Videre arbeid

Dersom Norsk Vind Energi AS ønsker å videre undersøke disse resultatene mer nøyaktig er det viktig å få laget en modell som tar for seg en valgt vindretning og et fåtall turbiner der man kan se kun på effektene av skogen. I en slik modell bør det velges turbiner som er plassert slik at vaken fra andre turbiner ikke påvirker resultatene. Det er her viktig at nøyaktige parametere settes for skogens karakterer, som for eksempel høyde, porøsitet og friksjonskraft. Høyden på skogen burde da måles på nytt slik at man får laget en modell som er mest mulig lik virkeligheten.

I følge Norsk Vind Energi AS er det flere av grunneierne som er positive til å hugge ned skogteigene på sine eiendommer, dersom denne informasjonen fremskaffes kan det være svært god inngangsdata til videre nøyaktig modellering, da man kan spesifisere de gjeldende skogteigene som kan hugges. En terrengmodell som dekker et enda større område, ved bruk av nestingsteknikk, vil også kunne gi mer nøyaktige resultater, da vinden som kommer innover området kan modelleres i et større perspektiv og dermed har tatt opp i seg mer nøyaktige påvirkninger fra terreng og vegetasjon. Også ved en større terrengmodell kunne man tatt med vindmålinger fra flere målemaster og i flere høyder, slik at man kunne bestemme vindskjæret, som direkte påvirkes av skogen. For eksempel kunne man fått med informasjon fra målemasten på 50 meter («Klimatologi2») som ble tatt ut av denne oppgaven på grunn av dens plassering utenfor terrengmodellen.

Kostnader ved fjerning av skogen bør man få et anslag på, og deretter vurdere den potensielle lønnsomheten ved å fjerne skogteigene.

Norsk Vind Energi AS ønsker å bygge videre på empiriske data basert på registreringer av ulike fuglearter før bygging, og etter bygging med full drift. Disse årlige registreringene gir et godt bilde på om det er endringer i artssammensetning og populasjonsantall fra år til år. Dersom noen av skogteigene ble fjernet vil slike registreringer være svært viktige for videre overvåking og utvikling, her ville man hatt den fordelene i at registreringene har pågått i flere år med tanke på å avdekke endringer og påvirkninger.

6.6 Konklusjon

Høg-jæren energipark er et eksempel på at utbygging av fornybar kraftproduksjon og hensyn til natur og biologisk mangfold kan fungere i samspill med hverandre. Miljøtiltakene som er blitt utført inne i parkområdet fungerer godt, og sammen med fjerning av skogteiger kan den kombinerte effekten potensielt føre til et økt biologisk mangfold. Registrering av fugler i vindparkens område og i nærområdene er et godt tiltak som viser endringer i artssammensetning og populasjonsstørrelser fra år til år. Dette arbeidet bør fortsettes, spesielt dersom noen av skogteigene fjernes. Da bør også vegetasjonsutvikling overvåkes, og landskapet bør holdes åpent for å bevare de gode forholdene for ulike fuglearter.

Resultatene fra denne oppgaven viser til en potensiell økning i estimert årlig energiproduksjon fra Høg-Jæren energipark med 3.6 prosent. Dette regnes som en betydelig økning, og disse resultatene bør derfor jobbes videre med. Man bør da gå inn på turbinnivå

for å finne de presise effektene av skogteigene. Vindparken ble etablert i 2011 og 2012, og resultatene gir en pekepinn på at driftsinntektene kan økes betydelig gjennom denne økte energiproduksjonen for vindparkens resterende levetid. Gjennom disse analysene og vurderingene er det derfor dannet en sterk antagelse om et positivt utslag i energiproduksjonen og for det biologiske mangfoldet dersom alternativ 1; Fjerning av alle skogteigene inne i planområdet, pluss alle skogteigene i en sone på omtrent to kilometer rundt vindparken, skulle bli en realitet. Det må her presiseres at det biologiske mangfoldet vil kunne styrkes gjennom en fjerning kun av skogteigene inne i planområdet.

7. Referanser

Aftenposten, 2014. PFU går i baret om sitkagran.

<http://www.aftenposten.no/meninger/debatt/PFU-gar-i-baret-om-sitkagran-7458624.html#.UzgpHdxH3i0> Oppsøkt 30.03.14.

Ambio miljørådgivning, 2008. M.K. Løyning. Kartlegging av kystlynghei i Høg-Jæren vindpark.

http://www.vindenergi.no/f/302_vedlegg-10-til-12.pdf Oppsøkt 26.02.14.

Artsdatabanken, 2012. I. Myklebust. Sitkagran utgjør en økologisk trussel i norsk natur.

<http://artsdatabanken.no/Article/Article/99> Oppsøkt 30.03.14.

Bergens tidene, 2007. Amerikanske tre invaderer Fløyen.

http://www.bt.no/nyheter/lokalt/Amerikanske-tre-invaderer-Floyen-1848160.html#.U3GZ0fl_uls Oppsøkt 12.05.14.

Breihagen T., 2011a. Høg-Jæren energipark - Registreringer av rødlista fuglearter langs veitrasèer og møllepunkt.

Breihagen T., 2011b. Høg-Jæren energipark – Myrsnipeundersøkelse på Hellandsmyra i hekkesesongen 2011.

T. Breihagen, 2012a. Høg-Jæren energipark - Myrsnipeundersøkelse på Hellandsmyra i hekkesesongen 2012.

Breihagen T., 2012b. Høg-Jæren energipark - Biodammer.

Breihagen T., 2014a. Høg-Jæren energipark - Myrsnipeundersøkelse 2013.

Breihagen T., 2014b. Høg- Jæren energipark - Fugleregistreringer ved biodammer 2013 og en sammenligning med 2012.

CalPoly, 2014. Picea sitchensis Tree Record 1995-2014.

<http://selectree.calpoly.edu/treedetail.lasso?rid=1025&-session=selectree:C3CC110E0c67e19785oSK3659866> Oppsøkt 07.05.14.

Crockford A., Hui S.Y, 2007. Wind Profiles and Forests Validation of Wind Resource Assessment Methodologies Including the Effects of Forests.

<http://www.fm.mek.dtu.dk/upload/institutter/mek/fm/eksamensprojekter/crockford&hui2007.pdf> Oppsøkt 11.05.14.

Den store danske, 2010. Numerisk analyse.

http://www.denstoredanske.dk/It,_teknik_og_naturvidenskab/Matematik_og_statistik/It_og_numerisk_analyse/numerisk_analyse Oppsøkt 18.03.14.

DMI, 2013. John Cappelen. Det globale vindsystem.

<http://www.dmi.dk/laer-om/temaer/vejr/veirgudernes-hvirvlende-dans/det-globale-vindsystem/> Oppsøkt 26.03.14.

Falco 3, 2006. Breihagen T. Hekkepopulasjonen av sørlig myrsnipe på Høg-Jæren 2004-2006. http://www.vindenergi.no/f/302_vedlegg-10-til-12.pdf Oppsøkt 30.04.14.

Fornybar.no, uten år. Vindkraft- Teknologi. <http://fornybar.no/vindkraft/teknologi> Oppsøkt 17.03.14.

Harvest, 2014. Månedens fugl: Sanglerke. <http://harvest.as/artikkel/naturens-loggbok-sanglerke> Oppsøkt 12.05.14.

HiOA, uten år. Numerikk-ordliste. http://www.cs.hioa.no/~solve/Undervising/BYFE_EMFE1000/Pensum/NumerikkOrdliste.pdf Oppsøkt 11.05.14.

Kjeller Vindteknikk, 2013. NVE-seminar 2013. Produserer norske vindkraftverk for lite? <http://www.nve.no/Global/Om%20NVE/Presentasjoner/Vindkraftseminar%202013%20PDF/Bolk%20%20PDF/Tallhaug,%20L.%20%20Produserer%20norske%20vindkraftparker%20for%20lite.pdf> Oppsøkt 12.05.14.

Manwell, James F., McGowan Jon G., Rogers Anthony L. 2010. Wind Energy Explained- Theory, Design and Application. West Sussex: John Wiley & Sons.

Meteorologisk institutt, uten år. Hva bestemmer klimaet. http://met.no/Klima/Hva_er_klima+/Hva_bestemmer_klimaet+/ Oppsøkt 11.03.14.

Miljøstatus, 2013b. Sitkagran. <http://www.miljostatus.no/Tema/Naturmangfold/Fremmede-skadelige-arter/Sitkagran/> Oppsøkt 30.03.14.

Miljødirektoratet, 2013. Rapport M23/2013. Kystlyngheiene i Norge- kunnskapsstatus og beskrivelse av 23 referanseområder.

Miljøstatus, 2013a. Rogaland- Dyr og planter. <http://fylker.miljostatus.no/Rogaland/Tema-A-A/Dyr-og-plantar/> Oppsøkt 25.02.14.

Naturfag for alle- digitalt læreverk, uten år. Atmosfæren. http://naturfag.info/5jorden/b_atmosf.htm Oppsøkt 26.03.14.

Norsk ornitologisk forening, uten år. Myrsnipe. http://www.birdlife.no/fuglekunnskap/fugleatlas/?taxon_id=4603 Oppsøkt 30.03.14.

Norsk Vind Energi, uten år, a. Vindkraft. <http://www.vindenergi.no/vindkraft> Oppsøkt 08.05.14.

Norsk Vind Energi, uten år, b. Høg-Jæren Energipark.
<http://vindenergi.no/hg-jren-energipark> Oppsøkt 08.05.14.

NORWEA, 2012. Grunneierhåndbok- vindkraft.

NORWEA, 2013. Vindkraftens ABC.

NRK, 2014a. Værbitt- Her er det minst vind i Norge.
<http://www.nrk.no/rogaland/her-er-det-minst-vind-i-norge-1.11619009> Oppsøkt 28.03.14.

NRK, 2014b. Sterk medvind for energiparken på Jæren.
<http://www.nrk.no/rogaland/sterk-medvind-for-energipark-1.11550463> Oppsøkt 21.03.14

Norges vassdrags- og energidirektorat, 2009. Rapport nr. 9/2009. Vindkart for Norge.

Norges vassdrags- og energidirektorat, 2013. Rapport nr. 13/2013. Vindkraftproduksjon 2012.

Norges vassdrags- og energidirektorat, 2014. Rapport nr. 20/2014. Vindkraftproduksjon 2013.

Olje- og energidepartementet, 1998. NOU 1998:11. Energi- og kraftbalansen frem mot 2020.

Olje- og energidepartementet, 2012. NOU 2012:9. Energiutredningen- verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø.

Powerväst, 2010. Placering av vindkraftverk.
<http://www.powervast.se/sv/Ovriga-sidor/Power-Vast/Power-Vast/Om-vindkraft/Energi-och-teknik/Placering-av-vindkraftverk/> Oppsøkt 15.01.14.

Proff, 2013. Jæren energi AS.
<http://www.proff.no/regnskap/i%C3%A6ren-energi-as/stavanger/-/982943485/> Oppsøkt 06.05.14.

Renewableenergyworld, 2011. Wind Farms Adapt to Forest Conditions.
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/06/wind-farms-adapt-to-forest-conditions> Oppsøkt 07.05.14.

Risø DTU, Dong Energy, 2011. Why doesn't my wind farm produce what I expected? A guide to wind farm performance assessment.
http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:63130/datastreams/file_5523288/content Oppsøkt 07.05.14.

RWE npower renewables, uten år. Wind Turbine Power Calculations.
http://www.raeng.org.uk/education/diploma/maths/pdf/exemplars_advanced/23_wind_turbine.pdf Oppsøkt 17.03.14.

SABIMA, uten år. Sitkagran.

<http://www.sabima.no/Sitkagran> Oppsøkt 30.03.14.

Statnett, 2008. Statnetts prosjekt- forsyningssikkerhet Øst-Norge.

<http://www.nve.no/PageFiles/4717/4-Forsyningssikkerhet.pdf> Oppsøkt 07.05.14.

Store norske leksikon, 2009a. Kinetisk energi.

http://snl.no/kinetisk_energi Oppsøkt 11.02.14.

Store norske leksikon, 2009b. Iterativ.

<http://snl.no/iterativ> Oppsøkt 23.03.14.

Store norske leksikon, 2011a. Vind.

<http://snl.no/vind> Oppsøkt 11.03.14

Store norske leksikon, 2011b. Ekstrapolasjon

<http://snl.no/ekstrapolasjon> Oppsøkt 11.02.14.

Store norske leksikon, 2013. Betz' lov.

http://snl.no/Betz'_lov Oppsøkt 11.02.14.

UCS (Union of Concerned Scientists), 2013. How Wind Energy Works.

http://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/how-wind-energy-works.html Oppsøkt 12.02.14.

University of California, Berkley, 2012. Lecture 18, Wind and Turbulence, Part 3, Surface Boundary Layer: Theory and Principles, Cont.

<http://nature.berkeley.edu/biometlab/espm129/notes/Lecture%2018%20Wind%20and%20Turbulence%20Part%203%20Surface%20Boundary%20Layer%20Theory%20and%20Principles%20notes.pdf> Oppsøkt 07.05.14.

University of Illinois, 2010. Department of Atmospheric Sciences. WW2010 (the weather world 2010).

[http://ww2010.atmos.uiuc.edu/\(Gh\)/guides/mtr/fw/crls.rxml](http://ww2010.atmos.uiuc.edu/(Gh)/guides/mtr/fw/crls.rxml) Oppsøkt 26.03.14.

Vindportalen, uten år, a. Karakterisering av vind.

<http://www.vindportalen.no/hva-er-vind/karakterisering-av-vind.aspx> Oppsøkt 11.01.14.

Vindportalen, uten år, b. Vindkraftverk- Valg av lokasjon.

<http://www.vindportalen.no/vindkraftverk/valg-av-lokasjon.aspx> Oppsøkt 27.02.14.

Wikipedia, 2014. Logaritmisk vindprofil.

http://no.wikipedia.org/wiki/Logaritmisk_vindprofil Oppsøkt 20.01.14.

Wind Power program, uten år. Wind turbine power output variation with steady wind speed.

http://www.wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm Oppsøkt 17.03.14.

WindSim, uten år. Technical basics.

<http://www.windsim.com/products/windsim--technical-basics.aspx> Oppsøkt 12.05.14.

WindSim, 2010. Getting started 5. Dr. Meissner, Catherine.

WindSim, 2011. Advances in CFD forest modelling in wind resource assessment.

http://www.windsim.com/documentation/EWEA_pres_2011/Advances%20in%20CFD%20forest%20modelling.pdf Oppsøkt 16.04.14.

WindSim, 2013a. Getting Started 7.utgave, WindSim 6. Dr. Meissner Catherine.

WindSim, 2013b. Pressemelding- GCV solver.

<http://www.windsim.com/news/press-releases.aspx> Oppsøkt 15.04.14.

WindSim 6.2 programvare, 2014.

World Wildlife Foundation, uten år. Kystlynghei- truet naturtype.

http://www.wwf.no/bibliotek/wwf_naturfakta/skog/kystlynghei_truet_naturtype/
Oppsøkt 25.02.14.

Yr.no, 2013. Store værsystemer i lille Norge.

<http://www.yr.no/nyheter/1.11225740> Oppsøkt 29.03.14.

Yr.no, 2014. Her er det minst vind i Norge.

<http://www.yr.no/nyheter/distrikt/rogaland/1.11619009> Oppsøkt 21.03.14.

Zephyr, 2010. Viken skog og Zephyr samarbeider om utvikling av vindkraft.

<http://www.zephyr.no/aktuelt/viken-skog-og-zephyr-samarbeider-om-utvikling-av-vindkraft>
Oppsøkt 08.05.14.

Vedlegg 1- konvergeringsstatus

Simuleringstid for skogsmodell 2.

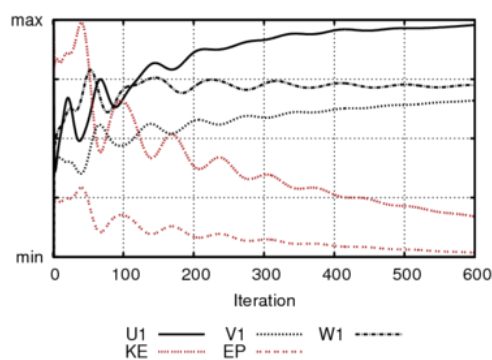
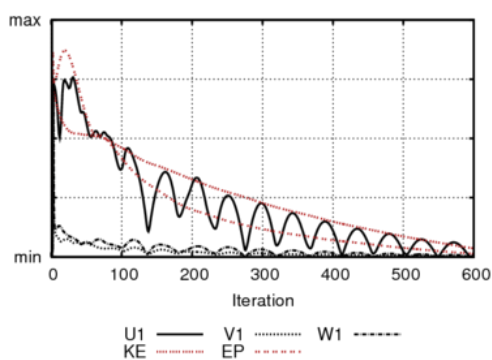
Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status	Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status
000	01:10:28	600	-	180	01:11:03	600	-
030	01:10:35	600	-	210	01:10:08	600	-
060	01:13:32	600	-	240	01:09:17	600	-
090	01:11:32	600	-	270	01:11:02	600	-
120	01:10:11	600	-	300	01:09:59	600	-
150	01:10:37	600	-	330	01:09:23	600	-

Simuleringstid for skogsmodell 3.

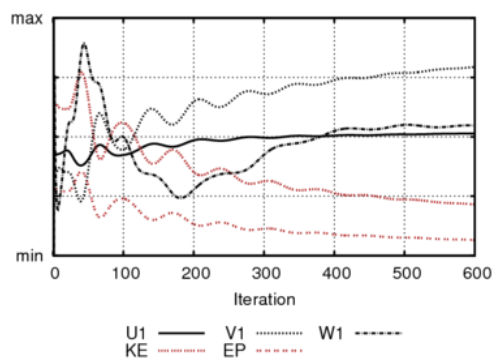
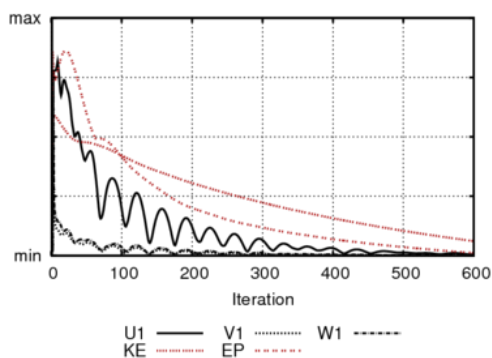
Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status	Sektor	Simuleringstid	Iterasjoner	Status
000	01:12:04	600	-	180	01:10:41	600	-
030	01:10:45	600	-	210	01:10:12	600	-
060	01:10:43	600	-	240	01:09:11	600	-
090	01:11:24	600	-	270	01:09:56	600	-
120	01:11:28	600	-	300	01:09:45	600	-
150	01:10:41	600	-	330	01:11:23	600	-

Vedlegg 2- residual- og spotverdier

Skogsmodell 2:

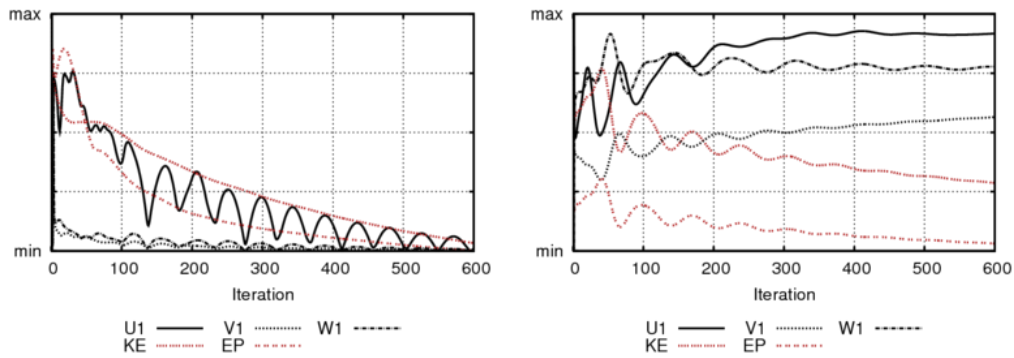


Residualverdier og spotverdier til sektor 000.

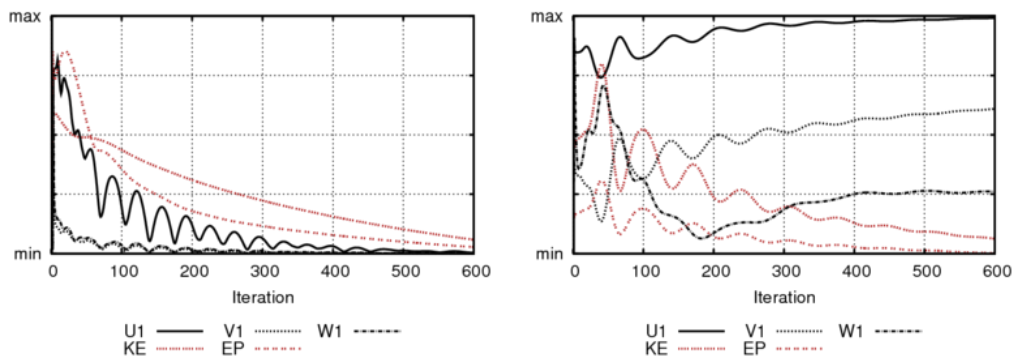


Residualverdier og spotverdier for sektor 030.

Skogsmodell 3:



Residualverdi og spotverdi for sektor 000.



Residualverdi og spotverdi for sektor 030.

Vedlegg 3- turbinkoordinater

Oversikt over de 32 turbinenes posisjoner i Høg- Jæren energipark.

Turbinnavn	Turbintype	Navhøyde	Øst	Nord	z
Turbine1	SWT-2,3-92	80.0	310214.0	6505572.0	191.3
Turbine2	SWT-2,3-92	80.0	310704.0	6504513.0	203.9
Turbine3	SWT-2,3-92	80.0	310564.0	6505455.0	200.0
Turbine4	SWT-2,3-92	80.0	310704.0	6505020.0	202.9
Turbine5	SWT-2,3-92	80.0	310974.0	6504687.0	210.0
Turbine6	SWT-2,3-92	80.0	310878.0	6505542.0	204.8
Turbine7	SWT-2,3-92	80.0	311005.0	6505119.0	209.7
Turbine8	SWT-2,3-92	80.0	311276.0	6504731.0	218.8
Turbine9	SWT-2,3-92	80.0	311196.0	6505631.0	210.2
Turbine10	SWT-2,3-92	80.0	311310.0	6505241.0	216.4
Turbine11	SWT-2,3-92	80.0	311589.0	6504756.0	224.8
Turbine12	SWT-2,3-92	80.0	311523.0	6505678.0	217.6
Turbine13	SWT-2,3-92	80.0	311649.0	6505243.0	221.3
Turbine14	SWT-2,3-92	80.0	311887.0	6504879.0	230.0
Turbine15	SWT-2,3-92	80.0	311739.0	6506179.0	224.4
Turbine16	SWT-2,3-92	80.0	311850.0	6505731.0	227.4
Turbine17	SWT-2,3-92	80.0	311962.0	6505282.0	233.3
Turbine18	SWT-2,3-92	80.0	312193.0	6504803.0	234.7
Turbine19	SWT-2,3-92	80.0	312529.0	6505055.0	240.0
Turbine20	SWT-2,3-92	80.0	312826.0	6505322.0	242.6
Turbine21	SWT-2,3-92	80.0	312943.0	6506045.0	255.9

Turbine22	SWT-2,3-92	80.0	313059.0	6505625.0	248.3
Turbine23	SWT-2,3-92	80.0	313238.0	6505163.0	249.9
Turbine24	SWT-2,3-92	80.0	313111.0	6506721.0	250.0
Turbine25	SWT-2,3-92	80.0	313202.0	6506294.0	259.9
Turbine26	SWT-2,3-92	80.0	313271.0	6505867.0	259.8
Turbine27	SWT-2,3-92	80.0	313374.0	6505444.0	258.2
Turbine28	SWT-2,3-92	80.0	313522.0	6506064.0	265.2
Turbine29	SWT-2,3-92	80.0	313595.0	6505636.0	261.7
Turbine30	SWT-2,3-92	80.0	313813.0	6506121.0	267.3
Turbine31	SWT-2,3-92	80.0	313876.0	6505636.0	263.2
Turbine32	SWT-2,3-92	80.0	314073.0	6506259.0	240.2

Vedlegg 4- estimert energiproduksjon basert på Weibullfordeling

Oversikt over estimert årlig energiproduksjon basert på Weibullfordeling.

Modell	Brutto ÅEP (GWh/år)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Vaketap (GWh/år)	Vaketap (%)	Klimatologi brukt
Referansemodell	262.1593	243.4560	12.014	7.13	Opprinnelig
Referansemodell	261.5919	242.2094	19.382	7.41	Overført
Skogsmodell 1	257.2127	236.3445	20.868	8.11	Overført
Skogsmodell 2	256.6190	235.9970	20.622	8.04	Overført
Skogsmodell 3	257.6098	236.7491	20.860	8.10	Overført

Vedlegg 5- estimert årlig energiproduksjon per turbin

Oversikt over årlig energiproduksjon per turbin for referansemodellen.

Turbin navn	Turbin type	Lufttetthet (kg/m3)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	Brutto ÅEP (GWh/år)	Vaketap (%)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Fulllast-timer (timer)
Turbine1	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.231	1.366	8.119	3529.870
Turbine2	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.933	2.677	7.721	3356.913
Turbine3	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.162	3.370	7.887	3429.261
Turbine4	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.015	4.944	7.619	3312.652
Turbine5	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.927	4.419	7.577	3294.391
Turbine6	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.083	4.318	7.734	3362.739
Turbine7	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.024	7.106	7.454	3240.826
Turbine8	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.037	4.793	7.652	3326.783
Turbine9	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.040	4.547	7.675	3336.783
Turbine10	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.058	6.986	7.495	3258.739
Turbine11	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.020	4.572	7.653	3327.391
Turbine12	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.102	5.098	7.689	3342.870
Turbine13	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.988	6.749	7.449	3238.826
Turbine14	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.048	4.970	7.648	3325.261
Turbine15	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.372	3.297	8.095	3519.782
Turbine16	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.163	5.097	7.747	3368.217
Turbine17	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.154	5.998	7.665	3332.739
Turbine18	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.022	2.935	7.786	3385.348
Turbine19	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.015	2.918	7.781	3383.131
Turbine20	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.039	4.401	7.685	3341.348
Turbine21	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.425	5.327	7.977	3468.043
Turbine22	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.087	6.704	7.545	3280.261
Turbine23	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.012	4.638	7.640	3321.869

Turbine24	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.376	3.202	8.108	3525.217
Turbine25	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.425	5.408	7.970	3465.087
Turbine26	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.306	7.163	7.711	3352.522
Turbine27	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.176	5.522	7.725	3358.522
Turbine28	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.350	5.266	7.910	3439.304
Turbine29	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.173	5.523	7.722	3357.348
Turbine30	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.442	3.954	8.108	3525.435
Turbine31	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.202	4.082	7.867	3420.391
Turbine32	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.028	2.398	7.835	3406.565

Oversikt over estimert årlig energiproduksjon per turbin fra skogsmodell 1.

Turbinnavn	Turbin type	Lufttetthet (kg/m ³)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	Brutto ÅEP (GWh/år)	Vaketap (%)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Fulllasttimer (timer)
Turbine1	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.151	2.683	7.933	3449.000
Turbine2	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.924	4.423	7.573	3292.739
Turbine3	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.124	5.867	7.647	3324.826
Turbine4	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.008	9.198	7.271	3161.435
Turbine5	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.871	8.049	7.238	3146.739
Turbine6	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.091	8.015	7.443	3236.043
Turbine7	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.991	12.860	6.964	3027.609
Turbine8	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.935	8.373	7.271	3161.217
Turbine9	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.020	8.619	7.329	3186.348
Turbine10	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.079	12.251	7.090	3082.435
Turbine11	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.939	7.632	7.333	3188.391
Turbine12	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.054	9.180	7.314	3180.218
Turbine13	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.068	12.547	7.056	3067.739
Turbine14	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.024	8.720	7.325	3184.652
Turbine15	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.271	5.346	7.829	3403.957
Turbine16	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.109	8.728	7.402	3218.043
Turbine17	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.247	11.299	7.315	3180.304
Turbine18	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.967	4.580	7.602	3305.348
Turbine19	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.028	4.727	7.648	3325.348
Turbine20	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.072	7.209	7.490	3256.739
Turbine21	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.345	8.628	7.625	3315.087
Turbine22	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.078	11.505	7.149	3108.130
Turbine23	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.990	7.220	7.413	3223.130
Turbine24	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.352	4.771	7.953	3457.957
Turbine25	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.488	9.046	7.721	3356.783
Turbine26	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.164	11.468	7.227	3142.348
Turbine27	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.186	9.684	7.393	3214.478
Turbine28	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.335	9.341	7.557	3285.609
Turbine29	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.201	9.551	7.418	3225.261
Turbine30	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.483	6.968	7.892	3431.217
Turbine31	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.220	7.219	7.627	3316.000
Turbine32	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.159	4.455	7.795	3389.261

Oversikt over estimert årlig energiproduksjon per turbin for skogsmodell 2.

Turbinnavn	Turbintype	Lufttetthet (kg/m ³)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	Brutto ÅEP (GWh/år)	Vaketap (%)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Fulllasttimer (timer)
Turbine1	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.142	2.638	7.928	3446.782
Turbine2	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.894	4.384	7.548	3281.696
Turbine3	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.089	5.818	7.618	3312.261
Turbine4	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.993	9.089	7.266	3159.261
Turbine5	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.847	8.077	7.214	3136.348

Turbine6	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.048	7.814	7.419	3225.783
Turbine7	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.939	12.985	6.908	3003.609
Turbine8	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.908	8.324	7.250	3152.217
Turbine9	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.984	8.567	7.300	3173.870
Turbine10	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.970	12.443	6.978	3033.913
Turbine11	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.900	7.705	7.292	3170.217
Turbine12	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.017	8.966	7.298	3172.957
Turbine13	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.922	12.390	6.940	3017.478
Turbine14	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.885	8.720	7.198	3129.522
Turbine15	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.254	5.228	7.822	3401.043
Turbine16	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.096	8.877	7.378	3207.652
Turbine17	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.121	11.113	7.219	3138.565
Turbine18	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.918	4.465	7.564	3288.826
Turbine19	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.996	4.647	7.625	3315.043
Turbine20	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.040	7.150	7.465	3245.565
Turbine21	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.318	8.586	7.604	3305.957
Turbine22	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.051	11.345	7.138	3103.435
Turbine23	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.968	7.096	7.402	3218.391
Turbine24	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.334	4.747	7.939	3451.609
Turbine25	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.401	9.190	7.629	3316.957
Turbine26	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.172	11.591	7.225	3141.174
Turbine27	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.121	9.675	7.335	3189.131
Turbine28	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.329	9.316	7.553	3284.087
Turbine29	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.170	9.537	7.391	3213.435
Turbine30	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.458	6.986	7.867	3420.304
Turbine31	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.190	7.122	7.607	3307.435
Turbine32	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.130	4.550	7.760	3374.000

Oversikt over estimert årlig energiproduksjon per turbin for skogsmodell 3.

Turbinnavn	Turbintype	Lufttetthet (kg/m ³)	Gjennomsnittlig vindhastighet (m/s)	Brutto ÅEP (GWh/år)	Vaketap (%)	ÅEP med vaketap (GWh/år)	Fullsttimer (timer)
Turbine1	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.115	2.628	7.902	3435.652
Turbine2	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.876	4.426	7.527	3272.696
Turbine3	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.085	5.851	7.612	3309.435
Turbine4	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.986	9.178	7.253	3153.435
Turbine5	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.860	8.141	7.220	3139.130
Turbine6	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.046	7.795	7.419	3225.522
Turbine7	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.970	13.077	6.928	3012.131
Turbine8	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.938	8.361	7.274	3162.609
Turbine9	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.992	8.557	7.308	3177.391
Turbine10	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.982	12.662	6.971	3030.957
Turbine11	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.947	7.766	7.330	3187.000
Turbine12	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.010	9.066	7.284	3166.826
Turbine13	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.923	12.637	6.922	3009.435
Turbine14	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.946	8.820	7.245	3149.957
Turbine15	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.263	5.370	7.819	3399.652
Turbine16	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.079	9.026	7.350	3195.696
Turbine17	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.093	11.351	7.174	3119.304
Turbine18	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.944	4.572	7.581	3295.957
Turbine19	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.979	4.710	7.603	3305.696
Turbine20	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.016	7.279	7.433	3231.565
Turbine21	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.306	8.458	7.603	3305.826
Turbine22	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.034	11.500	7.110	3091.391
Turbine23	SWT-2,3-92	1.225	0.000	7.963	7.177	7.391	3213.565

Turbine24	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.335	4.911	7.925	3445.826
Turbine25	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.360	9.299	7.583	3296.957
Turbine26	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.209	11.808	7.239	3147.565
Turbine27	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.139	9.803	7.341	3191.652
Turbine28	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.344	9.388	7.560	3287.130
Turbine29	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.182	9.511	7.404	3219.043
Turbine30	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.445	6.958	7.858	3416.391
Turbine31	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.171	7.121	7.589	3299.652
Turbine32	SWT-2,3-92	1.225	0.000	8.106	4.433	7.747	3368.043

Vedlegg 6- utregning av estimert årlig energiproduksjon 2013

I følge NVE (NVE, 2014) hadde Høg-Jæren en vindindeks på 92.6 prosent. Vindindeksen gir et mål på middelvinden i en periode sett i forhold til langtidsmiddelvinden. En vindindeks på 92.6 prosent betyr at vinden i 2013 var lavere enn langtidsmiddelvinden.

Produksjonsindeksen var på 96.6 prosent.

I 2013 hadde Høg-Jæren en innmeldt normalårsproduksjon på 222.1 GWh og den faktiske produksjonen for 2013 var på 225.18 GWh. Basert på den faktiske produksjonen og produksjonsindeksen, kommer det at 232.5 GWh er den beregnede normalårsproduksjonen. Fremgangsmåte for å finne normalårsproduksjon:

$$\text{Vindindeks (\%)} = \frac{\text{middelvind 2013}}{\text{middelvind i normalår}}$$

$$\text{Produksjonsindeks (\%)} = \frac{\text{kraftproduksjon}}{\text{kraftproduksjon i et normalår}}$$

$$\text{Normalårsproduksjon (GWh)} = \text{Kraftproduksjon (GWh)} * \text{Produksjonsindeks}$$

Vedlegg 7- utregning av potensiell økning i energiproduksjon (%)

Basert på normalårsproduksjon og referansemodell:

$$241.1 \text{ GWh} - 232.5 \text{ GWh} = 8.6 \text{ GWh}$$

$$\frac{8.6 \text{ GWh}}{241.1 \text{ GWh}} * 100\% \approx 3.6 \%$$

Basert på skogsmodell 2 og referansemodell:

$$241.1 \text{ GWh} - 233.2 \text{ GWh} = 7.9 \text{ GWh}$$

$$\frac{7.9 \text{ GWh}}{241.1 \text{ GWh}} * 100\% \approx 3.3\%$$

Vedlegg 8- utregning av økte driftsinntekter

Alle tall baserer seg på forholdet mellom normalårsproduksjon og driftsinntekter fra 2012.

- Driftsinntekt 2012: 8 636 000 €
- Normalårsproduksjon: 232.5 GWh

$$\text{Inntekt per GWh} = \frac{8\,636\,000\text{€}}{232.5\text{ GWh}} = \mathbf{37\,144\ \text{€/GWh}}$$

Driftsinntekter fra referansemodellen blir da:

$$37\,144\ \text{€/GWh} * 241.1\ \text{GWh} \approx \mathbf{8\,955\,400\ \text{€}}$$

Økte inntekter fra faktisk produksjon (2013) og referansemodellen:

$$37\,144\ \text{€/GWh} * 225.18\ \text{GWh} \approx 8\,364\,100\ \text{€}$$

$$8\,955\,400\ \text{€} - 8\,364\,100\ \text{€} \approx \mathbf{591\,300\ \text{€}}$$

Økte inntekter i forhold til skogsmodell 2 og referansemodellen:

$$37\,144\ \text{€/GWh} * 233.2\ \text{GWh} \approx 8\,662\,000\ \text{€}$$

$$8\,955\,400\ \text{€} - 8\,662\,000\ \text{€} \approx \mathbf{293\,400\ \text{€}}$$



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no