

ANALYSE KNYTTET TIL INTEGRASJON AV KRAFTPRODUKSJON I DISTRIBUSJONSNETTET

ANALYSIS RELATED TO THE INTEGRATION OF POWER PRODUCTION IN
DISTRIBUTION NETWORK

TOR ANDRÉ KVAREKVÅL

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING

MASTEROPPGAVE 30 STP. 2012 FORNYBAR ENERGI



Forord

Denne masteroppgaven er skrevet våren 2012 ved Universitetet for miljø- og biovitenskap på Ås - Fornybar energi.

Motivasjonen i forhold til å gjøre en analyse av distribusjonsnettet på Hvaler er et ønske om å kartlegge muligheter for fornybar kraftproduksjon generelt i distribusjonsnettet. Med planer om vindkraftutbygging, et pilotprosjekt med installasjon av smarte målere og en delaktig netteier (Fredrikstad Energi Nett AS) har forholdene vært godt tilrettelagt for analyse på Hvaler.

En stor takk til Fredrikstad Energi Nett AS (FEN) med sin involvering. Og spesielt takk til sjefingeniør Bjørn Birkeland i FEN for hjelp og gode råd underveis i prosessen med oppgaven. I tillegg vil jeg også takke programleder Vidar Kristoffersen i Smart Energi Hvaler/ FEN for gode råd.

Det har også vært veldig nyttig å få jobbe med oppgaven blant de ansatte i lokalene til Energi 1 på Vinterbro, hvor blant annet NetBas har blitt brukt som analyseverktøy. Der har det vært gode diskusjoner med flere. Og jeg vil takke sjefingeniør Anders Lie i Energi 1 og prosjektleder Ketil Orheim i Energi 1 for hjelp og gode råd i prosessen med oppgaven.

Avslutningsvis vil jeg ikke minst takke veileder professor Terje Gjengedal for god og kyndig veiledning.

Oslo 15. mai 2012

Tor André Kvarekvål

Sammendrag

I denne oppgaven er problemstillingen å analysere ulike utfordringer knyttet til integrasjon av kraftproduksjon i distribusjonsnett. Bakgrunnen for det er samfunnets ønske om mer utbygging av ny fornybar energi i Norge. Ambisjonene om å bygge ut 13,2 TWh innen 2020 er også lovfestet i Lov om elsertifikater.

Metoden har vært å analysere og beskrive utfordringene for et konkret distribusjonsnett, nærmere bestemt i Hvaler kommune. Hvaler inngår også i et pilotprosjekt hvor smarte målere allerede er installert i alle boligene og hyttene på Hvaler-øyene.

I forhold til en analyse, har det vært mest hensiktsmessig å teste ut hva nettet kan tåle av vindkraftproduksjon. Dette fordi en potensiell vindpark som også er under planlegging, antas å ha størst betydning for distribusjonsnett.

Lastflytanalyser gjort i NetBas viser at distribusjonsnettets kan ta i mot opp til 15 MW vindkraftproduksjon (tilsvarer ca. 75 % av tunglast på Hvaler). Nærmere analyser som stabilitetsanalyser og dynamiske analyser vil være et naturlig neste steg i analysen i forhold til en mer detaljert planlegging av en vindpark.

I forbindelse med analysen av distribusjonsnettets tålegrense har vindressursene blitt kartlagt. I forhold til nettanalysen har det vært viktig å kartlegge når- og hvor mye det blåser slik at vindressursberegningene kan sammenstilles med lasten på Hvaler. I et samfunnsøkonomisk perspektiv har det også vært viktig å beregne verdien av vindressursen. Årsmiddelvind ved Kirkøy er beregnet til 7,77 m/s i 113 meters høyde ut i fra vinddata gitt av Kjeller Vindteknikk.

Det er gjort lønnsomhetsvurderinger av en mindre vindpark på 15 MW og en større vindpark på 36 MW, for å identifisere eventuelle forskjeller i lønnsomhet. I analysen er det ikke gjort funn som tilsier at det er rimeligere å bygge en større vindpark. Et prosjekt med utbygging på 15 MW kan se ut til å ha en litt høyere internrente, enn en stor utbygging. Dette fordi en vindpark på 36 MW vil trenge en ny produksjonslinje fra vindparken og frem til regionalt tilknytningspunkt på Rød.

Tap i ledningen i distribusjonsnett og marginaltapssatsene i regionalt tilknytningspunkt på Rød er analysert ut i fra siste 3 års statistikk. Samlet er disse resultatene inkludert i en simulering av vindkraftproduksjon og last. Resultatene viser at vindkraftproduksjon på Hvaler vil ha positiv innvirkning på marginaltapssatsene i regionen både med liten og stor vindpark. På grunn av stor uregulert vannkraftproduksjon i Glomma (3135 GWh i 2011) og annen planlagt vindkraftutbygging i området, antas regionen å være et overskuddsområde på kraft i perioder. I slike perioder er det usikkert hvordan en stor vindkraftproduksjon på Hvaler vil innvirke på marginaltapene i regionalnettet.

NVE beskriver at et av hovedmålene for AMS er å kunne bidra til en bedre fordeling av strømforbruket og et mer fleksibelt kraftmarked. I tilfellet på Hvaler vil effekttariffer være et godt virkemiddel for en bedre fordeling av strømforbruket. Incentivene for Fredrikstad Energi Nett til å innføre dette er også gode, spesielt med dagens marginaltapssatser som på det høyeste har vært 24 % i tunglastperioder. Imidlertid kan denne situasjonen endres helt. Hafslund Nett har nylig søkt konsesjon om å få bygge en ny regionalledning fra Kråkerøy til Hvaler. Hvis denne bygges samtidig som en ny vindpark på 36 MW realiseres, vil det samlet snu opp ned på nettstrukturen og effektflyten. For netteier kan incentivene for å innføre effekttariffer bli mindre. Uten effekttariffer vil heller ikke forbruker ha samme incentivene for å endre atferd og forbruk. Paradoksalt kan denne skisserte endringen føre til dårligere utnyttelse av AMS.

Abstract

In this thesis the problem to analyze is the various challenges related to integration of power production in distribution network. The reason for this is society's desire for more development of renewable energy in Norway. The ambition to develop 13.2 TWh by 2020 is also enshrined in the Act on electricity certificates.

The method has been to analyze and describe the challenges for a specific distribution, specifically in the municipality of Hvaler. Hvaler are also part of a pilot project in which smart meters are already installed in all homes and cottages on the Hvaler Islands.

In relation to an analysis, it has been most useful to test what the network can withstand the wind power production. This is because a potential wind farm which is also being planned, believed to have the greatest impact on the distribution network.

Load Flow Analysis made in NetBas shows that the distribution network can cater for up to 15 MW of wind power (equivalent to 75% of the heavy load of Hvaler). Further analysis such as stability analysis and dynamic analysis will be a natural next step in the analysis compared to a more detailed planning of a wind farm.

In connection with the analysis of the distribution network carrying capacity the wind resources has been mapped. In terms of network analysis it has been important to identify when and how much it blows like, so the wind resource may be aligned with the load on Hvaler. In an economic perspective, it also has been important to calculate the value of the wind resource. Annual mean wind at Kirkøy is estimated to be 7.77 m / s at 113 meters height.

It is made profitability assessments of a small wind farm of 15 MW and larger wind farm of 36 MW, to identify any differences in profitability. In the analysis, it is not made findings which indicate that it is cheaper to build a large wind farm. A project with the development of 15 MW seems to have a slightly higher interest rate than a large development. This is because a wind farm of 36 MW will require a new production line from the wind farm until the regional connection point at Rød.

Losses in the distribution line and the marginal loss rates in regional connection point at Rød is analyzed based on the last 3 years of statistics. Overall, these results are included in a simulation of wind power generation and load. The results show that wind power production at Hvaler will have a positive impact on the marginal loss rates in the region with both small and large wind farm. Because of the large unregulated generating capacity in Glomma (3135 GWh in 2011) and other planned wind power development in the area, the region is believed to be a surplus area in some periods. In such periods, it is uncertain how a large wind power production at Hvaler will affect the marginal losses in the regional grid.

NVE states that one of the main goals of AMS is to contribute to a better distribution of power consumption and a more flexible power market. In the case of Hvaler power tariffs may be a good tool for a better distribution of power consumption. The incentives for Fredrikstad Energi Nett to introduce this is also good, especially with today's marginal loss rates at the highest has been 24% in heavy load periods. However, this situation may change completely. Hafslund Nett has recently applied for a concession to build a new regional high voltage line from Kråkerøy to Hvaler. If this is being built at the same time as a new wind farm of 36 MW is completed, in total this will turn upside down on the network structure and power flow. For the grid-owner the incentives for the introduction of power tariffs may decrease. Without power tariffs the consumers do not have the same incentives to change behavior and consumption. Paradoxically, this change that is outlined, may lead to inefficient use of AMS.

Innhold

Forord.....	1
Sammendrag	2
Abstract.....	4
1. Innledning.....	11
2. Problemstilling	12
3. Teori/bakgrunn	14
4. Metode	15
4.1 Lokalisering	15
4.2 Analyse	17
4.2.1 Analysemetode nettet	17
4.2.1.2 Distribusjonsnettet, tålegrense.....	18
4.3 Begrunnelse for valg av Nettanalyse.....	20
4.4 Analyse av regelverk/retningslinjer for netteier og utbygger	22
4.4.1 Kravspesifikasjon fra netteier til produksjonseier.....	22
4.4.2 Anleggsbidrag og samarbeid.....	23
4.4.3 Eksempel på vann-vann situasjon	24
4.5 Analyse-/resultater nettet	25
4.5.1 Hvor mye tåler et lokalt nett av ny fornybar kraftproduksjon.....	25
4.5.2 Tap i eventuell ny produksjonslinje mellom vindpark og Rød sekundærstasjon	27
4.5.3 Tap utover lokalnettet (Marginaltapssatser i rød)	29
4.5.4 Betydning marginaltapssatser.....	30
4.5.5 Analyse ved full utbygging 36 MW	31
4.5.5.1 Ny produksjonslinje	32
4.6 Analyse vindressurs.....	34
4.6.1 Bakgrunn analyse av vindressurs på Hvaler.....	34
4.6.2 Analyse metode vind og innsamling av data.....	35
4.6.3 Vindressursenes økonomiske verdi	35
4.6.4 Vindressurs analyse	36
4.6.5 Energi og effekt i vinden	42
4.7 Analyse og resultater vindressurs	45

4.7.1 Simulering av vindkraftproduksjon kombinert med forbruket på Hvaler	45
4.7.2 Økonomisk analyseresultater av vindkraftproduksjon på Hvaler	50
5. Smart Energi Hvaler	57
6. Diskusjon	59
7. Konklusjon	61
8. Referanser	62
9 Vedlegg.....	64
Vedlegg 1-24: Utskrift av oppsummering i NetBas ved ulike laster og produksjon.....	64
Vedlegg 25 Vindressursdata og usikkerhet.....	88
Vedlegg 26 Månedsmiddelverdier for MI og KV, 2009, 2008 og 2000.....	90
Vedlegg 27 Kvotepreis i EU påvirker elpris i Norge.....	92
Vedlegg 28: Tabell over kostnader ved utbygging av vindkraft.....	93
Vedlegg 29: Kostnader ved utbygging av vindkraft ved Thema Consulting.	93
Vedlegg 30 Produktdatablad, effekt varmtvannsbereder.....	94
Vedlegg 31 Korrelasjon mellom forbruk og temperatur.	95
Vedlegg 32 Vindretning på Hvaler	96

Figurer

Figur 1. Illustrasjonsbilde av hovedledning fra Kråkerøy og distribusjonsnettet på Hvaler [7].	16
Figur 2. Nettbilde – lettlast [Fil 9]/ vedlegg 1.	18
Figur 3. Eksempel på opprettholdt stabilitet etter en forstyrrelse [14].	21
Figur 4. Eksempel på tap av stabilitet etter en forstyrrelse [14].	21
Figur 5. Nettbilde - tunglast med innbygd vindkraft produksjon (15 M) [Fil 9]/ vedlegg 22.	25
Figur 6. Tap/produksjon i ny produksjonslinje fra vindpark til Rød [Fil 3 Arkf2].	28
Figur 7. Last vs. marginaltapssatser i regionalnettet i 2011 ved Rød sekundærstasjon [Fil 7].	30
Figur 8. Månedsmiddelverdier i m/s for KV (blå) og MI(rød). År 2011[Fil 10].	38
Figur 9. Månedsmiddelverdier i m/s for KV (blå) og MI(rød). År 2010[Fil 10].	38
Figur 10. 10-års perioder over 5 ti-år med månedsmiddelverdier i m/s [Fil 10].	41
Figur 11. Effektkurve Enercon E82 med kurve for virkningsgrad (Cp) [24].	43
Figur 12. Utledet produksjonslikning av effektkurven for Enercon E82 [Fil 11].	44
Figur 13. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (15 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2010 [Fil 9 Arkf 7].	46
Figur 13. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (36 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2010 [Fil 9 Arkf 8].	47
Figur 15. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (36 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2011 [Fil 9 Arkf 10].	48
Figur 16. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon(15 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2011 [Fil 9 Arkf 11].	49
Figur 17. Lønnsomhetsmål IR som funksjon av pris på elsertifikater og elpris [Fil 14].	55
Figur 18. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2009 [Fil 10].	90
Figur 19. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2008 [Fil 10].	90
Figur 20. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2009 [Fil 10].	91
Figur 21. Overvekt av vind i intervallet syd til vest [Fil 8].	96

Tabeller

Tabell 1. Sammenstilling av lastflytanalysen gjort i NetBas [Fil 9 Arkf 11].	26
Tabell 2. Potensielle faktiske tap i det lokale distribusjonsnettet [Fil 9 Arkf 11].	27
Tabell 3. Strømberegning (Ampere) ved ulik effektflyt.	28
Tabell 4. Tap i ny produksjonslinje fra vindparken til Rød.	28
Tabell 5. Marginale tapskostnader og last på Hvaler [Fil 6].	29
Tabell 6. Alternativ 1- ny produksjonslinje.	33
Tabell 7. Alternativ 2- ny produksjonslinje.	33
Tabell 8. Årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier i m/s fra 2000 til 2011. MI og KV [Fil 10].	37
Tabell 9. <u>10 - års serier</u> med årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier fra 1958. MI [Fil 10].	39
Tabell 10. <u>5 - års serier</u> med årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier fra 1958. MI [Fil 10].	40
Tabell 11. Høyeste årsmiddelverdi og laveste årsmiddelverdi (m/s). MI [Fil 10].	40
Tabell 12. Scenario 1 lønnsomhetsanalyse [14].	54
Tabell 13. Scenario 2 lønnsomhetsanalyse [14].	54
Tabell 14. Scenario 3 lønnsomhetsanalyse [14].	55
Tabell 15: Kostnader ved utbygging av vindkraft [13].	93

Filvedlegg (vedlagt CD)

[Fil 1] Fil 1 -Last Hvaler 2009 med marginale tap (1 arkfane)

[Fil 2] Fil 2 -Last Hvaler 2010 med marginale tap (1 arkfane)

[Fil 3] Fil 3 -Last Hvaler 2011 med marginale tap (2 arkfaner)

[Fil 4] Fil 4 -Last Kåkerøy 2009-2011 med generelle marginale tap (1 arkfane)

[Fil 5] Fil 5 -Lastflytanalyse med marginaltapsanalyse – Hvaler (24 arkfaner)

[Fil 6] Fil 6 -Marginale tapskostnader og last Hvaler 2009-2011 (4 arkfaner)

[Fil 7] Fil 7 -Kurve last og margtapssatser Hvaler 2011 (3 arkfaner)

[Fil 8] Fil 8 -MI vind-data 1958-2011 (3 arkfaner)

[Fil 9] Fil 9 -KV vind-data 2000-2011 med analyse (11 arkfaner)

[Fil 10] Fil 10 -Analyse Årsmiddel MI + KV (3 arkfaner)

[Fil 11] Fil 11 –Produksjonslikning (2 arkfaner)

[Fil 12] Fil 12 –Produksjonskutt (1 arkfane)

[Fil 13] Fil 13 –Simulerte produksjonsinntekter (1 arkfane)

[Fil 14] Fil 14 –Beregning av nåverdi og internrente (2 arkfaner)

[Fil 15] Fil 15 –Høyeste vindhastighet (1 arkfane)

1. Innledning

Hvaler inngår i et pilotprosjekt med installasjon av smarte målere i alle boligene på Hvaler-øyene. I alt 6800 boliger inkludert 4700 hytter har fått installert målere [1]. I tillegg er det planlagt vindkraftproduksjon lokalt på Hvaler-øyene. Konkrete planer i dag er en vindpark med en installert effekt på 36 MW. Det er ikke søkt konsesjon i skrivende stund.

En rekke problemstillinger oppstår i forbindelse med at man ønsker distribuert/lokal kraftproduksjon i et område som har mottatt kraftproduksjonen fra regionalnettet. Nettet er bygd og konstruert med tanke på storskala kraftproduksjon, det vil forenklet si magasinert vannkraftproduksjon på Vestlandet med sentrale overføringsnett til Østlandet, hvor lokale energiselskaper har ansvaret for og videre distribuere kraften lokalt i distribusjonsnettet. Det er slik også Hvaler-systemet er i dag. Det lokale kraftselskapet, Fredrikstad Energi Nett har ansvaret for fordelingsnettet på Hvaler-øyene. I en større sammenheng representerer Hvaler-systemet på mange måter det nettsystemet som er lokalt rundt i Norge i dag og med mange av de samme utfordringene.

Myndighetene ønsker å legge til rette for økt satsing på fornybar energi, noe som også er uttrykt i den nye energiloven [2]. Dette vil bli nærmere drøftet under avsnitt Teori/bakgrunn. Nettselskapene må forholde seg til en økt energiproduksjon som vil ha betydning for nettplanleggingen. I forhold til nettpolitikk påpeker myndighetene den samfunnsøkonomiske nytten av å utnytte kraftproduksjon i nettet der det er ledig kapasitet i nærheten av forbruket [3].

2. Problemstilling

Generelt er prosjekter innenfor ny fornybar kraftproduksjon ikke lønnsomme. De ulike prosjektene støttes med ulike virkemidler. Alt fra investeringsstøtte og nå elsertifikater som skal stimulere til økt fornybar kraftproduksjon. Målet i Norge er 13,2 TWh i løpet av 2020 og forankringen for at dette vil bli gjennomført er lovfestet i Lov om elsertifikater [4].

Norge har som kjent et stort potensiale til å omgjøre fornybare ressurser til kraftproduksjon. Potensialet er rikelig, men det er ikke gitt at målet nås. Et stort usikkerhetsmoment er ledningsnett og debatten rundt utvikling og fornying av nettet har naturlig nok økt i takt med ønsket og kravet til større fornybar kraftproduksjon.

Økt kraftproduksjon vil øke strømmengden i ledningsnett og dermed også kravet til et økt kapasitetsbehov i nettet. I denne oppgaven er problemstillingen å analysere ulike utfordringer knyttet til integrasjon av kraftproduksjon i distribusjonsnett.

Metoden for å kartlegge dette har vært å analysere og beskrive disse utfordringene for et konkret distribusjonsnett. På Hvaler er det planer om utbygging av vindkraft. En del av oppgaven har derfor vært å undersøke hvordan en potensiell vindkraftproduksjon vil innvirke på energisystemet på Hvaler og omegn.

For å kunne analysere og drøfte problemstillingen har sentrale spørsmål i oppgaven vært følgende:

1. Hvor mye tåler et lokalt nett av ny fornybar kraftproduksjon?
-Hva slags type kraftproduksjon og hvordan passer den inn.
2. Marginaltapssatsene og størrelsen på disse vil kunne gi et bilde på nettets tilstand/kapasitetsutnyttelse.
-Hvordan virker dette inn i systemet på Hvaler? Og hva blir konsekvensene ved en endring/utbygging av fornybar kraftproduksjon?
3. Forholdet mellom de ulike aktørene. Potensiell utbygger og lokal netteier. Samspillet her er viktig. Anleggsbidrag, er det aktuelt og hvordan løses det? Hvem tar tap/gevinst i forhold til endringer i marginaltap?
4. Regional netteier og sentral netteier er også sentrale aktører. Innmating eller forbruk av kraft har betydning for hele kraftsystemet. Oppgaven vil derfor belyse de sider som er viktig regionalt og sentralt i forhold til lokal fornybar kraftproduksjon.

I forhold til spørsmålene er det mange typer problemstillinger som må løses. Tekniske spørsmål, økonomiske spørsmål og politiske retningslinjer som gjerne etterfølges av juridiske bindinger og vedtatte lover. Så er det også interessant å se på de ulike aktørene i en situasjon hvor fornybar kraftproduksjon skal bygges. Samlet kan en analyse av dette gi innspill i forhold til hvordan aktørene i kraftbransjen kan gå frem i forhold til å utvikle fornybar kraftproduksjon og også et innspill i et videre arbeid med Smart Energi Hvaler.

3. Teori/bakgrunn

Energiloven.

§ 3-4. (Tilknytningsplikt) [5]

Alle som innehar konsesjoner for nettanlegg etter dette kapittel, har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi som ikke omfattes av § 3-3, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov.

Departementet kan gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon, dersom tiltaket ikke er samfunnsmessig rasjonelt.

Departementet kan i ekstraordinære tilfeller gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk.

Tilføyd ved lov 19 juni 2009 nr. 105 (ikr. 1 jan 2010 iflg. res. 19 juni 2009 nr. 671).

Fra Ot. Prp. Nr. 62(2008-2009) [2] i forarbeidene til den nye energiloven kommer myndighetenes/regjeringens ønske om økt fornybar energi klart frem.

Regjeringen ville legge til rette for:

- *en økt satsing på fornybar energi og energieffektivisering*
- *en god koordinering av nett, produksjon og forbruk*
- *et robust og sikkert nett i alle deler av landet for pålitelig og effektiv overføring av kraft til en mest mulig lik pris*

Videre om nettpolitikk sies det [6]:

Fordi det er tett samspill mellom utviklingen i forbruk, produksjon og nett, vil en økt satsing på fornybar energiproduksjon påvirke behovet for utbygging og utvikling av overføringsnett. Det er viktig å legge til rette for god koordinering av forbruksutviklingen, investeringer i nett og i ny produksjon. Regjeringen vil påpeke at det er nettselskapenes oppgave å utvikle nettet.

Den nye energiloven av 19. juni 2009 bygger på et ønske om mere produksjon av fornybar energi. I forarbeidene til loven (streket under i avsnittet over) påpekes nødvendigheten av en koordinering av forbruksutvikling, nettinvesteringer og produksjon. Nettselskapene tillegges/pålegges også en sentral rolle i nettopp å utvikle nettet. I Ot. Prp. Nr. 62(2008-2009) 3.3.3 påpekes det at lokalisering av ny produksjon i forhold til nettet og nær forbruket er viktige faktorer i forhold til den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

I tilfellet Hvaler kan problemstillingene der se ut til å sammenfalle med utfordringer ellers i Norge. Et ønske om ny fornybar kraftproduksjon, et endret forbruksmønster og utskiftningsbehov. Hvaler er som omtalt innledningsvis også med i et forskningsprogram i forhold til installasjon av AMS. Hvaler-systemet kan se ut til å inneha egenskaper hvor området og infrastrukturen kan fungere som et laboratorium for videre undersøkelser og analyser. Både for denne oppgaven, men også for andre problemstillinger i fremtiden.

4. Metode

4.1 Lokalisering

Hvalerøyene er brukt som lokalisering for analyse av lokalnettet. Hvaler-øyene består av Vesterøy, Spjørøy, Asmaløy, Kirkøy og Nordre- og Søndre Sandøy. I tillegg finnes en rekke mindre øyer, holmer og skjær. I 2009 ble det fattet vedtak om opprettelsen av ytre Hvaler Nasjonalpark. Nasjonalparken ligger i sydvest og arealet ligger for det meste under vann. I tillegg til holmer og skjær grenser også Nasjonalparken seg innover skjærgården til Hvaler-øyene i sydvest. Det er 4000 fastboende i kommunen og folketallet øker til langt over 30.000 mennesker i sommermånedene [7].

Lokalnettet: Fredrikstad Energi Nett (FEN) er lokal nettkonsesjonær for nettet i Hvaler kommune. Hafslund Energi Nett er regional nettkonsesjonær og har ansvaret for regionalnettet. Konsesjonsskilte mellom konsesjonærene er ved Rød sekundærstasjon på Asmaløy. Hafslund Energi Nett forsyner Rød med en 50 kilovolts ledning hvor spenningen der transformeres ned til 18 kilovolt og distribueres til alle boliger, offentlige bygg og næringsvirksomhet i Hvaler kommune.



-  = 50 kV ledning fra Kråkerøy til Rød
-  = 18 kV distribusjonsledning-/kabel(stiplet) på Hvaler
-  = Inn- og utkobling av radialer
-  = Kråkerøy transformatorstasjon
-  = Rød sekundærstasjon

Potensiell kraftproduksjon:

På Kirkøy som er den største av øyene og hvor også kommunesenteret er lokalisert er en vindpark under planlegging. Hvaler Vindkraft AS har fått tillatelse til og har satt opp en 60 meter høy rør-mast på Kirkøy for å måle vindressursene. Målingene startet i desember 2011 og er planlagt å vare minimum ett år. Konkrete planer i dag er å bygge en vindpark med en installert effekt opp til 36 MW [8]. Det er ikke søkt konsesjon i skrivende stund. Planene har vært omtalt i lokale aviser og Fredrikstad Energi Nett er informert om prosjektet/planene.

4.2 Analyse

4.2.1 Analysemetode nettet

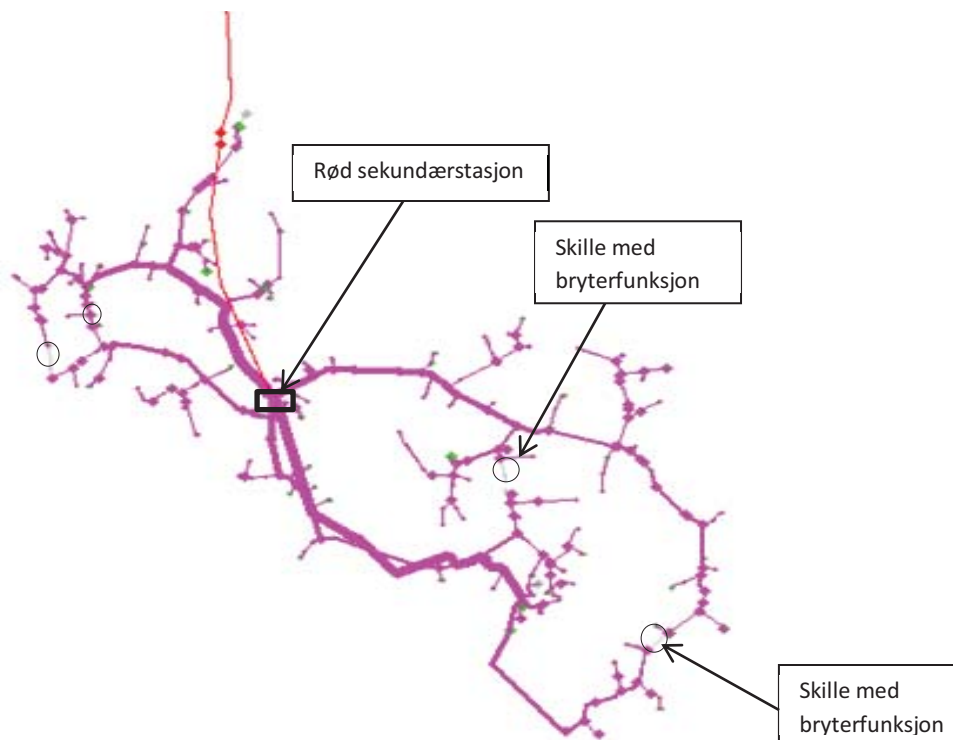
I en analyse av det lokale nettet er analyser som kortslutningsanalyse, stabilitetsanalyse, dynamisk analyse og utfallsanalyse alle viktige analyser. I denne oppgaven har fokuset vært å gjøre en lastflytanalyse. NetBas er benyttet som analyseverktøy. Powel AS administrerer produktet NetBas og FEN har tilgang til å benytte systemet hvor så undertegnende har fått tilgang til å gjøre lastflytanalysen i FEN sitt system. Ved å simulere ulike laster eller belastninger i energisystemet på Hvaler oppnås forskjellige resultater. Systemet er bygd opp slik at summen av alle laster på en radial vises i et tilknytningspunkt. Et tilknytningspunkt kan bestå av for eksempel 20-30 husholdninger. Summen av forbruket ved alle tilknytningspunkter blir da den totale lasten ved Rød sekundær stasjon.

I tillegg til å studere lastflyter i NetBas gir systemet mulighet til å legge inn ny kraftproduksjon. Metoden har derfor vært å simulere ulike nivåer av vindkraftproduksjon for å analysere hvordan det lokale nettet tåler dette. Siden lokalnettet på Hvaler har to radialer som går der vindparken er tenkt, er det i lastflytanalysen lagt kraftproduksjon inn mot begge radialene. For å finne en grense på hva lokalnettet kan ta i mot av lokal produksjon er det gjort i alt 28 simuleringer. Analysen er gjort i maskemodul i NetBas i både tunglast og lettlast. Tabell 1 i kapittel 4.5.1 viser resultatene.

For å oppnå best mulig kvalitet på simuleringene er trafoen trinnet for hver simulering og spenningsnivået på Rød forsøkt holdt mellom 18,1-18,2 kV.

4.2.1.2 Distribusjonsnett, tålegrense

Distribusjonsnett på Hvaler driftes radielt, men er bygd opp som et masket nett som figur 2 under viser. Hvis en radial faller ut kan en bryter koble inn tilliggende radial slik at den distribuerer til den utkoblede radialen også.



Figur 2. Nettbilde – lettlast.

Bildet i figur 2 viser distribusjonsnett på Hvaler i lettlastsituasjon (4,48 MW) fra NetBas. Tykkelsen på de lilla linjene illustrerer mengde strømflyt. Rød linje er hovedlinjen fra Kråkerøy transformatorstasjon inn til Rød sekundærstasjon. Vedlegg 1 viser oppsummering i NetBas av situasjonen som i figuren.

FEN benytter et N-1 kriterium i driften av nettet [9]. I prinsippet skal høyspent-nettet normalt tåle utfall av en komponent. Og en omkobling etter en slik feil skal fortsatt kunne forsyne belastningen. I forhold til kraftproduksjon i distribusjonsnett kan dette fravikes ved at det inngås avtaler mellom nettkonsesjonær og kraftprodusent. I dette tilfellet ville det være naturlig at potensiell kraftproduksjon kobles ut ved brudd på en av radialene. Dette bør da styres automatisk med kraftelektronikk. I samråd med nettkonsesjonær er det i denne analysen brukt 90 % belastning som maksimal tålegrense.

Når belastningen i systemet har blitt for stor gir NetBas muligheten til å endre systemet ved å legge inn et nytt linjenett. Metoden ved for stor belastning har vært å legge inn en helt ny produksjonslinje fra vindparken og inn til sekundærstasjonen på Rød. I denne analysen er det

valgt en 50 kV produksjonslinje fra vindparken med tilhørende sjøkabel. Det er valgt to ulike traseer. Siden en helt ny produksjonslinje ikke vil berøre distribusjonsnettet, men gå rett inn på regionalnettet ved Rød er tapsberegning gjort manuelt i forhold til tenkt dimensjon på produksjonslinje. Se tapsberegninger i kapittel 4.5.2.

Alternativ 1: 1,0 km sjøkabel og lang luftledning.

Alternativ 2: 3,1 km sjøkabel, 1 km kabel i grøft og kort luftledning.

4.2.1.3 Kostnadsberegning ved ny produksjonslinje

Det er benyttet erfaringstall fra Planboken til Sintef [10]. Dette blir relativt grove anslag på hva en ny produksjonslinje vil koste, men på dette stadiet kan det være godt nok. Det er også innhentet priser fra General Cable Nordic [11]. Dette har vært betraktninger og estimerer rundt sjøkabel, hvor planboken hadde lite erfaringstall fra sjøkabel på 50 kV med 400 kvadrat tverrsnitt.

4.2.1.4 Befaring på Hvaler og møter med netteier

Ved befaring av Hvaler sammen med netteier er viktige opplysninger innhentet [12]. Terreng og lokalisering for hvor vindturbinene er tenkt plassert er befart. Ledningsnettet er befart og særegenheter i forhold til nettet på Hvaler er kommunisert fra netteier. Sekundærstasjonen på Rød er også besøkt og netteier har informert under omvisning. Eksempel på viktige observasjoner er havn for mottak av vindturbiner, veisystemet for transport av vindturbiner og blader. Geografiens beskaffenhet med mye berg og stein vanskeliggjør eller fordyrer kraftig grøfter for kabling.

Møter og samtaler med netteier har gitt godt innblikk i energisystemet på Hvaler og informasjonen ses på som viktig i forhold til å kunne gjøre en god nettanalyse.

4.2.1.5 Datainnsamling nettanalyse

I NetBas ligger alle nødvendige data som detaljert beskriver hvordan distribusjonsnettet på Hvaler er bygd opp. Hvor mye strøm som til en hver tid går gjennom nettet finnes ikke der. Hafslund Nett har gitt en oversikt over lasten i sekundærstasjonen på Rød de siste 3 år med times oppløsning [Fil 1-3]. Dataene fra Hafslund inneholder også marginaltapssatsene i Rød time for time siste 3 år. Hafslund Nett har også gitt generelle marginaltapssatser for Kråkerøy i tillegg til last time for time [Fil 4]. Dette for å bedre kunne analysere marginaltapene i punktet Rød sekundærstasjon.

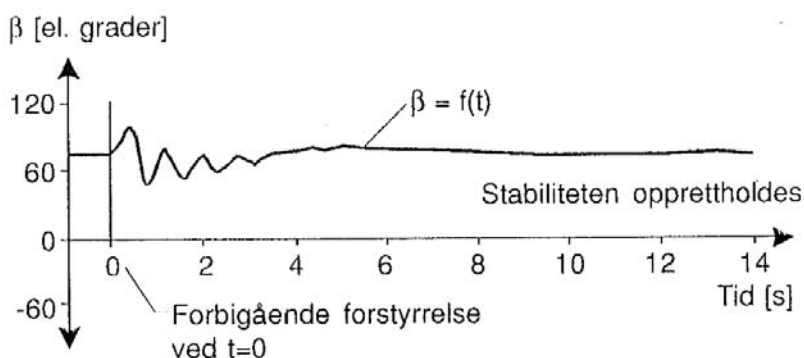
4.3 Begrunnelse for valg av Nettanalyse

I forhold til en nettanalyse på Hvaler er hovedhensikten å skape et bilde i forhold til hva som er mulig å gjøre i forhold til fornybar energiproduksjon. Det har vært et hovedmål å gjøre lastflyt beregninger i tunglast og lettlast kombinert med innmating av ulike størrelser på effekt fra vindkraftproduksjon. I en videre kjøreplan for undersøkelser vil det være nødvendig å gjøre mere omfattende analyser. Både i forbindelse med en konsesjonssøknad og i enda større grad under detaljplanlegging og før investeringsbeslutning tas vil mere omfattende analyser være nødvendig. Under detaljplanleggingen bør stabilitetsanalyse, dynamisk analyse og kortslutningsanalyse gjennomføres. Slike analyser krever spesielle simuleringsverktøy som ikke er skaffet til veie i forhold til denne oppgaven. Dynamiske analyser er mere detaljerte og viktige i detaljplanleggingen. Innledningsvis er det viktig å se muligheter og potensiale og da er lastflyt-analyser et godt virkemiddel.

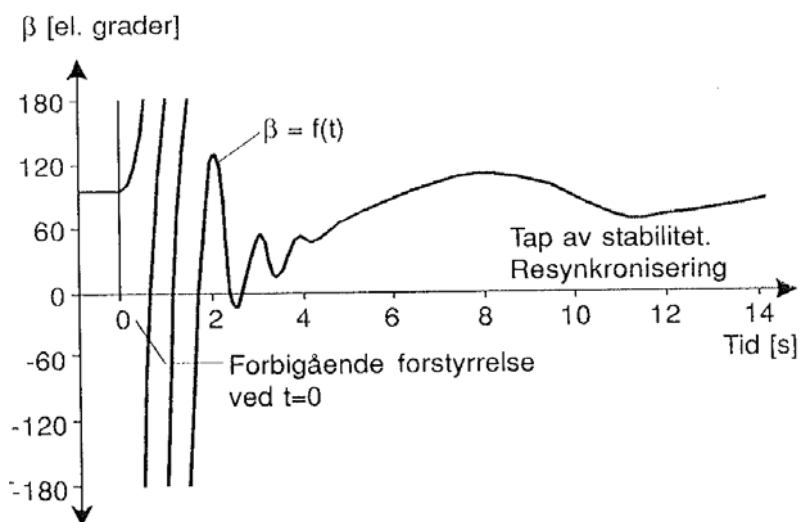
Dynamiske analyser i forhold til Hvaler: I selve distribusjonsnettet på Hvaler vil det være viktig å finne ut hva som skjer ved oppstart av vindturbiner og hvordan nettet blir påvirket av det. Likeså hva som skjer hvis en av radialene som er tilknyttet Rød faller ut under full-last med og uten vindkraftproduksjon. Dette vil være mest interessant å undersøke i forhold til scenario 1, hvor 15 MW vindkraftproduksjon bygges ut og mates inn på distribusjonsnettet (se eventuelt kapittel 4.5.1 om distribusjonsnettets tålegrense). Dynamiske analyser her ville også gi bedre svar på kravspesifikasjoner nettkonsesjonær bør stille i forhold til utbyggingen av vindparken. Når det gjelder scenario 2 hvor vindkraftproduksjon på 36 MW bygges ut, vil det være nødvendig med en egen produksjonslinje som kjøres rett inn på Hafslund sin 50 kV skinne på Rød. Da ville behovet for dynamiske analyser endres og rettet seg mer mot det regionale nettet. En betydelig større produksjon ville kommet inn på regionalnettet og i lettlast situasjoner på Hvaler og Kråkerøy (4-5 MW +8-10 MW) ville full produksjon medført en eksport fra området på opptil 24 MW. Med dagens ledning fra Rød mot Kråkerøy ligger det en begrensning her. Kapasiteten på ledningen er 25 MW og uten oppgradering vil maksimal produksjon i lettlast på Hvaler være 29 MW og ikke 36 MW. Med betydelig eksport av produksjon fra et område vil også andre områder påvirkes. Det kan diskuteres om 24 MW fra Kråkerøy og videre inn mot Fredrikstad er stor eksport, men det ville være med å snu opp ned på effektflyten. I tillegg ville det bli store variasjoner ved at strømrretningen ble endret ofte. Også nye planer om vindkraftpark i Ørje og Aremark [13] og produksjonsendringer av vannkraft i Glomma vil ha innvirkning på systemet. En mere helhetlig analyse hvor alle

utbygginger og produksjon i området tas med ville vært viktig i forhold til å gjøre dynamiske analyser.

Gitt en mindre vindkraft utbygging på Hvaler (15 MW) ville Hvaler stort sett være selvforsynt med elektrisitet. Eksport ville i hovedsak skje til Kråkerøy og helt unntaksvis ut fra Kråkerøy. I en stabilitetsanalyse av distribusjonsnettet på Hvaler ville undersøkelser av små forstyrrelser i forhold til normale lastendringer i nettet og større forstyrrelser som ved oppstart av vindturbiner og utfall av last være viktig. Se figur 3 og 4 i forhold til eksempel på stabilitet etter en forstyrrelse.



Figur 3. Eksempel på opprettholdt stabilitet etter en forstyrrelse – systemet henter seg inn igjen [14].



Figur 4. Eksempel på tap av stabilitet etter en forstyrrelse.

Store forstyrrelser har gjerne sammenheng med lastendringer (direkte start av store asynkronmotorer), utfall av generatorer og drastiske endringer i koplingstilstanden, eventuelt i sammenheng med en forutgående kortslutning.

Små forstyrrelser henger sammen med normale lastendringer i nettet, dødgang i regulatorer og moderate endringer av koplingsbilde. Det forlanges at systemets reguleringsutrustninger til en hver tid skal ta hånd om og utregulere slike forstyrrelser, i hvilket tilfelle driften sies å være stasjonær stabil [14].

4.4 Analyse av regelverk/retningslinjer for netteier og utbygger

En del av problemstillingene er å vurdere forholdet mellom de ulike aktørene og samspillet dem i mellom. Se punkt 3 under problemstilling. En videre analyse av dette er delt i to. Første del er kravspesifikasjonene netteier kan stille overfor utbygger. I andre del drøftes det hvordan anleggsbidrag kan benyttes.

4.4.1 Kravspesifikasjon fra netteier til produksjonseier

FIKS -Funksjonskrav i kraftsystemet [15]. Denne veilederen inneholder systemkrav som normalt blir lagt til grunn når Statnett fatter vedtak overfor konsesjonær. Som systemansvarlig i Norge har Statnett fått dette ansvaret fra NVE. Vedtak fattet overfor konsesjonær kan eventuelt påklages NVE.

Veilederen inneholder relativt detaljert oversikt overfor funksjonskrav.

Forskrift om Systemansvaret(FoS) i kraftsystemet § 14 og § 20 [16].

§ 14 Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet: Generelt skal konsesjonær for et distribusjonsanlegg varsle systemansvarlig ved plan om endringer som i vesentlig grad berører driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet. Som omtalt under nettanalysen vil en større utbygging ha større betydning for driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet, enn en mindre utbygging. FEN sin involveringen av Statnett som systemansvarlig deretter.

§ 20 Vern og releplanlegging. I egne anlegg er nettkonsesjonær ansvarlig for tilfredsstillende vern herunder iverksettelse av releplaner. I tilfellet på Hvaler vil en liten eller stor utbygging avgjøre om nettkonsesjonær (FEN) er ansvarlig overfor utbygger. Ved en liten utbygging og innmating på distribusjonsnettet vil FEN stille krav i forhold til vern og iverksettelse av releplanlegging.

Formål i FIKS [15]: «Systemansvarlig skal i medhold av FoS §§ 14 og 20 sikre at nye anlegg eller endring av eksisterende anlegg bidrar til tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utvikling og utnyttelse av det norske kraftsystemet. Denne veileder skal i den anledning informere om hvilke tekniske løsninger og funksjonalitet som normalt kreves for å ivareta formålet med FoS §§ 14 og 20».

Som også omtalt i veilederen er målgruppen konsesjonærområder hvor det planlegges endringer som vil ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og sentralnettet. Men at nye anlegg skal bidra til tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av det norske kraftsystemet tolkes også gjelde i distribusjonsnettet. Det er derfor rimelig å anta at FEN bør bruke spesifikasjonene i FIKS overfor utbygger.

Eksempler på krav i FIKS:

Koblingsanlegg 4.9.2 [15]

Nett < 200 kV: T-avgrening skal normalt ha lastskillebryter mot hovedledning. T-avgrening hvor det system- og vernmessig er hensiktsmessig skal ha effekt- og skillebrytere, alternativt DCB-bryter, mot hovedledning. Ved tilknytning av store produksjonsanlegg eller stort forbruk skal det vurderes om det er samfunnsøkonomisk riktig å ha effekt- eller lastskillebrytere også på hovedledningen i tilknytningspunktet. T-avgrening skal normalt ikke forekomme på systemmessig viktige 132 kV ledninger.

Kontroll av aktiv effekt 5.3.2 [15]

Regulator. Vindkraftanlegg skal ha felles funksjon (parkregulator) for å sikre fjernkontroll av parkens samlede produksjon. Parkregulatoren skal kunne initiere ulike typer reguleringer. Detaljert reguleringsfunksjonalitet og mulige innstillingsområder for reguleringsparametere skal fremlegges for systemansvarlig.

Regulering 5.3.3 [15]

Produksjonen skal kunne settes til en vilkårlig verdi i området 20-100 % av nominell effekt. Produksjonen skal kunne reguleres ned fra nominell effekt til stopp på maksimalt 30 s. Produksjonsanlegg skal kunne innstilles med frekvensstatikk (statisk forsterkning) etter avtale med systemansvarlig. Statikkinnstillingen skal ikke innvirke på aggregatenes responshastighet (transient forsterkning)

Vindkraftanlegg skal ved nominell produksjon ha reaktiv kapasitet tilsvarende $\cos\phi=0,95$ kapasitivt og induktivt, referert tilknytningspunktet.

Produksjonsanlegg i distribusjonsnettet 5.6 [15]

Produksjonsanlegg ≥ 1 MVA tilknyttet distribusjonsnettet skal ha funksjonalitet som er beskrevet i "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre, til distribusjonsnettet".

4.4.2 Anleggsbidrag og samarbeid

I forhold til kravspesifikasjoner danner FIKS utgangspunktet for hvilke krav netteier setter til en energiproducent i distribusjonsnettet. Netteier har også en plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi jfr. Energiloven § 3-4. Hvis tiltaket ikke er å se som samfunnsmessig rasjonelt kan departementet gi unntak fra tilknytningsplikten.

Fra teori/bakgrunn (kapittel 3) vises det til myndighetenes politiske ønsker og retningslinjer i forhold til utvikling av fornybar energi og derunder nettutvikling.

Oppsummert og forenklet i forhold til myndighetsutøvelsen, så er det netteier som stiller kravspesifikasjonen og er kraftprosjektet samfunnsmessig nyttig må lokal netteier bygge ut. Neste spørsmål blir da hvem som skal betale utbyggingen.

Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff: § 17-5. Anleggsbidrag [17].

Selv om nettet på Hvaler er masket driftes det radielt. Etter § 17-5 1-3 ledd [17] vil det være vanlig prosedyre å kreve anleggsbidrag ved utbygging eller forsterking av nettet. Ser vi for oss en mindre utbygging av vindkraftproduksjon (15 MW) stiller FEN funksjonskrav overfor utbygger som betaler anleggsbidrag for den delen av forsterkninger som tilskrives utbyggingen. Nevnte forskrift regulerer også hvordan anleggsbidraget utformes. Inneholder forsterkingen reinvestering skal den delen trekkes ut av anleggsbidraget.

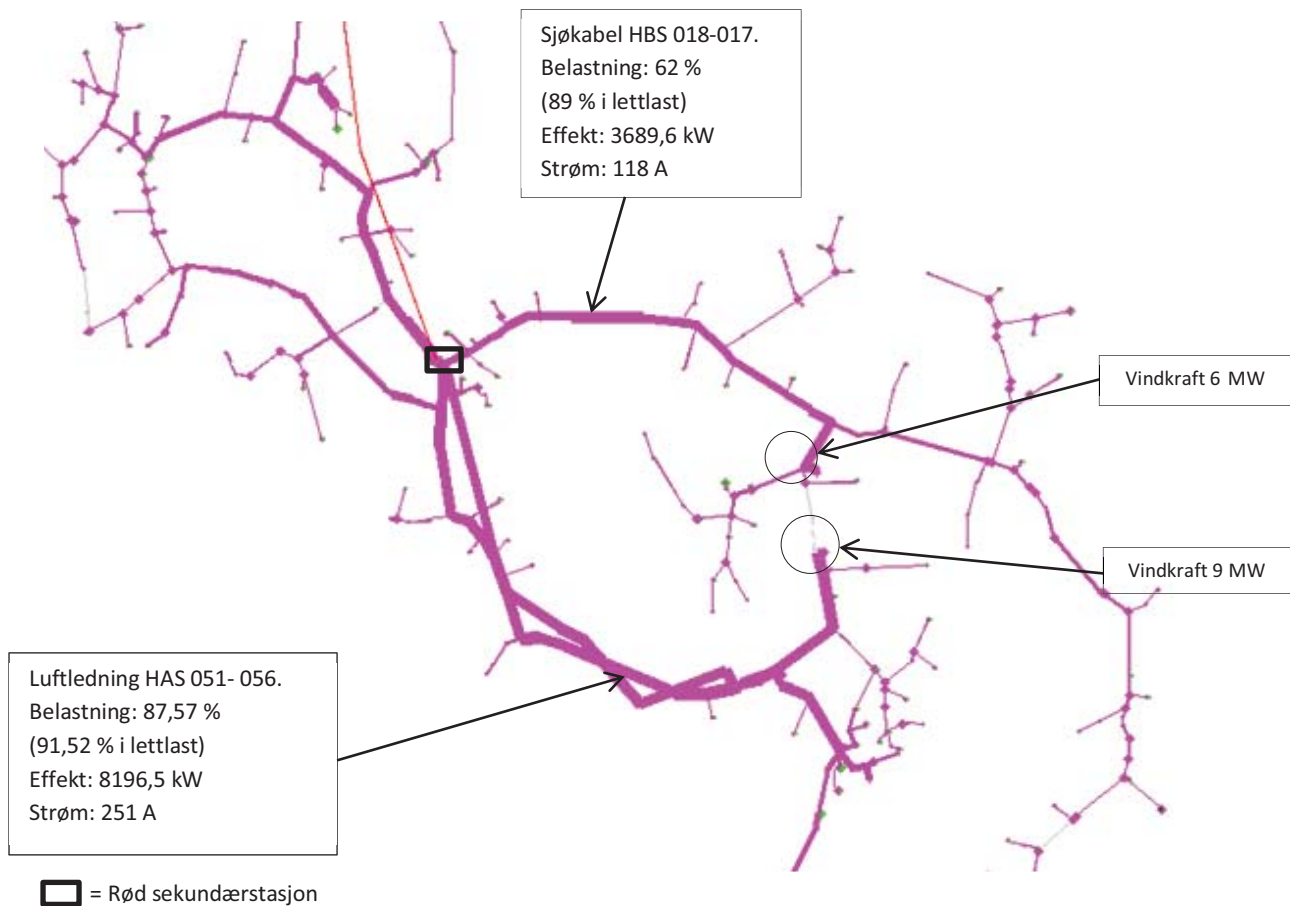
4.4.3 Eksempel på vinn-vinn situasjon

En tilknytting av ny produksjon i distribusjonsnettet kan gi fordeler for både netteier og vindkraftprodusent. Ved revisjon eller driftsstans på den ene radialen kobles den vindparken med radial ut av drift over på den andre radialen. Dette er mulig siden nettet er konstruert som et masket nett, men driftes radielt. Med god planlegging og samarbeid kan revisjon av nettet gjøres når det er lite vind. Ved feil på en radial eller ved andre tekniske problemer kan funksjonelle brytere mellom radialene være en fordel, ved at mulig vindkraftproduksjon kan fungere som en back-up løsning for energiproduksjon helt ytterst i distribusjonsnettet. Ved brudd eksempelvis på regionalledningen kan en vindpark også være back-up for et større område hvis vindforholdene tillater det. I så fall spart kostnader ved ikke levert energi (kile) for nettselskapene [29]. Det er viktig at slike momenter verdsettes og diskuteres. Det hele dreier seg om å utnytte energisystemet mest mulig effektivt. Det er slik regelverket er lagt opp, og det er det som også gir best samfunnsøkonomisk nytte.

4.5 Analyse-/resultater nettet

4.5.1 Hvor mye tåler et lokalt nett av ny fornybar kraftproduksjon

Som omtalt under analysemetode nettet er det analysert 24 belastninger med ulik vindkraftproduksjon. I figur 5 under vises en antatt maksimal vindkraftproduksjon på tilsammen 15 MW fordelt på 2 radialer. I tabell 1 vises tilsvarende simulering omrisset med rødt.



Figur 5. Nettbilde - tunglast med innbygd vindkraft produksjon (15 MW) [Fil 9].

Tabell 1. Sammenstilling av lastflytanalysen gjort i NetBas [Fil 9 Arkf 11].

	Vind- produksjon	Marginaltap tunglast alle pkt %	Marginaltap tunglast turb.Nord 5	Marginaltap tunglast turb. Syd %	Marginaltap lettlast alle pkt %	Marginaltap lettlast turb. Nord %	Marginaltap lettlast turb. Syd %	Sterkest bel linje tungl %	Sterkest bel linje lettl %	Tap i linjeseksjon tunglast MW	Tap i linjeseksjon lettlast MW
	Ikke prod.	7,47	-	-	1,55	-	-	66,4 HAS031-H362	15,33 HAS031-H362	0,494	0,026
3+3	6 MW	5,69	-0,61	-3,38	-0,04	-3,19	-5,71	66,28 HAS031-H362	40,84 HBS017-HBS018	0,497	0,143
4+3	7 MW Nord	5,36	-1,90	-3,43	-0,33	-4,39	-5,75	66,30 HAS031-H362	57,08 HBS017-HBS018	0,515	0,18
3+4	7 MW Syd	5,48	-0,65	-5,38	-0,23	-3,23	-7,60	66,30 HAS031-H362	41,45 HAS051-HAS056	0,546	0,209
3,5+3,5	7 MW	5,42	-1,28	-4,42	-0,28	-3,82	-6,69	66,30 HAS031-H362	49 HBS017-HBS018	0,527	0,191
5+3	8 MW Nord	5,05	-3,14	-3,47	-0,62	-5,56	-5,79	66,28 HAS031-H362	73,13 HBS017-HBS018	0,546	0,229
3+5	8 MW Syd	5,28	-0,69	-7,28	-0,42	-3,27	-9,40	66,30 HAS031-H362	51,7 HAS051-HAS056	0,615	0,293
6+3	9 MW Nord	4,78	-4,34	-3,51	-0,89	-6,68	-5,84	66,27 HAS031-H362	89,01 HBS017-HBS018	0,588	0,288
3+6	9 MW Syd	5,10	-0,73	-9,09	-0,60	-3,31	-11,12	66,31 HAS031-H362	61,08 HAS051-HAS056	0,702	0,395
6+6	12 MW	4,16	-4,46	-9,20	-1,46	-6,81	-11,25	66,28 HAS031-H362	89,07 HBS017-HBS018	0,793	0,54
6+9	15 MW Syd	3,65	-4,58	-14,19	-1,96	-4,58	-14,16	87,57 HAS051-HAS056	91,42 HAS051-HAS056	1,154	0,942
9+9	18 MW	2,80	-7,97	-14,29	-2,76	-10,17	-16,16	109,62 HBS017-HBS018	136,01 HBS017-HBS018	1,348	1,187

Tabell 1 er en oppsummering av lastflytanalysen som er gjort i NetBas og viser i alt 24 tilstander i tunglast og lettlast. Vedleggene 1-24 vis utskrifter fra hver enkelt simulering gjort i NetBas. Ut i fra en forutsetning om at linjene/ kablene kan belastes opptil 90 % ser maksimal utbyggingspotensiale med dagen nett ut til å være 15 MW (innrammet i rødt i tabell 2).

15 MW Syd betyr at en vindkraftproduksjon på 9 MW installert effekt er tilknyttet radial Syd, mens en vindkraftproduksjon på 6 MW installert effekt er tilknyttet radial Nord. Det bemerkes at det knyttes usikkerhet til en slik produksjonsstørrelse og at nærmere dynamiske analyser vil være nødvendig som omtalt i kapittel 4.3.

Flaskehalsen på radial Nord er HBS 17 – HBS 18 (se figur 4). Dette er sjøkabelen på 1 km som går fra Alkesten på Kirkøy til Løperholmen på Asmaløy i radial nord. I lettlast er belastningen 89,01 %, mens den i tunglast er på 62 %. Dette skjer på grunn av at radialen forsyner et større lastbehov videre syd/øst på Kirkøy og også Nordre Sandøy, Søndre Sandøy og Herføl. Selv om det produseres 6 MW i radial Nord brukes lasten lokalt i stor grad og sjøkabelen blir mindre belastet i tunglast.

Flaskehalsen på radial Syd er HAS 051-HAS 056 (se figur 4). Dette er en luftledning. Denne forbindelsen belastes henholdsvis med 91,42 % i lettlast og 87,57 % i tunglast.

Ut i fra disse beregningene er termisk grenselast på 90 % nådd med 6 MW i radial Nord og litt over med termisk grense last på 91,42 % med 9 MW produksjon i radial Syd. Som omtalt under metodedelen i kapittel 4.2.1.2, er en slik tilstand kun akseptabelt ut i fra at det er

kraftproduksjon og ikke last. Produksjonen kan kobles ut ved brudd på den ene radialen og en avtale mellom netteier og produsent bør regulere dette.

Tabell 2. Potensielle faktiske tap i det lokale distribusjonsnett forårsaket av vindkraftproduksjonen [Fil 9 Arkf 11].

Vind- produksjon	Tap i linjeseksjon tunglast MW	Tap i linjeseksjon lettlast MW	Prosentvis tap av produksjon i tunglast	Prosentvis tap av produksjon i lettlast
Ikke prod.	0,494	0,026		
3+3 MW	0,497	0,143	0,05 %	1,95 %
3,5+3,5 MW	0,527	0,191	0,47 %	2,36 %
6+3 MW Nord	0,588	0,288	1,04 %	2,91 %
3+6 MW Syd	0,702	0,395	2,31 %	4,10 %
6+6 MW	0,793	0,54	2,49 %	4,28 %
6+9 MW Syd	1,154	0,942	4,40 %	6,11 %

I tunglast kan man produsere inntil 9 MW og likevel holde seg på 1 % i tap og også betraktelig under dette ved produksjon på 6-7 MW.

I lettlast blir det generelt noe høyere tap og det er på grunn av at produksjonen overstiger forbruket. Lokalnettet får en høyere belastning og en større del av strømmen får en lenger transportvei. Innslaget av kortreist kraft blir mindre.

4.5.2 Tap i eventuell ny produksjonslinje mellom vindpark og Rød sekundærstasjon

En vindkraftutbygging utover tålegrensen til distribusjonsnett vil kreve en ny produksjonslinje. Uavhengig av om alternativ 1 eller 2 blir valgt vil avstanden være ca. 7,5 km fra vindparken og inn til Rød sekundærstasjon. Denne avstanden er derfor brukt i tapsberegningene i tabell 4 og 5. For valg av dimensjoner, se kapittel 4.5.5.1.

Lengde på ny produksjonslinje: 7,5 km.

Spesifikasjon på ledning: Blx 150 kvad (510 AMP).

Tap i ledning er gitt som $3 \cdot R \cdot I^2$.

$R = 0,121 \text{ } \Omega/\text{km}$.

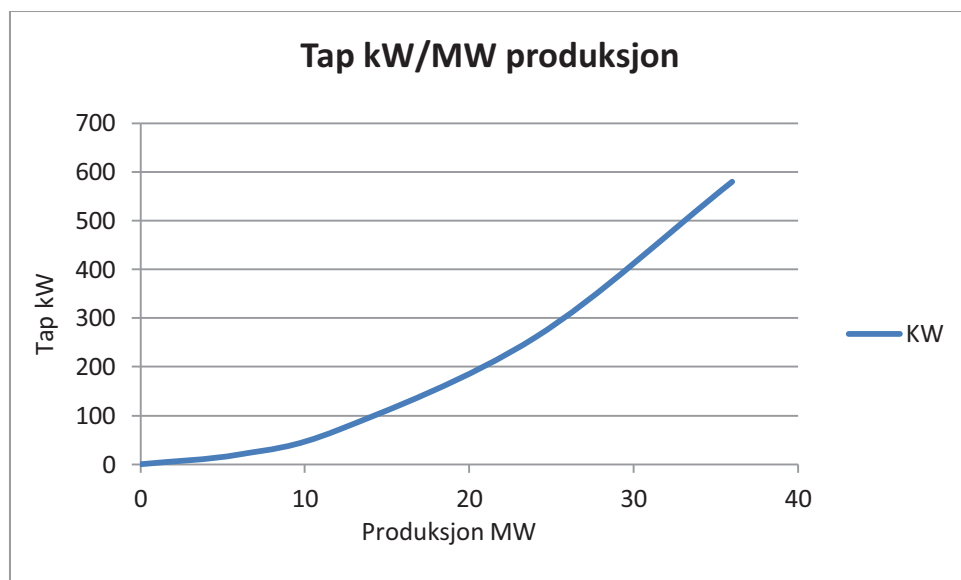
Tabell 3. Strømberegning (Ampere) ved ulike effektflyt.

$I = P/U \Rightarrow$	$I = 36 \text{ MW}/45\text{V} \cdot \sqrt{3}$	$= 462 \text{ A}$
$I = P/U \Rightarrow$	$I = 24 \text{ MW}/45\text{V} \cdot \sqrt{3}$	$= 308 \text{ A}$
$I = P/U \Rightarrow$	$I = 12 \text{ MW}/45\text{V} \cdot \sqrt{3}$	$= 154 \text{ A}$
$I = P/U \Rightarrow$	$I = 6 \text{ MW}/45\text{V} \cdot \sqrt{3}$	$= 77 \text{ A}$

Tabell 4. Tap i ny produksjonslinje fra vindparken til Rød.

Produksjon MW	Tap ($3 \cdot 0,121 \Omega/\text{km} \cdot I^2$)	Tap MW	Tap i %
36	$3 \cdot 0,121 \cdot 7,5 \cdot 462^2$	0,58	1,61
24	$3 \cdot 0,121 \cdot 7,5 \cdot 308^2$	0,26	1,08
12	$3 \cdot 0,121 \cdot 7,5 \cdot 154^2$	0,07	0,58
6	$3 \cdot 0,121 \cdot 7,5 \cdot 77^2$	0,02	0,33

Tapene blir annerledes fordelt med ny produksjonslinje. De blir prosentvis lavere spesielt ved høyere produksjonsutnyttelse sammenlignet med tapsprofilen for eksisterende distribusjonsnett. Men i forhold til den kraftproduksjonen som skal brukes lokalt vil det komme tap i tillegg ved ny produksjonslinje. Effekten skal kobles til distribusjonsnettet ved Rød og fordeles derifra med nye tap. Disse tapene er det ikke tatt hensyn til.



Figur 6. Tap/produksjon i ny produksjonslinje fra vindpark til Rød [Fil 3 Arkf2].

4.5.3 Tap utover lokalnettet (Marginaltapssatser i rød)

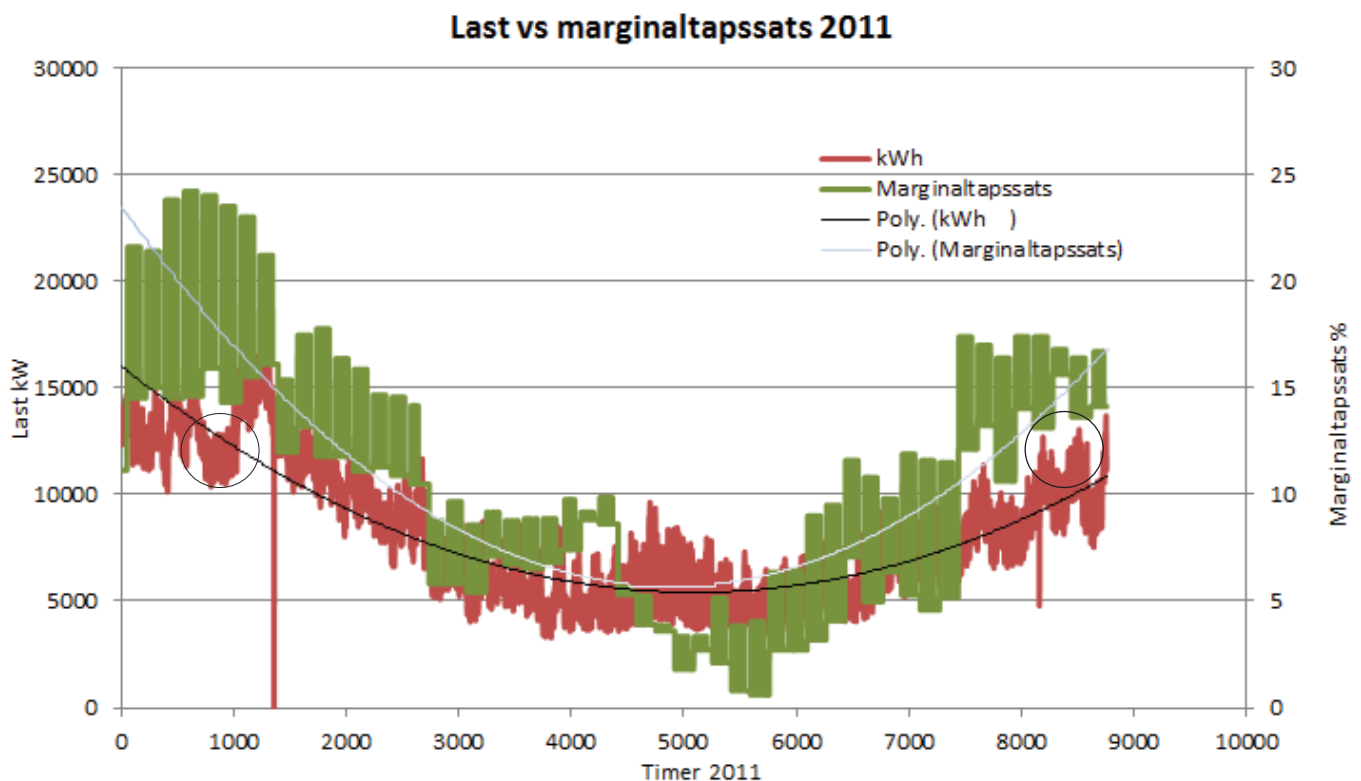
Analysen viser hva det lokale nettet tåler av økt fornybar kraft produksjon. I denne analysen skal virkningen mot regionalnettet analyseres. Det vil si i punktet Rød sekundærstasjon.

Tabell 5 viser samlet marginale tap i kroner og lasten for årene 2009, 2010 og 2011.

Tabell 5. Marginale tapskostnader og last på Hvaler [Fil 6].

År	Kostnader kr	MWh
2011	3847301	71939
2010	4938681	83404
2009	2441728	71929

Figur 7 under viser marginaltapssatsene sammen med forbruket i 2011 (8760 timer). Det ser ut til å være stor samvariasjon mellom last på Hvaler og marginaltapssatsene mot Hafslund Energi Nett. Dette er for så vidt ikke uventet, men likevel ingen selvfølge. Resultatet kan tyde på at største parten av marginaltapssatsen forårsakes i Hafslunds ledning mellom Rød og Kråkerøy. Generelt vil nok marginaltapssatsene korrelere med forbruk, men marginaltapssatsene på Hvaler er mye høyere enn satsene nærmere Fredrikstad sentrum (altså på den andre siden av linjen som går ut til Hvaler) [Fil 4]. Antagelsen er derfor at størsteparten av tapene skjer i ledningen fra Rød. Dette bekrefter også Thøgersen i Hafslund Energi Nett [18]. Ny oppgradert ledning fra Kråkerøy og inn til Rød er under planlegging og det vil bli søkt konsesjon om å få bygge ledningen. Planen er en Feal 240 kvadrat 50 kV som også skal dimensjoneres for 132 kV.(Søknad er nå offentlig hos NVE).



Figur 7. Last vs. marginaltapssatser i regionalnettet i 2011 ved Rød sekundærstasjon [Fil 7].

Marginaltapsprosenten når en topp på 24 % i månedsskiftet januar/februar 2011. Mot slutten av året hvor forbruket er tilsvarende er marginaltapsprosenten bare 14-16 %. Differansen her virker for stor til at det bare kan skyldes marginale tap andre steder i energisystemet.

Imidlertid beregner Hafslund Nett marginaltapssatsene 8 uker frem i tid. I modellen estimeres lasten på Kråkerøy, Oredalen, Brogata og Hvaler. Lasten beregnes konstant og er et gjennomsnitt av belastning i time 9 om morgenen og time 3 om natten. I tillegg legges det inn prognoser for temperatur. Hafslunds produksjonsanlegg som forsyner området er Sarp Kraftverk og Vamma Kraftverk. Produksjonen i begge kraftverkene estimeres etter prognoser på vannføringen i Glomma [18]. En slik type prognostisering kan gi store avvik for eksempel ved temperatursvingninger. Dette kan være med å forklare den store differansen på marginaltapssatsene i månedsskiftet januar/februar 2011 mot desember samme år (se sirkler i figur 7).

4.5.4 Betydning marginaltapssatser

Hvilken rolle spiller marginaltapssatsene i forhold til utbygging av fornybar kraftproduksjon?

I tilfelle Hvaler-systemet ville lokal kraftproduksjon være et positivt bidrag for å redusere kostnader i forhold til marginale tap. Med en lokal produksjon tilsvarende forbruket de siste 3 årene vil besparelsene ha vært ca. 11,2 millioner kroner (se tabell 5). Dette er tapet

Fredrikstad Energi Nett har blitt fakturert Hafslund Nett for. Teoretisk sett vil en kunne si at en potensiell kraftprodusent kunne fått godtgjort den delen produsenten klarer å erstatte lokalt.

Fra 4.5.1 i tabell 2 var resultatet av analysen at tapene lokalt i distribusjonssystemet var lave. Eksempelvis kunne det blitt produsert inntil 9 MW med godt under 2 % i tap. I regionalledningen fra Rød og inn mot Kråkerøy er gjennomsnittlig marginaltapssats 10 % siste 3 år [Fil 1-3].

Men siden Hafslund Nett ønsker å bygge ny ledning må deres vurdering være at det er mere samfunnsmessig lønnsomt å investere i ny ledning fremfor å få kompensasjon for nett-tap. Det er slik incentiv for utbygging er ment å fungere.

Ut i fra en slik vurdering kan det bli vanskelig for en vindkraftprodusent på Hvaler å få godtgjort marginale tap i den størrelse de er i dag. Ny ledning er sannsynligvis ferdig før en vindpark er realisert, men kompensasjon for den delen som ikke forårsakes i Hafslunds sin ledning bør kunne kompenseres. Dette vil være omtrent som marginaltapssatsene som er på Kråkerøy [Fil 4].

Annen utbygging i området:

Det finnes planer for vindkraftutbygging i Ørje og Aremark [13] og vannkraftproduksjonen i Glomma og Sarpsfossen kan variere. Dette vil også innvirke på strømflyten, samt endre marginaltapssatsene. En større analyse hvor data fra flere regioner i Østfold samles kan gi bedre estimer på tapssatser i fremtiden. Dette ligger utenfor denne oppgavens undersøkelser.

Dersom en vindpark på Hvaler skal bygges bør det ses i sammenheng med ny forbindelsesledning mellom Rød og Kråkerøy. Man kan tenke seg en dimensjonering på vindparken som er passe stor for å forsyne lokalt og ikke for stor slik at belastningen øker i dagens ledning fra Rød og inn mot Kråkerøy. Dette kan være samfunnsmessig økonomisk ved at man kan utsette/slippe ny ledning mellom Rød og Kråkerøy.

4.5.5 Analyse ved full utbygging 36 MW

Analyseresultatet for tålegrense for utbygging i forhold til dagens nett, viser at 36 MW ikke lar seg gjennomføre. Hva skal til av utvidelse av nettet for at det skal tåle en lokal kraftproduksjon opp mot 36 MW installert effekt? En rekke ulike løsninger er mulige her.

Men i de to alternative løsningene som er valgt ligger følgende betraktninger og forutsetninger til grunn:

- Lokalnettet driftes radielt, men er bygd opp som et masket nett.
- Radial Nord har en flaskehals i sjøkabelen som belastes med 66 % i tunglast uten produksjon og maksbelastning på ca. 90 % når ved en produksjon på ca. 6 MW i lettlast.
- Radial Syd når termisk belastning på 90 % ved 9 MW produksjon tilknyttet radial Syd.

Innmating av 36 MW produksjon samtidig som Hvaler-systemet driftes, virker krevende ut i fra N-1 kriteriet [19]. Hvis den ene radialen hadde blitt forsterket, ville utfall og revisjon på denne linjen stoppet hele produksjonen, da den andre radialen ikke ville hatt kapasitet til å ta imot produksjon. En annen betraktning er at 36 MW er en så stor produksjon som bør opp på et annet spenningsnivå enn det som er i distribusjonsnettet.

4.5.5.1 Ny produksjonslinje

Ut i fra analysen i avsnittet over kan en egen produksjonslinje være hensiktsmessig for å håndtere en større vindkraftproduksjon. I eksempelet videre er spenningsnivået satt til 50 kV. En av fordelene med et slikt spenningsnivå er at produksjonslinjen da kan kobles rett på 50 kV-skinne til Hafslund Nett på Rød uten transformering. Vurderingen videre er at det må opprettes en felles nettstasjon i vindparken og en transformering der blir nødvendig uansett. Videre vil en 50 kV linje kreve lavere tverrsnitt på ledningen, enn en ledning med lavere spenningsnivå. Det betyr lavere vekt og tremaster kan benyttes istedenfor stålmaster med dyrere fundamentering. På Rød vil det være gunstig å gå utenom trafo, men man får en ekstra kostnad i forhold til ny effektbryter i stasjonen. Sjøkabelen blir også rimeligere. Det kan benyttes tverrsnitt på 400 kvadrat i stedet for 2 x 630 kvadrat.

Tabell 6 og 7 viser de stipulerte kostnader for Alternativ 1 og 2 ved utbygging av ny produksjonslinje fra tenkt vindpark til Rød sekundærstasjon.

Tabell 6. Alternativ 1- ny produksjonslinje.

	Materiell kkr	El. montasje kkr	Anleggsarbeid kkr	Andre kkr	TOTALT kkr	Referanse
Luftledning 6,2 km	2684,6	235,6	4178,8	725,4	7514,4	Planboken [10]
Sjøkabel 1 km	2060	300	2000	300	4660 (9543)*	General Cable Nordic [11]
Transformator ved vindpark	4361	281	364	73	4572	Planboken [10]
Effektbryter ved Rød					2400	Kjølen Vindpark [20]
Ekstra vern i 50 kV ledning fra Rød i retning nord					1000	ingen
Totalt					20146,4	

*(9543) baseres på erfaringstall per km fra kostnadskatalog til Sintef. Standardavvik er 4308 og tallgrunnlaget er lite, samt at spenningsnivået er høyere 72 kv-145 kV.

Tabell 7. Alternativ 2- ny produksjonslinje.

	Materiell kkr	El. montasje kkr	Anleggsarbeid kkr	Andre kkr	TOTALT kkr	Referanse
Luftledning 3,2 km	1417,6	121,6	2156,8	374,4	3878,4	Planboken [10]
Sjøkabel 3,1 km	6460	300	2000	900	9660 (29583,3)*	General Cable Nordic [11]
Kabel 1 km					2991 **	Planboken [10]
Transformator ved vindpark	4361	281	364	73	4572	Planboken [10]
Effektbryter ved Rød					2400	Kjølen Vindpark [20]
Ekstra vern i 50 kV ledning fra Rød i retning nord					1000	ingen
Totalt					24501,4	

**Baseres på erfaringstall fra Planboken. Dette er gjennomsnitt av høyere spenningsnivå 72-145 kV og 24 kV. Store forskjeller her fra 607-5375 pr km med standardavvik på 3228.

4.6 Analyse vindressurs

4.6.1 Bakgrunn analyse av vindressurs på Hvaler

I nettanalysen på Hvaler har det vært viktig å utrede hvor mye fornybar energiproduksjon nettet kan belastes med. I starten av prosjektet var holdningen mere generell i forhold til hvilke fornybare ressurser som var tiltenkt Hvaler-systemet. Hvaler inngår i et pilotprosjekt med installasjon av smarte målere i alle boliger på Hvaler-øyene [1]. Tanker rundt produksjon av elektrisitet ved hjelp av solceller har vært tema. I alt 6800 boliger inkludert 4700 hytter har fått installert målere. Måledata fra installerte målere burde gitt god mulighet til å kartlegge forbruksmønsteret og sette dette opp mot el-produksjonen som kommer nordfra i regionalnettet og inn på lokalnettet. Imidlertid er det litt for tidlig i prosessen å nyttiggjøre seg av måledata fra alle målepunktene.

1. Selv om det er installert smarte målere er ikke måledataene tilgjengelig i NetBas ennå. Dette vil bli integrert med tiden slik at dataene kan benyttes. Men det betyr ikke at dataene som ligger inne i NetBas er mangelfulle i dag. Lasten for hver enkelt boenhet er stipulert utfra et antall brukstimer som eksempelvis kan være 4000 timer. Dette kan være godt nok, det er mange laster og samlet finnes nøyaktige mål på lasten i sekundærstasjonen på Rød. Samtidig vil fremtidige data fra smarte-målere alltid være historiske, men helt ned på detaljert forbruksnivå vil man få en bedre oversikt.
2. I forhold til en nettanalyse, ble det tidlig i prosessen klart at enkelte tema/problemstillinger har større betydning for endringer i systemet, enn det andre har. En antagelse i starten var at tung-last perioden kunne være sommerstid siden befolkningen nærmest 10 doblet seg på sommeren. Men tung-last er normalt i januar. Potensialet for utkobling av for eksempel varmtvannstanker (vedlegg 30) er da begrenset. Eksempel $1500 \times 2 \text{ kW} = 3 \text{ MW}$. Dette er interessant, men i forhold til planer om fornybarproduksjon på opptil 36 MW vil problemstillingen fort bli snudd på hodet og innkobling av økt effekt vil kanskje være mere aktuelt.

I en nettanalyse av Hvaler-systemet ble det derfor mere hensiktsmessig å se hvordan kraftproduksjon ved å utnytte vindressursene ville virke inn på nettet på Hvaler. Dette ville ha størst innvirkning på systemet og da også mest interessant for netteier å få analysert.

Ved en konsesjonssøknad i forbindelse med en vindkraftutbygging er miljømessige konsekvenser nødvendig å få belyst og ved utbygginger over 10 MW kreves en konsekvensutredning. Slike betraktninger er utelatt i denne oppgaven for at den ikke skal favne over for mye, samtidig som hovedfokuset i oppgaven er knyttet opp mot muligheter i forhold til kraftproduksjon i distribusjonsnettet.

4.6.2 Analyse metode vind og innsamling av data

Metoden for denne analysen har derfor vært å få vurdert vindressursen best mulig. I forhold til nettsystemet, har et sentralt punkt vært å finne ut når på året det blåser for å kunne sette disse dataene opp mot den lokale lasten i Hvaler-systemet.

Metrologisk Institutt (MI) [21] har gitt beregningsdata i et punkt rett syd-vest for Kirkøy. Dataene er beregnet i midtpunkt av gridruter av 10x10 km i ulike høyder. 100 meters høyde er valgt og data tilbake fra 1958 er benyttet. Midtpunktet til gridruten er 59.02 grader nord og 10.89 grader øst [Fil 8].

Med forbehold om at måledataene ikke skal benyttes til kommersielt bruk har Kjeller Vindteknikk (KV) [22] gitt mere presise vinddata. Deres beregningstall er mer nøyaktige for vindparken. Dataene er beregnet i midtpunkt av gridruter av 4x4 km i ulike høyder. Det er timesoppløsning på beregningene i motsetning til MI som har 3 times oppløsning.

Beregningsdataene er tilbake fra 2000. Vindturbinene er tenkt plassert relativt høyt i terrenget på Kirkøy og nav-høyden på turbiner i 3 MW klassen er 80 meter pluss. Enercon E82 kan leveres med nav-høyder fra 78 til 138 meter [24]. Ut i fra en totalvurdering at dette er beregningsdata fra 100 meters høyde valgt. KV sine beregninger er i fra 113 meters høyder [Fil 9].

Vedlegg 25 gir en nærmere presentasjon i forhold til metodikk for prognostisering av vindressursene.

Under resultater i kapittel 4.7.1 presenteres det grafisk hvordan lasten fordeler seg over året sammenlignet med mulig vindkraftproduksjon. I tillegg vil også marginaltapssatsene mot regionalnettet settes opp mot last og mulig potensiell vindkraftproduksjon. En slik analyse kan være nyttig i forhold til å vurdere en effektiv utnyttelse av nettet.

4.6.3 Vindressursenes økonomiske verdi

I oppgaven er det lagt vekt på å ikke bare teknisk finne ut hvordan vindressursen innvirker på nettsystemet. Styringsparameterne er gitt ved økonomiske incentiver slik at det skal lønne seg å drifte ledningsnettet mest mulig effektivt. I oppgaven er det også lagt vekt på vindressursens økonomiske verdi. En estimering av verdien på vindressursen vil kunne gi en bedre oversikt over totalbildet og også den samfunnsøkonomiske nytten av en eventuell utbygging.

Oppsummert ønskes det i analysen å finne ut hvor mye det blåser, når det blåser og verdien på vindressursen.

4.6.4 Vindressurs analyse

Som beskrevet innledningsvis under dette kapitlet er det innhentet vindmålinger fra MI og KV, hvor sistnevntes databeregninger er timesbasert.

I beregningene er det ikke hensyntatt topografiske endringer i forhold til at vinden kommer over fastlandet. Noe bremseeffekt kan det være, men etter å ha befart Kirkøy ser man at overgangen fra sjø til land er jevn. Landskapet stiger forsiktig fra sjøen uten bratte åskammer eller lignende. Dette er gunstig i forhold til å unngå turbulens. De høyeste partiene på Hvaler ligger på ca. 70 meter. Vindturbinene antas plassert i høyder fra 40 meter til 60 meter over havet. Med navhøyder på 80 meter pluss vil største delen av vindfanget ligge over 100 meter. Det tas forbehold om at reelle vindforhold der vindturbinene er tenkt plassert kan avvike fra beregninger gjort i denne analysen. I tillegg til turbulens forårsaket av topografi, kan vindturbiner bli plassert slik at de kan påvirke hverandre. En slik parkeffekt vil eksempelvis være av mindre betydning hvis færre turbiner bygges ut. Imidlertid bør det store bildet i forhold til vindressursene være godt kartlagt i forhold til denne analysen.

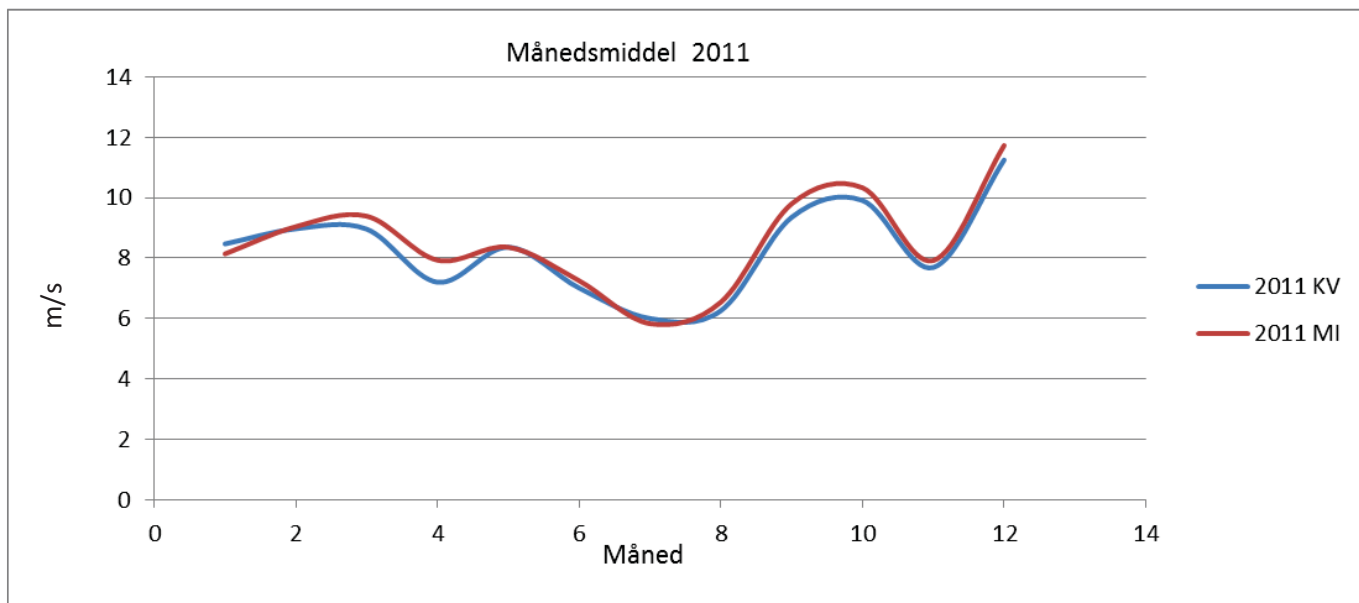
Innledningsvis ble det referert til en målemast som er satt opp der vindparken er tenkt. Data fra denne er ikke benyttet av 2 årsaker. Det er bare gjort målinger fra desember. I tillegg er måledataene å anse som bedriftshemmeligheter og det er derfor ikke argumentert ytterligere for å få tilgang til disse. Generelt er vindmålinger i minimum ett år på lokasjonen viktig, slik at enda mere lokale effekter kartlegges og et mere nøyaktig estimat av vindressursen kan gjøres.

For nærmere beskrivelse av usikkerhet og betraktninger i forhold til topografiske forhold, se vedlegg 25. Figuren i vedlegg 32 viser i hvilken retning det blåser mest fra på Hvaler.

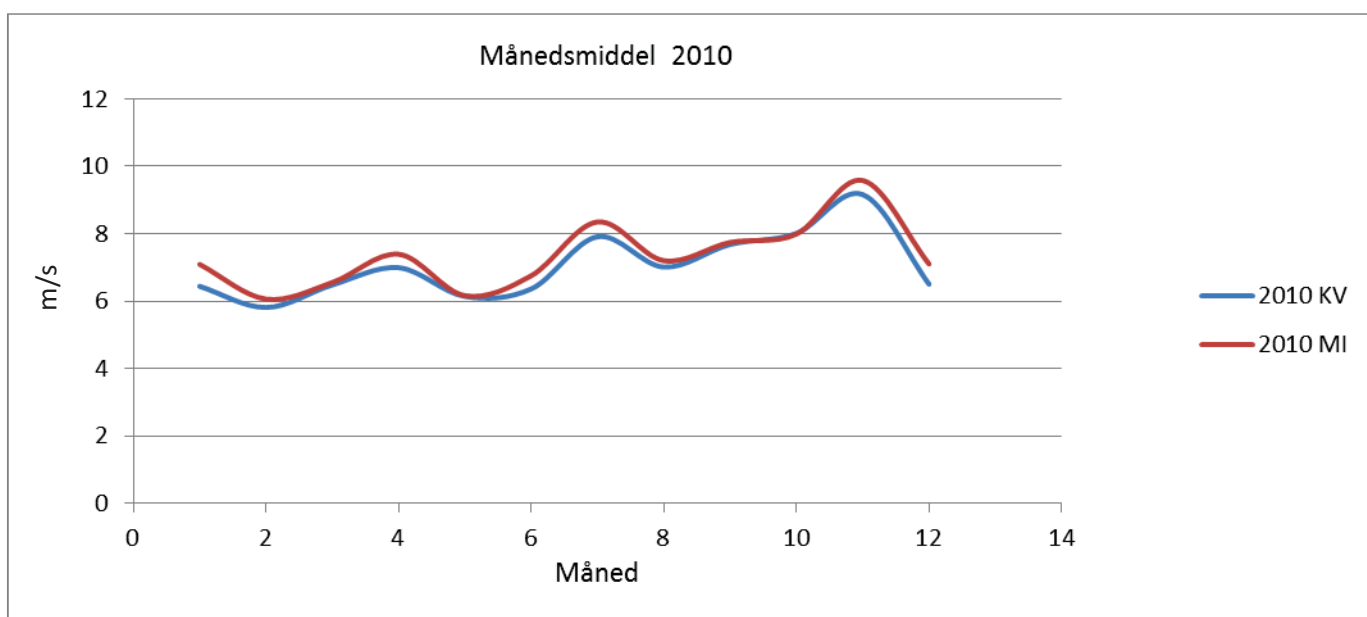
Tabell 8. Årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier i m/s fra 2000 til 2011 fra Kjeller Vindteknikk og Metrologisk Institutt [Fil 10].

MI tall:													
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	Mnd.middelv
jan	8,14	7,09	9,13	12,06	11,35	8,49	12,09	8,61	10,28	9,57	6,99	11	9,57
feb	9,04	6,06	5,52	10,45	7,77	6,78	9,7	8	6,59	11,11	8,71	10,38	8,34
mar	9,39	6,55	7,54	8,86	8,55	6,31	6,15	7,73	7,43	9,75	6,36	8,33	7,75
apr	7,93	7,39	6,18	6,6	7,78	7,81	7,83	6,98	7,24	6,62	7,24	6,54	7,18
mai	8,36	6,16	8,03	4,6	8,35	6,92	7,77	7,61	8,64	7,2	6,67	7,47	7,32
jun	7,25	6,75	6,11	8,01	5,97	7,72	7,35	6,91	6,79	7,75	7,29	8,61	7,21
jul	5,83	8,35	7,38	6,49	7,05	6,85	5,59	6,55	6,24	6,84	7	5,8	6,66
aug	6,54	7,2	7,92	6,78	7,68	5,37	7,15	6,91	7,29	5,19	7,53	6,77	6,86
sep	9,8	7,74	9,6	7,02	9,98	7,47	9,54	9,03	8,72	6,26	6,88	7,23	8,27
okt	10,33	7,99	7,46	10,75	7,87	6,98	8,39	8,81	6,94	8,48	9,6	8,94	8,55
nov	7,92	9,58	10,23	9,78	8,89	11,24	10,35	8,93	7,29	7,59	10,08	9,38	9,27
des	11,73	7,1	7,35	7,5	8,25	11,77	9,31	10,71	10,54	7,08	7,33	8,84	8,96
Årsmiddelv.	8,52	7,33	7,70	8,24	8,29	7,81	8,44	8,07	7,83	7,79	7,64	8,27	7,99
Kjellertall:													
	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	Mnd.middelv
jan	8,47	6,44	9,19	11,72	10,93	7,99	11,49	8,18	9,91	10	7,23	10,8	9,36
feb	8,97	5,81	5,16	10,33	7,62	6,83	9,03	8	6,36	11,18	8,84	10,64	8,23
mar	8,96	6,48	7,28	8,58	8,43	5,99	5,95	7,31	7,39	9,86	6,62	8,59	7,62
apr	7,2	6,99	6,02	6,37	7,39	7,23	7,35	6,49	7,1	6,4	7,36	6,01	6,83
mai	8,36	6,14	7,62	4,35	8,24	6,73	7,02	7,69	7,75	6,75	6,82	6,96	7,04
jun	7,01	6,36	6,19	7,34	5,53	6,78	6,83	6,41	6,77	7,3	6,98	8,56	6,84
jul	6	7,91	7,14	6,07	7,01	6,04	5,4	6,2	6,1	6,85	6,69	5,72	6,43
aug	6,26	7,01	7,97	6,54	7,51	5,37	6,67	6,49	7,1	4,79	7,32	6,54	6,63
sep	9,35	7,68	9,1	6,58	9,43	7,02	8,78	8,65	8,4	6,68	6,87	7,9	8,04
okt	9,91	8,01	6,97	10,29	7,33	6,69	7,9	8,4	6,78	8,88	9,91	9,51	8,38
nov	7,69	9,16	10,29	9,2	8,46	10,81	9,87	8,43	6,82	7,33	10,64	10,62	9,11
des	11,25	6,5	7,16	7,09	7,95	11,28	8,84	9,91	10,46	6,77	7,75	9,26	8,69
Årsmiddelv.	8,29	7,04	7,51	7,87	7,99	7,40	7,93	7,68	7,58	7,73	7,75	8,43	7,77
Diff. MI-Kj	2,77 %	3,94 %	2,55 %	4,49 %	3,68 %	5,28 %	6,02 %	4,77 %	3,25 %	0,70 %	-1,47 %	-1,83 %	2,86 %

Tabell 8 over viser måned-middelverdier for de siste 12 årene for både Metrologisk Institutt (MI) og Kjeller Vindteknikk (KV). KV har gjennomgående lavere verdier de 10 siste årene, men høyere i 2001 og 2000. Gjennomsnittlig ligger Kjeller 2,86 % lavere enn MI de siste 12 årene. Se eventuelt beregninger gjort i Excel [Fil 10].



Figur 8. Månedsmiddelverdier i m/s for KV (blå) og MI(rød). År 2011 [Fil 10].



Figur 9. Månedsmiddelverdier i m/s for KV (blå) og MI(rød). År 2010[Fil 10].

Figur 8 og 9 viser sammenhengen måned for måned mellom beregningene til KV og MI. Beregningene viser også stor samvariasjon. MI har litt høyere verdier gjennomgående for hver måned, med noen få unntak. (Vedlegg 26 viser ytterligere år med tilsvarende observasjoner).

Dette er to viktige observasjoner.

1. Samvariasjon over 12 år måned for måned tyder på at dataene er gode og at beregningene bør inneholde få feil.
2. KV sine tall skal være mere nøyaktige, men samvariasjonen mellom de to målingene gjør også at vi kan nyttiggjøre oss av dataene til MI tilbake til 1958.

I forhold til valg av analysemetode er det mange muligheter. Imidlertid er målet å bruke mest mulig realistiske tall for å analysere hvordan vindkraftressursen innvirker på systemet.

Når det gjelder data tilbake til 1958 er disse interessante i forhold til trender. Mest interessant vil det være for utbygger i forhold til økonomisk risiko. For netteier vil installert effekt være viktigst, men det er også interessant å se trender. Blåser det mest i tunglastperiodene? Er det stabilt med vind i disse periodene? Selv om vindkraft er uregulert, kan det være interessant for netteier å vite noe om vindstabiliteten i eksempelvis tunglastperioder.

Tabellene 9, 10 og 11 er utdrag av beregninger gjort tilbake til 1958. Talldata hentet fra MI.

Tabell 9: 10 - års serier med årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier fra 1958. MI [Fil 10].

	Måned middel 2011-2002	Måned middel 2001-1992	Måned middel 1991-1982	Måned middel 1981-1972	Måned middel 1971-1962	Måned middel 1961-1958	Måned middel 2011-1958
jan	9,68	9,30	9,69	8,74	8,28	8,23	9,07
feb	8,10	9,68	8,45	7,30	7,82	8,01	8,25
mar	7,83	8,79	8,44	7,74	8,03	7,46	8,11
apr	7,24	7,52	7,55	7,25	7,46	7,19	7,39
mai	7,36	7,01	7,44	6,97	7,03	6,93	7,15
jun	7,06	7,43	6,80	7,42	7,33	7,46	7,23
jul	6,72	7,14	7,36	6,76	7,39	6,72	7,05
aug	6,80	6,92	7,37	6,77	6,54	6,62	6,86
sep	8,52	7,26	8,22	8,62	7,74	6,39	7,95
okt	8,40	8,69	9,00	8,00	8,51	8,06	8,49
nov	9,18	8,55	8,91	9,61	8,57	8,07	8,90
des	9,13	8,84	9,28	9,84	8,56	8,90	9,11
Årsmiddelv.	8,00	8,09	8,21	7,92	7,77	7,50	7,96

Tabell 10: 5 - års serier med årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier fra 1958. MI [Fil 10].

	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel	Måned middel
	2011-2007	2006-2002	2001-1997	1996-1992	1991-1987	1986-1982	1981-1977	1976-1972	1971-1967	1966-1962	1961-1958	2011-1958
jan	9,55	9,81	8,72	9,89	10,04	9,34	8,32	9,15	8,01	8,55	8,23	9,07
feb	7,77	8,44	10,53	8,82	10,19	6,71	7,25	7,35	8,02	7,63	8,01	8,25
mar	8,18	7,47	8,44	9,14	8,46	8,42	8,27	7,21	9,08	6,99	7,46	8,11
apr	7,18	7,30	7,41	7,63	7,88	7,21	7,03	7,47	7,69	7,22	7,19	7,39
mai	7,10	7,63	7,09	6,94	7,32	7,57	6,87	7,07	7,09	6,96	6,93	7,15
jun	6,82	7,30	7,30	7,56	6,68	6,91	7,23	7,61	7,26	7,41	7,46	7,23
jul	7,02	6,41	6,45	7,82	7,32	7,41	6,44	7,09	7,77	7,00	6,72	7,05
aug	7,22	6,38	6,75	7,09	7,13	7,62	6,67	6,87	6,03	7,05	6,62	6,86
sep	8,83	8,20	7,24	7,27	8,10	8,33	8,70	8,53	7,47	8,02	6,39	7,95
okt	8,88	7,92	8,84	8,54	8,26	9,74	8,26	7,73	9,66	7,37	8,06	8,49
nov	9,28	9,08	8,68	8,42	7,95	9,86	10,19	9,03	9,14	7,99	8,07	8,90
des	8,39	9,88	8,86	8,81	8,92	9,63	9,03	10,65	8,63	8,49	8,90	9,11
Årsmiddelv.	8,02	7,99	8,03	8,16	8,19	8,23	7,86	7,98	7,99	7,56	7,50	7,96

Tabell 11: Høyeste årsmiddelverdi-år 1990 og laveste årsmiddelverdi-år 1963 med (m/s). MI [Fil 10].

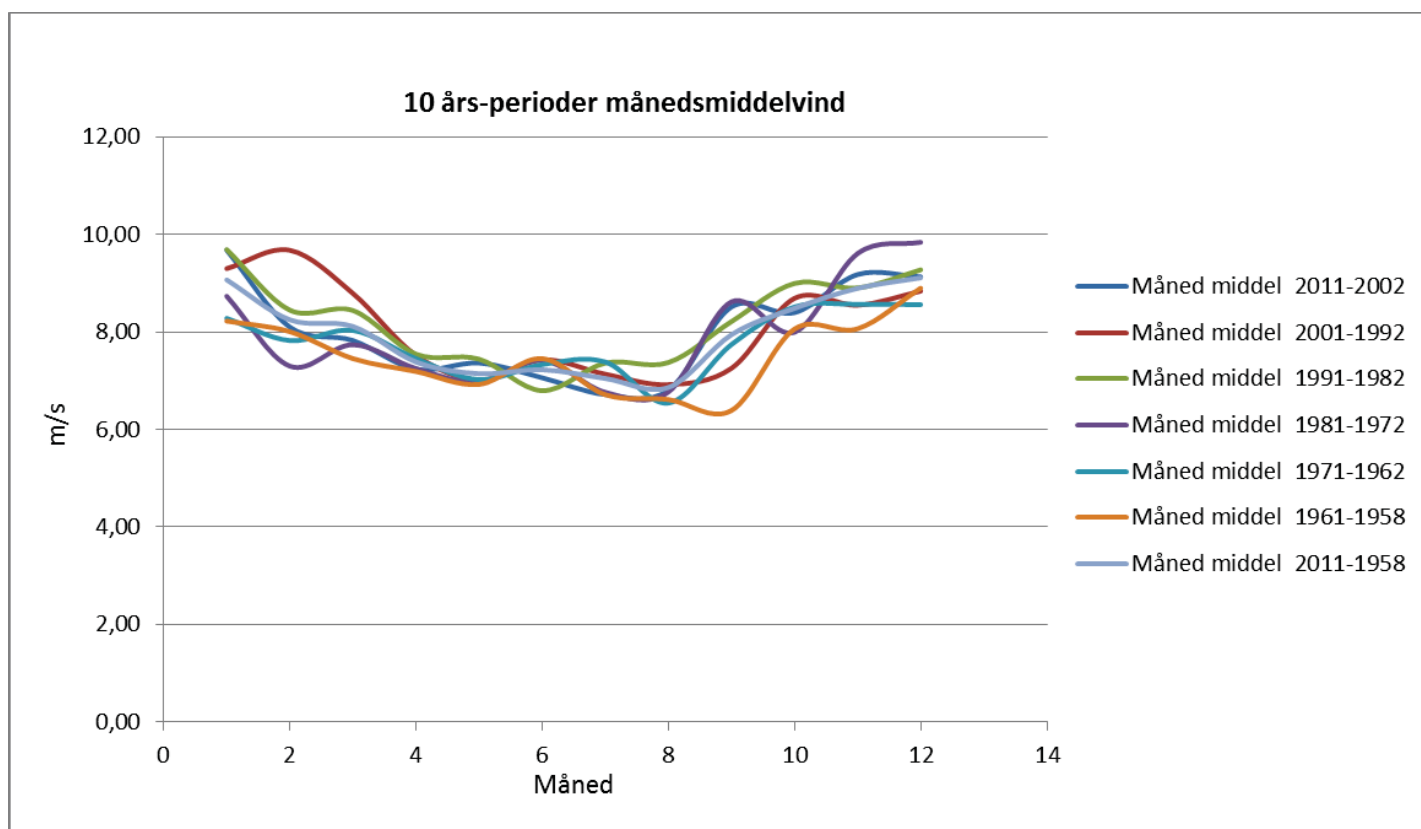
	Månedsmiddelvind Høyest 1990	Månedsmiddelvind Lavest 1963
jan	11,68	7,24
feb	12,71	5,73
mar	13,43	6,92
apr	8,48	6,68
mai	6,63	7,59
jun	6,31	6,11
jul	8,05	7,88
aug	7,69	5,78
sep	8,1	8,56
okt	8,8	7,55
nov	6,48	7,52
des	9,96	8,33
Årsmiddelv.	9,03	7,1575

Med forbehold om korrekte vinddata kan det se ut som at årsmiddelvind har blitt høyere etter 1980. Både 10-års seriene og 5-års seriene har litt høyere verdier og ligger stor sett over 8 m/s etter 1980. Før 1980 ligger alle 10-års seriene og 5-års seriene lavere enn 8 m/s. Det kan

derfor tenkes å knytte usikkerhet i forhold til målinger basert på 10-20 år vind-data, hvis det er riktige observasjoner at vindressursene var noe lavere før 1980. I denne oppgaven er det ikke justert noe på KV sine data på bakgrunn av denne observasjonen.

Tabell 11 med best observerte vind-år mot dårligste vind-år sier mye om variasjonen utbygger kan vente seg i forhold til inntekter. En tenkt vindpark ville i de 3 første månedene i 1990 dekket mesteparten av forbruket på Hvaler, mens i 1963 ville vindkraftproduksjonen vært av mindre betydning. For netteier ville forskjellen betydd mye for driften av nettet i denne tunglast perioden.

Sammenstillingen i figur 10 under av 10-års perioder viser at det er større variasjoner på vinter og høst mellom ulike 10-års perioder. Sommermånedene har mindre variasjon. Observasjonen viser noe av det samme som i avsnittet over.



Figur 10. 10-års perioder over 5 ti-år med månedsmiddelverdier i m/s [Fil 10].

I en utvidet vind-analyse ville det være naturlig å vurdere dette grundigere og samtidig trekke inn generelle forhold og om disse er i endring.

4.6.5 Energi og effekt i vinden

I forhold til å knytte den lokale vindressursen opp mot en potensiell vindkraftproduksjon, kan det være nyttig å se nærmere på mulig effektuttak ved ulike vindhastigheter.

Energiinnholdet i vinden uttrykt ved effekt er gitt ved:

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

$$P = \text{effekt vind}(w)$$

$$\rho = \text{luftens tetthet (kg/m}^3\text{)}$$

$$A = \text{areal (m}^2\text{)}$$

$$V = \text{vindhastighet (m/s)}$$

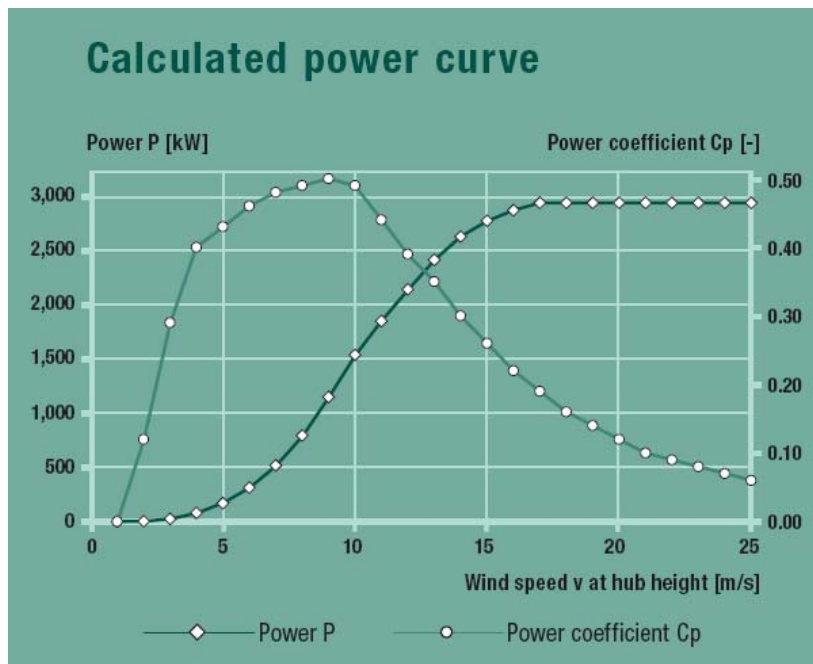
$$C_p = \text{virkningsgrad for en vindturbin.}$$

Maksimal teoretisk utnyttbar effekt av vinden for en vindturbin = 0,593 (Betz's lov).

Det skjer når energi-innholdet i vinden uttrykt ved vindhastigheten er bremsset ned med 2/3-deler. For eksempel fra $V_1=15$ m/s til $V_2=5$ m/s $\Rightarrow V_1/V_2=3$.

C_p for en typisk vindturbin er i dag ca. 0,5. Dette er for øvrig ikke konstant under ulike vindhastigheter, men en maksimalverdi. Enercon E82 har maksimal virkningsgrad ved vindhastighet på 10 m/s. Ved vindhastighet på 15 m/s er $C_p = 0,26$ og ved vindhastighet på 5 m/s er $C_p = 0,43$.

Effekten er avhengig av vindhastigheten i 3. potens. Altså øker produksjonen med 3. potens. Med eksempelet med Enercon E 82 skjer dette opptil vindhastigheter med 10 m/s. Ved høyere hastigheter reduseres C_p -verdien og effekt-økningen blir mindre. Ved vindhastigheter over 21 m/s er $C_p < 0,1$, mens produksjonen likevel er 3 MW.



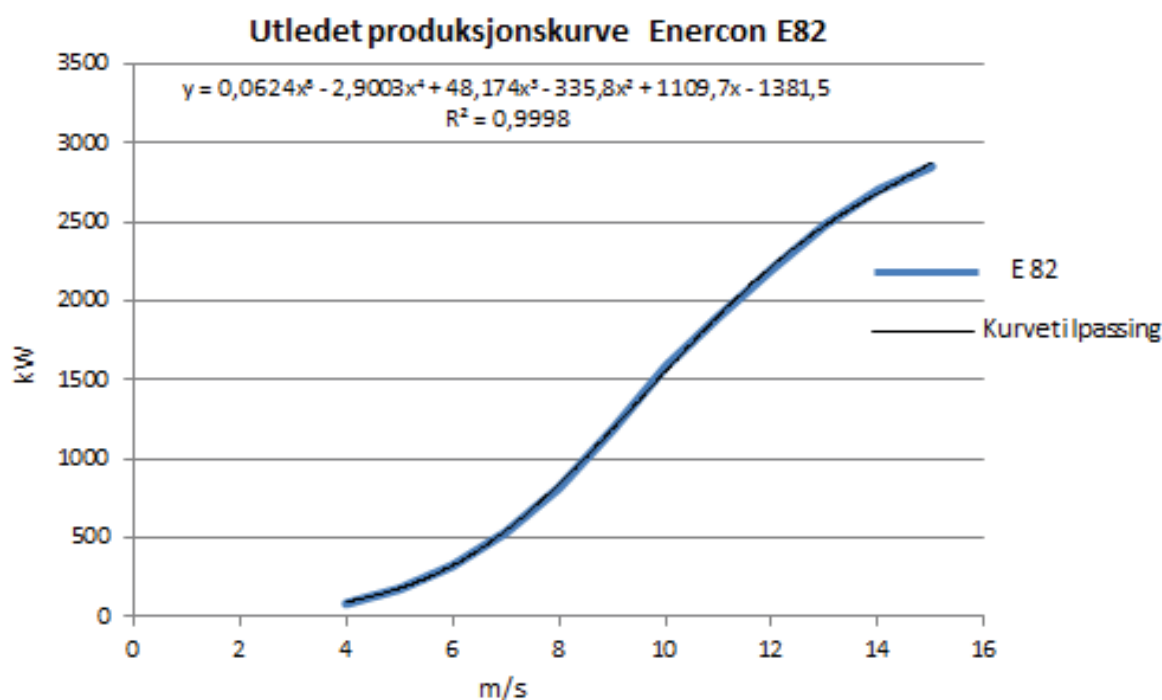
Figur 11. Effektkurve Enercon E82 med kurve for virkningsgrad (C_p) [24].

4.6.5.1 Beregning av vindkraftproduksjon

Bruk av middelværdier i forhold til å beregne vindressursen kan bli unøyaktig siden det ikke er et lineært forhold mellom vindhastighet og effekt. Ved å beregne effekten ved alle vindhastigheter vil estimerer for vindkraftproduksjonen kunne bli mere nøyaktig. Det er tidkrevende å regne ut så store antall med verdier. I beregningen av vind-produksjonen har undertegnende derfor beregnet og implementert en produksjonslikning. Det er verdt å bemerke at E82 er et eksempel på turbin som kan benyttes. Dette er en klasse 2 turbin og etter IEC-61400-1 anbefaling den klassen som skal benyttes ved middelvind mellom 7,5 og 8,5 m/s [23]. Ved lavere middelvind enn 7,5 m/s kan klasse 3 turbiner benyttes. I oppgaven er det ikke gjort beregninger på hva en klasse 3 turbin kunne ha produsert, men den ville produsert til dels mye mere ved lave vindhastigheter. Ved 8 m/s ville Enercon klasse 3 produsert 50 % mere enn klasse 2 modellen [24]. Dette skyldes ikke bedre virkningsgrad, men at arealet på vindfanget er 50 % større. Hvorvidt middelvind-verdiene på Hvaler ligger i skjæringspunktet i forhold til hvilken klasse som kan benyttes er ikke undersøkt, men bør tas i betraktning og kan ha stor betydning for produksjonen.

4.6.5.2 Utledning av produksjonslikning for Enercon E82

Kurven i figur 12 viser utledet produksjonslikning $y = 0,0624x^5 - 2,9003x^4 + 48,174x^3 - 335,8x^2 + 1109,7x - 1381,5$ og uttrykkes ved en 5 ordens likning der parameterne i likningen er utledet ved metoder for kurvetilpassing [Fil 11]. Likning representerer godt vindkraftproduksjonen fra E82 (sort heltrukket linje i effektkurven). Dette er også testet ut ved ulike vindhastigheter og avvikene er relativt små. Kommentar og avvik er nærmere beskrevet i Fil 11.



Figur 12: Utledet produksjonslikning av effektkurven for Enercon E82[Fil 11].

Likningen er begrenset til intervallet 3 m/s til 15,75 m/s. Verdier under 3 m/s gir ingen produksjon og verdier over 15,75 m/s gir maksimal produksjon (3,020 MW).

Vindhastigheter over 25 m/s forekommer sjelden på Hvaler og hastigheter opp mot 30 m/s er unntaket [Fil 15]. Det er derfor ikke behov i forhold til å beregne vindverdien av cut-out på grunn av for høye vindhastigheter.

E82 er også utstyrt med en såkalt «storm control» funksjon. Det betyr at ved høye vindhastigheter (25 m/s) vil bladene vris noen grader for å oppnå mindre vindfang og vil fortsatt kunne produsere vindkraft. Andre typer vindturbiner har også blader som kan vris, men er ofte konstruert slik at de stopper helt opp og ikke kommer i gang før vindhastigheten

har kommet ned på et lavere nivå. Imidlertid er trenden at flere produsenter etter hvert tilbyr den samme finjusterte vridnings-muligheten av bladene som Enercon.

4.7 Analyse og resultater vindressurs

Forrige avsnitt (vindressursanalyse) omhandlet mer generelle vurderinger av vindressursen på Hvaler. Usikkerhet i forhold til dataene og mulige trender i forhold til vinden. I denne analysen blir det gjort simuleringer av hvordan vindkraftproduksjonen ville ha innvirket på Hvaler-systemet.

4.7.1 Simulering av vindkraftproduksjon kombinert med forbruket på Hvaler

I tillegg til rene økonomiske betraktninger er det for netteier og også utbygger viktig å se på konsekvensene for nettet ved ulike produksjonsår.

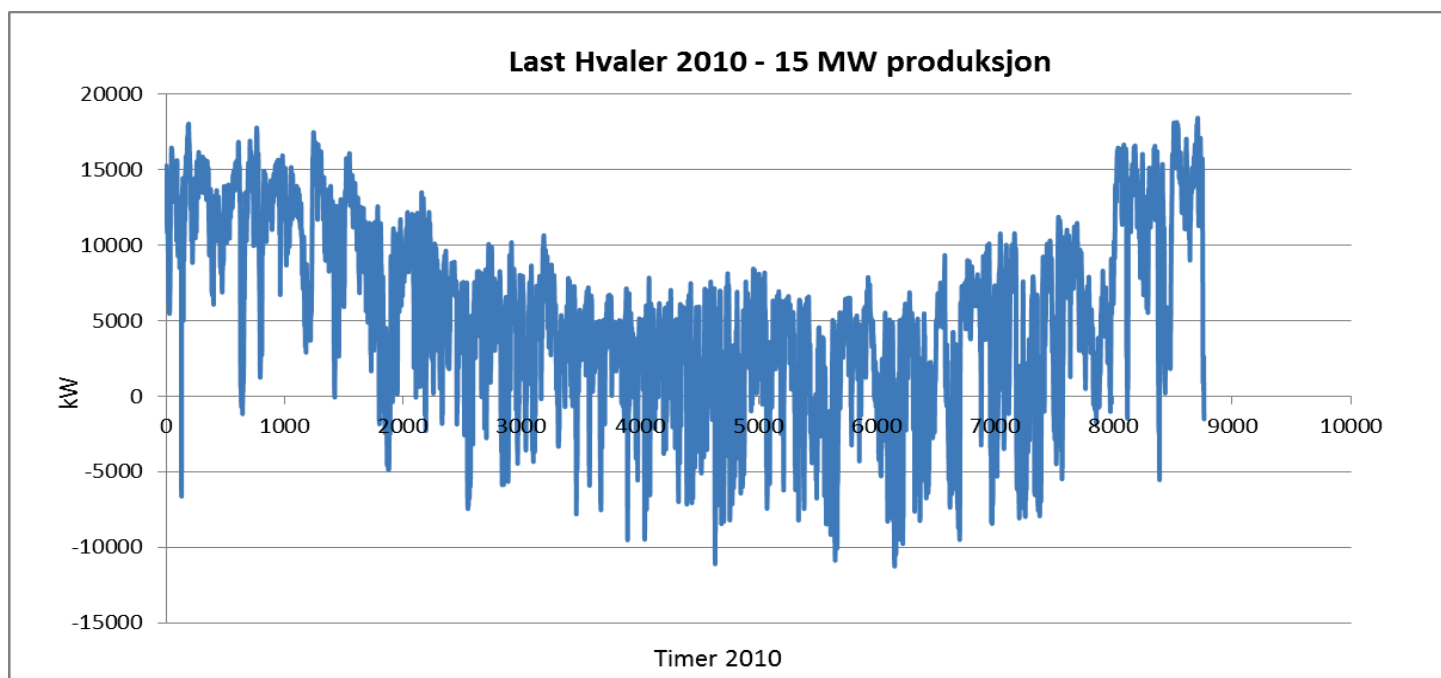
Året 2010 og 2011 er interessante år av to grunner. I forhold til datainnsamlingen er timesverdier for vindhastigheten tilgjengelig. Det samme er timesverdier på lasten i sekundærstasjonen på Rød for begge årene. Årene 2010 og 2011 representerer to år med store sprik i årsmiddelvind fra henholdsvis 7,04 m/s til 8,29 m/s. Lasten er også forskjellig med et forbruk på Hvaler på 83 404 155 kWh i 2010 og 71 939 072 kWh i 2011.

Marginale tap mot regionalnettet:

Fra datainnsamlingen er også times beregninger på marginaltapssatser i punktet Rød sekundærstasjon tilgjengelig. Oppgitte marginaltapssatser er brukt til å beregne reelle tap i regionalnettet de siste 3 år. Videre er den simulerte kraftproduksjonen matet inn i punktet Rød sekundærstasjon. Analysen viser hvor mye den simulerte kraftproduksjonen kunne ha redusert marginaltapene Fredrikstad Energi Nett har kompensert Hafslund Energi Nett med. Dette er interessante tall for både netteier og lokal kraftprodusent. Men bildet er ikke statisk og en nærmere analyse av hvordan nettutviklingen og endringer i marginale tap i foranliggende nett er nødvendig for å si noe om fremtiden. En oppdatering av linje eller ny linje mellom Rød og Kråkerøy vil også endre marginaltapssatsene mye. Kort oppsummert er det hva som skjer i de nærmeste områdene som betyr mest for marginaltapene og analysen vil fokusere på det.

Simulering 1:

Fra simuleringen som figur 13 viser er maksimalt last behov blir redusert noe. Verdiene går ned fra 19,434 MW til 18,343 MW. Figur 13 er forminsket og for nærmere analyse anbefales forstørret versjon [Fil 9 Arkf 7].



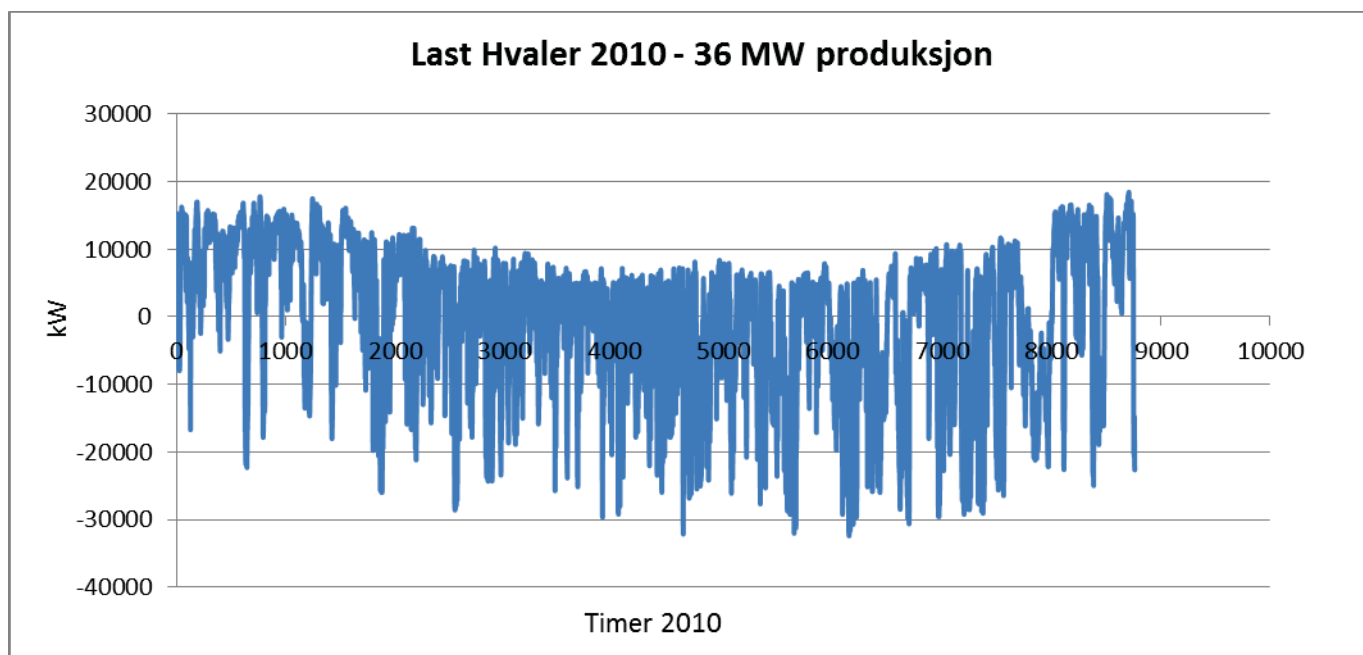
Figur 13. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (15 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2010[Fil 9 Arkf 7].

I relativt mange timer vil det være eksport av strøm fra Rød. Og maksimal eksport er 10 – 11 MW. Dette er god margin i forhold til tålegrensen for ledningen.(se eventuelt på vern i motsatt retning).

Marginaltapene i Rød ville blitt redusert med 1,534 millioner kroner i 2010 [Fil 9 Arkf 6].

Simulering 2:

Fra simuleringen som figur 14 viser blir ikke maksimalt lastbehov redusert ytterligere og verdien er 18,343 MW. Figur 14 er forminsket, se eventuelt forstørret versjon [Fil 9 Arkf 8]. Maksimal eksport vil nå være litt over 31 MW. Teoretisk tålegrense er rundt 30 MW. Hafslund oppgir maksimal grense på 25 MW.



Figur 14. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (36 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2010 [Fil 9 Arkf 8].

Settes en maksimal grense eksempelvis på 30 MW som kan eksporteres fra Rød må en produksjon tilsvarende 38.584 kWh tas ut av produksjon. Tilsvarende 0,046 % av vindkraftproduksjonen.[Fil 12]

Settes en maksimal grense eksempelvis på 25 MW som kan eksporteres fra Rød må en produksjon tilsvarende 659.575 kWh tas ut av produksjon. Tilsvarende 0,8 % av vindkraftproduksjonen.[Fil 12]

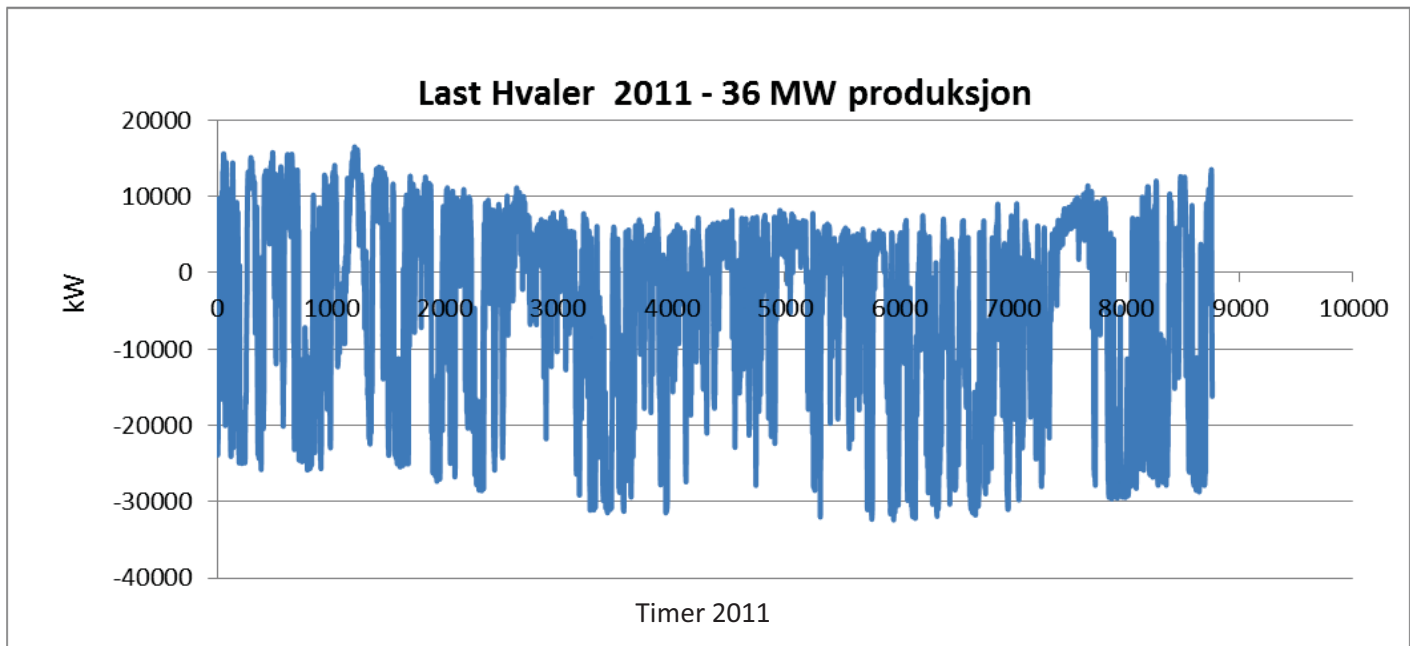
Årsproduksjon i 2010 med 36 MW installert: 83 001 744 kWh. [Fil 13]

Forbruk Hvaler 2010: 83 404 155 kWh. [Fil 2]

Simulering 3:

I 2011 er vindkraftproduksjonen langt høyere enn i 2010. Årsmiddelvind er 8,29 m/s mot 7,04 m/s i 2010.

Fra simuleringen som figur 15 viser blir maksimalt last behov redusert marginalt fra 16.489 MW til 16.338 MW. Maksimal eksport vil være litt over 31 MW. Figur 15 er forminsket, se eventuelt forstørret versjon [Fil 9 Arkf 10].



Figur 15. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon (36 MW) er fratrullet forbruket på Hvaler per time i 2011 [Fil 9 Arkf 10].

Settes en maks grense eksempelvis på 30 MW som kan eksporteres fra Rød må en produksjon tilsvarende 160.401 kWh tas ut av produksjon. Tilsvarende 0,014 % av produksjonen. [Fil 12].

Settes en maks grense eksempelvis på 25 MW som kan eksporteres fra Rød må en produksjon tilsvarende 2 560 785 kWh tas ut av produksjon. Tilsvarende 2,29 % av produksjonen. [Fil 12].

2011 kunne gitt en netto eksport på over 41 000 000 kWh mot null i 2010. Vindressursene fordelt over året i 2010 viser lite vind i tunglastperiodene på høst/vinter. Se tabell 8
Årsmiddelverdier og månedsmiddelverdier.

Selv om produksjonen øker med 37 % i 2011 får det relativt lite konsekvenser i forhold til hva som kan eksporteres ut fra Rød. Selv om 2,29 % av produksjonen må tas ut eller effektstyres til annen produksjon lokalt ved maksimal grense på 25 MW eksport, viser simuleringen at

produksjonsøkningen i størst grad skjer i intervallet med lavere eksport enn 25 MW.

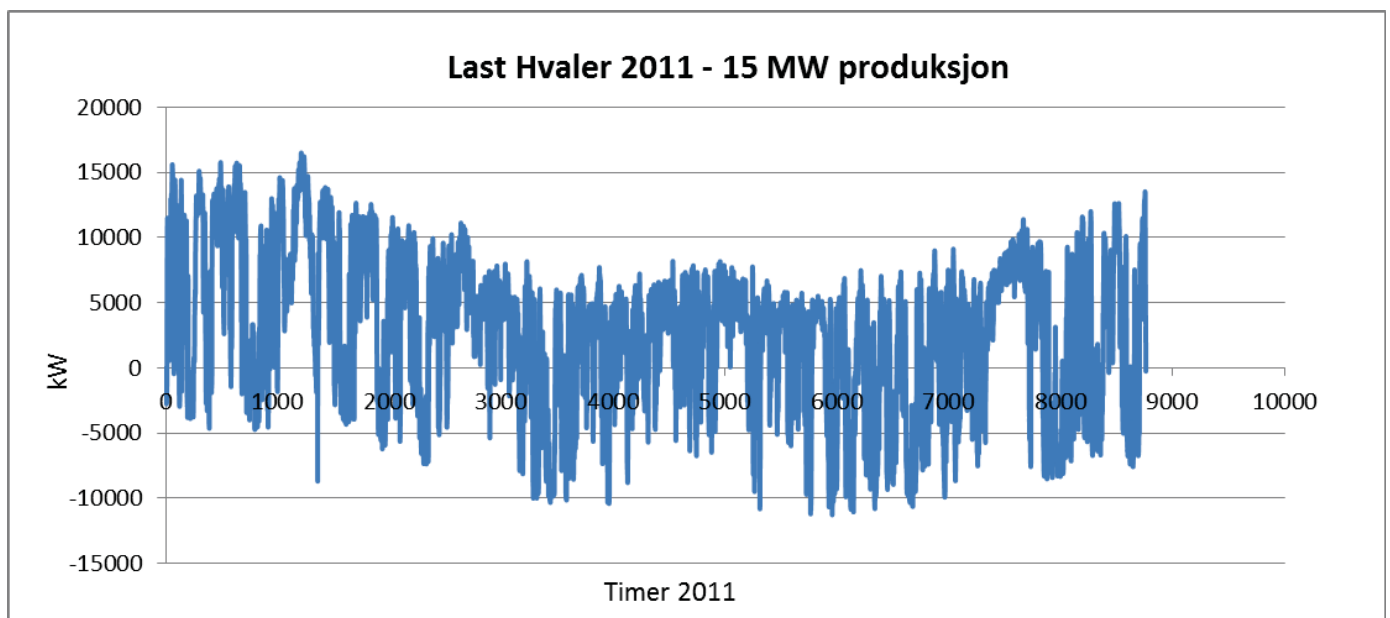
Årsproduksjon i 2011 med 36 MW installert: 113 432 890 kWh [Fil 13].

Forbruk Hvaler 2011: 71 939 072 kWh [Fil 3].

Simulering 4:

Maksimalt lastbehov per time ligger fortsatt på 16.338 MW og blir ikke høyere selv om man reduserer installert produksjonseffekt fra 36 MW til 15 MW i simuleringene for 2011. Dette er ikke uventet. Uregulert kraft er ingen garantist for bidrag til redusert effektbehov, og heller ikke i dette tilfellet.

Eksport blir betydelig høyere enn i 2010 med samme installerte effekt.



Figur 16. Samlast hvor estimert vindkraftproduksjon(15 MW) er fratrasket forbruket på Hvaler per time i 2011 [Fil 9 Arkf 11].

Linjen oppnår en bedre utnyttelse og det uttrykkes også ved at en stor del av marginaltapskostnadene forsvinner. 55 % av marginaltapskostnadene blir borte*. Marginale tap var i 2011: 3,847 millioner kroner. Med 15 MW installert vindkraftproduksjon ville tapene vært 1,719 millioner kroner. [Fil 7 Arkf 2].

*Kommentar marginaltap:

Marginaltapene beregnet tilbake gir ikke et korrekt bilde. Siden ledningen mellom Rød og Kråkerøy forårsaker det meste av tapene vil bare verdier som balanserer og nuller ut importen gi et riktig bilde. Ved eksport vil marginaltapene i ledningen øke med mengden i motsatt retning. Moderat eksport med 15 MW produksjon ville gi lite tap. Mens tapene ville være relativt høyere med 36 MW produksjon.

4.7.2 Økonomisk analyseresultater av vindkraftproduksjon på Hvaler

I forhold til å presentere resultater av verdien av en potensiell vindkraftproduksjon på Hvaler er følgende vektlagt:

Scenario 1: er liten vindkraftutbygging med 15 MW installert effekt. I forhold til analysen er dette det eksisterende distribusjonsnettets tåleevne.

Scenario 2: er stor vindkraftutbygging med 36 MW installert effekt.

Begge scenariene tilbakeføres i simuleringsmodellen med 10 år og vindverdiene som er brukt er basert på Kjeller Vindteknikk sine verdier, altså dataene med lavest verdier.

Dersom det er riktig at 36 MW krever mere investeringer i ledningsnettets blir da spørsmålet om det er mere lønnsomt å bygge mindre i dette tilfelle. Noe som også kan være tilfelle for andre utbygginger.

En del av undersøkelsen blir derfor å analysere hvorvidt det kan være rimeligere å bygge i mindre skala.

I analysen av de to scenariene tillegges scenario 2 kostnadene for en produksjonslinje fra Kirkøy til Rød. Kostnader fra Rød til Kråkerøy er ikke lagt inn, men det er ikke unaturlig å tenke seg merkostnader eller anleggsbidrag her.

I scenario 1 er det lagt inn en kostnadspost for ekstra forsterkninger i distribusjonsnettets.

Når det gjelder kostnader i forhold til størrelse på vindparken er det også vanskelig å vurdere. Men i forhold til å studere tidligere konsesjonssøknader hos NVE (vedlegg 28) er det vanskelig å observere lavere kostnader per MW installert effekt ved større utbygginger. Under befaringen på Hvaler ble det observert at den gamle ferjehavnen Korshavn lå tett opp til vindkraftprosjektet og at veinettet frem til lokasjoner for vindkraftturbinene holdt en brukbar

standard, men noen forstreknings må trolig påregnes. På den andre side kan det også være enklere å finne 5 lokasjoner med brukbar infrastruktur fremfor 12 lokasjoner. Å bygge vei til de siste lokasjonene som ligger lengst unna kan bli dyrt. Området på Kirkøy består av berg og fjell opp i dagen og vil være kostbart å sprengte/bygge i. Et annet moment er at selve vindturbinen generelt står for ca. 70 - 75 % av totale kostnader. Hver turbin er et stort prosjekt og det er vanskelig å forestille seg betydelige rabatter ved kjøp av eksempelvis 12 turbiner fremfor 5 turbiner. Hvis så skulle være tilfelle kunne et innkjøpssamarbeid mellom flere utbyggere være en mulig løsning. Det kunne tenkes at utfordringer rundt garantiordninger ville oppstå ved samarbeid, men det blir ikke drøftet videre.

Andre viktige momenter ved kjøp av turbiner vil være den internasjonale markedssituasjonen, og valutakurser. Et aktuelt eksempel i dag er at Forsvarsminister Barth Eide vurderer å fremskynde kjøp av F-35 jagerfly på grunn av historisk lav dollarkurs i forhold til norske kroner. Igjen, vindturbinen står for ca. 70 - 75 % av totale kostnader og da bør den type vurderinger være gjennomtenkt. I analysen blir det sett bort i fra forskjellige priser ved kjøp av 12 eller 5 turbiner og også investeringer i infrastruktur.

Valgt kostnad per installert MW er 12 millioner kroner. Dette er litt under gjennomsnitt av undersøkelsene av konsesjonssøknader hos NVE (se vedlegg 28), men da er laveste prosjektkostnad utelukket. Til sammenligning har Thema Consulting gjort en større undersøkelse basert på intervjuer (se vedlegg 29). Deres resultat var 11,25 millioner kroner per installert MW.

Driftskostnader. Det er ikke funnet informasjon om at driftskostnadene er lavere i større vindparker enn i mindre. I forhold til studerte konsesjonssøknader, benyttes 12 øre/kWh. Vedlegg 28.

4.7.2.1 Inntekter

I utgangspunktet vil inntektssiden være samme per kWh om man produserer fra liten eller stor utbygging. Likevel kan det være forskjeller blant annet i reguler-markedet. En vindkraftprodusent har ikke lagringsmuligheter og må selge til markedspris der og da. I forhold til å melde inn produksjon kan det tenkes at det kan bli mere kostbart å bomme på det som meldes inn hvis produksjonen er større. Dette blir ikke videre belyst og det forutsettes at begge utbyggingsscenariene oppnår spot-pris på produksjonen.

En kraftutbygging skal vise til en samfunnsmessig økonomisk lønnsomhet for å få konsesjon. Det vil derfor være av interesse å belyse inntektssiden nærmere. En annen grunn for å vurdere

inntektssiden kan være størrelsen på lønnsomheten. Selv om et lite prosjekt gir høyere prosentvis avkastning kan et større prosjekt med lavere lønnsomhet være mere interessant hvis marginene er gode nok.

I oppgaven vil det derfor bli beregnet nåverdien av de to scenariene gitt fremtidige priser på elektrisitet og elsertifikater.

Men problemstillingen over belyser også en annen side. Hvis et mindre prosjekt har høyere prosentvis avkastning, bør ikke da investor velge dette uansett og heller prøve å finne flere mindre prosjekter som samlet gir større lønnsomhet. Det blir som kjededrift hvor mange mindre enheter skaper store volumer. Men noe av svaret ligger nok i hvor store marginer det er. Typisk for bransjer med små marginer er kjededannelse. Dagligvare-bransjen er et godt eksempel på det.

Prisforventninger for elektrisitet og elsertifikater:

Dette er et område som er vanskelig å vurdere. Generelt viser analyser til en noe stigende elektrisitetspris og et betydelig påslag for elsertifikater. Dette er de store linjene, men så vil det være store avvik. Elektrisitetsprisen (Nord Pool Spot) bestemmes av en felles tilbuds og etterspørselskurve i det nordiske kraftmarkedet. Prisene er avhengig av en rekke faktorer som nedbørsmengde og hydrobalansen, spesielt i Norge, men også Sverige. Utbyggingstakt av fornybar energiproduksjon, temperatur i fyringssesongen, kjernekraft i Sverige og Finland og eventuelle produksjonsavbrudd grunnet revisjon eller reparasjoner er også viktige faktorer. Videre er overføringsnett mellom de nordiske landene, og også overføringskapasitet i sjøkabler fra de nordiske landene og spesielt fra Norge til kontinentet også viktige faktorer. En sterkere knytning mot kontinentet betyr at elektrisitetsprisene i Norge i større grad avhenger av prisene i Europa. Beregninger Point Carbon har gjort viser sammenheng mellom kvotepriser på CO₂ utslipp i EU og elpriser i Norge. En økning i kvotepris på 10 €/tonn CO₂ kan gi en økning i Norge på 5 øre/kWh. Estimer på kvotepriser fra 2013-2020 ligger mellom 17 – 40 €/tonn (vedlegg 27). Gitt en slik sammenheng kan kvoteprisen i EU alene utgjøre fra 8,5 – 20 øre/kWh av elprisen. Beskrevet situasjon er avhengig av den hydrologiske situasjonen i Norge.

Så er igjen prisene i EU knyttet opp mot store drivere som priser på kull, olje, gass og også generell aktivitet/vekst i samfunnet. Til slutt, 30. juni stemte 513 av i alt 600 stemmer i det tyske parlamentet (Bundestag) for utfasing av alle landets atomkraftverk innen 2022 [30]. Tiden vil vise om dette blir gjennomført. Endringen er stor, i 2009 var tysk

atomkraftproduksjon hele 135 TWh [31]. Den grønne industrien og tankegangen i Tyskland er interessant. Hva som skjer der har ikke bare betydning for strømprisen, men også betydning for teknologiutvikling innenfor «grønn» industri.

Alle modeller som prognostiserer fremtidig strømpris inneholder forutsetninger i forhold til hva som skjer referert til momenter tidligere i avsnittet.

Når det gjelder elsertifikater inngår dette i et felles svensk/norsk sertifikatmarked hvor hovedhensikten er å bidra til at til sammen 26,4 TWh med ny fornybar energi bygges ut innen 2020. Kort oppsummert er systemet laget slik at en produsent av fornybar energi mottar sertifikater som kan selges. Teoretisk sett skal elsertifikatprisen bli lav hvis strømprisen er høy siden flere bygger ut på grunn av høy strømpris. Og lav strømpris skal gi høy pris på sertifikatene siden færre bygger ut. I perioden mai 2010 til mai 2012 var gjennomsnittsprisen for elsertifikater i Sverige 23 øre/ kWh [32].

Tabellene 12, 13 og 14 er hentet fra mine beregninger gjort i Excel [14] som viser nåverdi og internrente ved ulike utbyggingsscenarier og forventninger til sertifikatpris.

Vindkraftproduksjonen er gjennomsnittet av siste 10 år med simulert produksjon. Drift og vedlikeholdskostnader er 12 øre/kWh. Modellen tar ikke hensyn til skatt, avgifter, avskrivninger m.m. Når det gjelder innmatingstariff (0,8 øre/kWh) er den ikke tatt med siden innmating ved Rød og også Kråkerøy vil gi positivt utslag på marginaltapene.

Variabler som ikke er endret i de tre scenariene under:

Rentekrav:	Produksjon MWh/år/MW:	Drift/vedlikehold kr/KWh	Strømpris kr/kWh:
5,000 %	2766	0,12	0,324 0,327

Tabell 12. Scenario 1 lønnsomhetsanalyse [14].

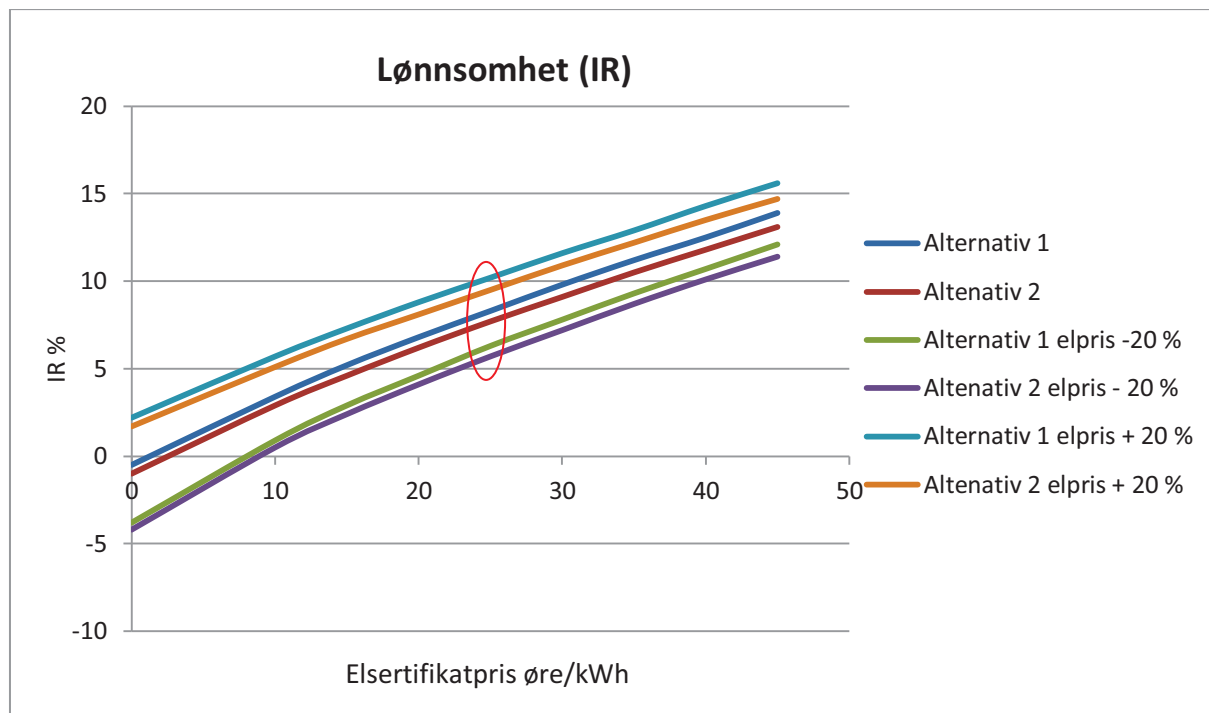
Scenario 1 Pris som snitt siste 10 år Nordpool, ingen investeringsstøtte						
	År	0	1	2	3	...20
Alt 1 15 MW	Kontantstrøm	-182000000	8588430	8588430	8588430	8588430
	Strømsalg		13567230	13567230	13567230	13567230
	15 MW inst	-180000000				
	Drift/vedlikehold		-4978800	-4978800	-4978800	-4978800
	Nettoppd.	-2000000				
	IR:					
	NV:					
Alt 2 36 MW	Kontantstrøm	-457000000	20612232	20612232	20612232	20612232
	Strømsalg		32561352	32561352	32561352	32561352
	36 MW inst	-432000000				
	Drift/vedlikehold		-11949120	-11949120	-11949120	-11949120
	Nettoppd.	-25000000				
	IR:					
	NV:					
Diff mellom Alt 1 og Alt 2	Kontantstrøm	-275000000	12023802	12023802	12023802	12023802
	IR:					
	NV:					

Tabell 13. Scenario 2 lønnsomhetsanalyse [14].

Scenario 2 Pris som siste 10 år Nordpool, investeringsstøtte 20 % Enova						
	År	0	1	2	3	...20
Alt 1 15 MW	Kontantstrøm	-145600000	8588430	8588430	8588430	8588430
	Strømsalg		13567230	13567230	13567230	13567230
Ennova 20%	0,8 15 MW inst	-180000000				
	Drift/vedlikehold		-4978800	-4978800	-4978800	-4978800
	Nettoppd.	-2000000				
	IR:					
	NV:					
Alt 2 36 MW	Kontantstrøm	-365600000	20612232	20612232	20612232	20612232
	Strømsalg		32561352	32561352	32561352	32561352
Enova 20 %	0,8 36 M inst	-432000000				
	Drift/vedlikehold		-11949120	-11949120	-11949120	-11949120
	Nettoppd.	-25000000				
	IR:					
	NV:					
Diff mellom Alt 1 og Alt 2	Kontantstrøm	-220000000	12023802	12023802	12023802	12023802
	IR:					
	NV:					

Tabell 14. Scenario 3 lønnsomhetsanalyse [14].

Scenario 3 Pris som snitt siste 10 år Nordpool + Grønne sertifikater på 30 øre/kWh						
	År	0	1	2	3	...20
Alt 1 15 MW	Kontantstrøm	-182000000	21035430	21035430	21035430	21035430
	Strømsalg		13567230	13567230	13567230	13567230
	Grønne sertifikater		12447000	12447000	12447000	12447000
	Drift/vedlikehold		-4978800	-4978800	-4978800	-4978800
	15 MW inst	-180000000				
	Nettoppd.	-2000000				
	IR:					
		9,765 %				
Alt 2 36 MW	Kontantstrøm	-457000000	50485032	50485032	50485032	50485032
	Strømsalg		32561352	32561352	32561352	32561352
	Grønne sertifikater		29872800	29872800	29872800	29872800
	36 M inst	-432000000				
	Drift/vedlikehold		-11949120	-11949120	-11949120	-11949120
	Nettoppd.	-25000000				
	IR:					
		9,118 %				
Diff mellom Alt 1 og Alt 2	Kontantstrøm	-275000000	29449602	29449602	29449602	29449602
	IR:					
		8,684 %				
	NV:					
		kr 76,331,384,10				
	NV:					
		kr 163,957,226,60				
	NV:					
		kr 87,625,842,50				



Figur 17. Lønnsomhetsmål IR som funksjon av pris på elsertifikater og elpris [Fil 14].

4.7.2.2 Analyse inntekter vindkraftproduksjon

Scenario 1. Dette scenariet er ikke særlig realistisk, men viser reelle økonomiske kostnader uten støtte. Et helt uinteressant prosjekt for en investor, men likevel illustrerer dette konkurransekraften til ny fornybar energi uten noen former for subsidiering.

Scenario 2 er slik det ville ha vært hvis tiden ble skrudd tilbake. Ikke særlig lystig lesning det heller. Internrenten er positiv, men med et beskjedent rentekrav på 5 % gir nåverdien en betydelig negativ kontantstrøm over en 20-års periode.

Scenario 3 er mere i tråd med forventninger til hva elsertifikater kan gi av inntekter. Eneste forskjell fra scenario 2 er at elsertifikater erstatter investeringsstøtte fra Enova. I dette tilfelle snur det lønnsomheten opp ned og man havner på en akseptabel internrent på over 9 %.

Figur 17 er mer nøytral i forhold til prisutvikling. Figuren viser lønnsomhet ved prisendringer. Tas det utgangspunkt i en pris på 25 øre for elsertifikater vil internrenten på prosjektet variere fra om lag 5 % (20 % nedgang på elpris) til om lag 10 % (20 % prisøkning på elektrisitet).

For i det hele tatt å gjennomføre slike utbygginger må forventningene til investor ligge rundt scenario 3 eller i øvre del av rødt omrisset område i figur 17. Konsulentrapporter innenfor energibransjen opererer med prisforventninger på elsertifikater høyere enn dette også. Rapporter er ofte taushetsbelagt. Det kan derfor ikke refereres til noen eksakte rapporter. Når det gjelder strømprisen vil det alltid være stor usikkerhet i forhold til den. Men med de store variasjonene vi har sett kan et godt utgangspunkt være å tilbakeføre prisene 10 år med indeksregulering slik det er gjort i disse scenariene. Gitt alle variablene som betyr noe for elprisen og kunnskapen om denne bør den enkelte investor gjøre egne vurderinger. For nærmere analyse, se modellen [Fil 14].

4.7.2.3 Analyse lønnsomhet stor eller liten produksjon fra vindkraft

Som tidligere kommentert er det ikke observert høyere kostnader knyttet til en vindpark på 15 MW i forhold til en vindpark på 36 MW på Hvaler. I regnestykket vil ny produksjonslinje komme i tillegg ved stor utbygging. Ved liten utbygging kan distribusjonsnettets trolig benyttes med mindre oppgraderinger (se eventuelt nettanalyse). I scenariene over gir liten utbygging en høyere internrente med ca. 0,5 %. Analysen forut i oppgaven viser begrensninger i forhold til en vindkraftproduksjon på 36 MW. I lettlast må deler av produksjonen tas ut. I analysen av vindkraftproduksjonen var tapet betydelig i 2011. Med en produksjon på 112 millioner kWh måtte 2,29 % av produksjonen tas ut ved en grense på 25

MW i eksport fra Rød. I 2010 med en vindkraftproduksjon på 83 millioner kWh måtte 0,8 % produksjonen tas ut ved samme grense i Rød.

Oppsummert, hvis ledningen fra Rød mot Kråkerøy ikke skal oppgraderes vil en vindpark på 36 MW tape noe av sin produksjon (0,8 % - 2,29 % for 2010 og 2011). Når det gjelder marginale tap vil begge utbyggingene redusere marginale tap i Rød, men som kommentert i siste avsnitt i 4.7.1 vil tapene i ledningen øke med større belastning. Relativt sett, ser det derfor ut som en mindre kraftproduksjon vil være mest gunstig.

5. Smart Energi Hvaler

«Smart Energi Hvaler» er et rammeprogram som omfatter og inkluderer alle forsknings-, utviklings- og innovasjonsaktiviteter som er knyttet til energi på Hvaler» [1].

NVE oppsummerer fakta i forhold til AMS påfølgende måte:

Fakta: AMS gjør at strømkundene får bedre informasjon om kraftforbruket sitt, mer nøyaktig avregning og mulighet for automatisk styring av forbruket. AMS gir strømkundene mulighet til å ta styringen over strømforbruket, og vil kunne bidra til en bedre fordeling av strømforbruket og et mer fleksibelt kraftmarked [25].

En videre drøfting av AMS på Hvaler gjøres med tanke på virkninger for distribusjonsnettet.

Klare fordeler som SEH fremhever er [1]:

- Raskere lokalisering av feil i strømmettet gir kortere avbrudd
- Avbruddet kan også isoleres til et mindre område som kobles ut
- Sikrere gode data for planlegging og drift av anlegg på kort og lang sikt

Dette er fordeler som det umiddelbart ikke kan tallfestes verdien av. Andre målsettinger med AMS er å bevisstgjøre sluttbruker til i større grad til å gjøre valg som gir mindre forbruk av effekt og strøm.

Innføring av effekttariff som prøveprosjekt: Dette har vært diskutert og vil være et godt virkemiddel for å kunne redusere lastbehovet. Selv om det er høy korrelasjon (-0,8) mellom temperatur og last på Hvaler (se vedlegg 31) vil eksempelvis varmtvannsberedere kunne frakobles i tunglasttimer. På sikt med større innslag av el-biler på Hvaler kan disse også fungere som energilager.

Som beskrevet under nettanalyse er marginaltapene ved Rød store, slik at ethvert bidrag til redusert effekt i tunglast vil være positivt i forhold til effektiv utnyttelse av nettet.

AMS gir mulighet til rask kommunikasjon mellom forbruker og strømlleverandør. I denne nettanalysen har potensiell vindkraftproduksjon vært et sentralt tema. Planene i forhold til å stimulere til mindre effektbruk bør også ta hensyn til vindkraftproduksjon ved utforming av tariffen. Selv med en liten vindpark (15 MW) vil Hvaler være tilnærmet selvforsynt ved full vindkraftproduksjon. Et uttak av effekt i disse timene vil være lite hensiktsmessig. I et samspill mellom kraftprodusent, netteier og forbruker kan AMS være «limet» og det teknologiske virkemiddelet som fører til en mere effektiv utnyttelse av energisystemet.

Effekttariff, en grunnforutsetning for effektivisering med AMS: Forskningsresultater internasjonalt [26] viser til mindre forbruk ved innføring av TOU (time-of-use rates) hvor Advanced metering infrastructure (AMI) er tilgjengelig for forbruker. Vanlig forbrukeratferd tilsier at god og tilgjengelig informasjon om prisnivå vil føre til at forbruker vil gjøre valg som gir lavere pris og også besparelser for netteier/energiprodusent. Med planene FEN har i forhold til å innføre effekttariffer gir det den tenkte samhandlingseffekten hvor målet om bedre fordeling av strømforbruket og et mer fleksibelt kraftmarked kan nås.

Ut i fra en høy korrelasjon mellom strømforbruk og temperatur, kan det tyde på et stort sparepotensiale i forhold til etter-isolering og bruk av andre oppvarmingskilder enn elektrisitet. AMS kan bidra til å se på strømlleveransen i et annet perspektiv. I stedet for at strømmen leveres ved husveggen til en fast pris, kan ulike pris tariffen trigge frem kreativitet i forhold til hvordan strømmen kan utnyttes mer effektivt i sluttledet. Med effektivitetsforbedringer kan netteier i større grad planlegge etter jevnt fremtidig forbruk. Effektiviseringen kan på den måten utligne økt forbruk som skyldes befolkningsvekst.

6. Diskusjon

Høye marginaltapssatser ved Rød sekundærstasjon indikerer at lasttålegrensen i 50 kV ledningen nærmer seg et maksimum. I oppgaven er det gjort lastflytanalyser som viser at distribusjonsnettet på Hvaler kan se ut til å tåle opptil 15 MW vindkraftproduksjon uten ny produksjonslinje. Vindkraftproduksjonen er analysert og prognostisert og produksjonen vil kunne redusere marginaltapene i Rød.

I forhold til en kontantstrømanalyse av vindkraftprosjektet viser den en lønnsomhet med 9 % internrente i et av scenariene. Dette forutsetter en gjennomsnittspris på elsertifikater på 30 øre/kWh og elektrisitetspris som Nord Pool siste 10 år justert til 2012 priser.

Hvaler ligger i enden av radialen i regional sammenheng. Selv om nettet har nådd lasttålegrensen kan en betydelig produksjon opp mot 15 MW produseres uten nytt nett. En mere inngående analyse vil kunne avdekke nødvendige utbedringer. I et regionalt perspektiv vil produksjon på Hvaler nesten utelukkende ha positiv innvirkning på nettet, men usikkerheten ser ut til å øke med størrelsen på produksjonen. Når produksjonen overstiger normallast på Hvaler og Kråkerøy vil den også ha positiv innvirkning normalt sett. Men usikkerheten vil være knyttet til Hafslunds produksjon i Sarp Kraftverk og Vamma Kraftverk og annen planlagt vindkraftproduksjon i området. Hvis den samlede produksjonen overstiger lasten i Fredrikstad området, vil overskuddsproduksjon fra Hvaler være mindre gunstig.

Det generelle bildet er at Østlandet er underskuddsområde og får kraft overført fra Vestlandet. Slik sett vil fornybar energiproduksjon på Østlandet være gunstig for nettet. Forbeholdet i forrige avsnitt om at stor vindkraftproduksjon kunne ha noe mindre gunstig effekt på nettet, er fordi produksjonen i Glomma er betydelig (3135 GWh i 2011) [27]. Dette er uregulert elvekraftanlegg og kombinert med ytterligere uregulert vindkraftproduksjon vil man kunne få perioder med kraftoverskudd i området. Da antas nytten av overskuddskraft fra Hvaler som mindre.

Hafslund Nett har nylig søkt konsesjon om å få bygge ny regionalledning fra Rød til Kråkerøy [28]. Det er søkt om å få bygge en FEAL 240 kvadrat mot 50 kvadrat som er i dag. Teoretisk sett vil økningen på tverrsnittet på ledningen redusere tapet med ca. 80 % gitt samme last. Med en ny linje vil lastbegrensningen på 25 MW opphøre.

Et av hovedmålene med smart grid og installasjon av AMS er å få en bedre fordeling av strømforbruket. En produksjon på 36 MW vindkraft, ny produksjonslinje på Hvaler og ny regional ledning fra Rød til Kråkerøy vil samlet snu opp ned på nettstrukturen og effektflyten.

For netteier vil incentivene for å innføre effekttariffer bli mindre. Uten effekttariffer vil heller ikke forbruker ha samme incentivene for å endre atferd og forbruk. Paradoksalt kan denne skisserte endringen føre til dårligere utnyttelse av AMS, stikk i strid med intensjonene som ligger bak for at AMS skal installeres.

I forhold til lønnsomhet knyttet til installert effekt i en vindpark på Hvaler, er det vanskelig å observere at denne blir lavere ved en større utbygging. I forhold til undersøkelsene i denne oppgaven er kostnadene litt lavere ved en liten utbygging på grunn av at man kan utnytte det eksisterende distribusjonsnettet.

Oppsummert kan det se ut som en vindkraftproduksjon på 15 MW kan ha relativt bedre virkning på marginaltapene mot regionalnettet, noe lavere kostnader i forhold til utbygging og bedre tilpasset behovet for AMS, enn det en vindkraftproduksjon på 36 MW vil ha.

Bakgrunnen for å bygge ny ledning mellom Rød og Kråkerøy er sammensatt. Det er en gammel ledningsforbindelse fra 1975-78 hvor både ledningsoppheng og tre-stolper er betydelig svekket. Ved brudd kan kostnader ved ikke levert energi (kile) beløpe seg til 10 millioner kroner per døgn [28]. I tillegg er det flere andre momenter både i forhold til sikkerhet og drift som tilsier at noe må gjøres.

I dimensjoneringen av den nye ledningen tar Hafslund Nett hensyn til ytterligere vekst på Hvaler og vindkraft produksjon. Hafslund Nett opplyser også i søknaden at utbyggingen tar hensyn til AMS/ prosjektet Smart Energi Hvaler.

For utbygging generelt og også på Hvaler er ekstra kostnadene ved å dimensjonere nettet kraftig, ikke særlig dyrere når et utbyggingsprosjekt skal gjennomføres. Men undersøkelsene i denne oppgaven viser at en kraftig dimensjonering av nettet kan virke mot sin hensikt i forhold til en effektiv utnyttelse av AMS.

7. Konklusjon

Undersøkelser i denne oppgaven viser at det kan være mulig å produsere opptil 15 MW (ca. 75 % av tunglastnivå) i distribusjonsnettet. Ved et slikt utbyggingsnivå vil tapene i distribusjonsnettet være begrenset og effekten i form av kortreist kraft blir stor spesielt ved vindkraftproduksjon i tunglast. I tillegg reduseres høye marginale tap i regionalnettet. I videre undersøkelser og analyse vil det være nødvendig å gjøre mere inngående analyser som stabilitetsanalyse, dynamisk analyse og kortslutningsanalyse.

Samspill mellom ulike aktører: Netteier og potensiell vindkraftprodusent bør samarbeide i utformingen av effekt-tariffer. Dette fordi netteier har ønske om å redusere effekt i perioder, mens kraftprodusenten kan tilby effekt i perioder. Installasjon av AMS knytter forbrukeren «nærmere» netteier og produsent. Og ulike pris-tariffer kan føre til kreativitet i forhold til energisparing i forbrukerleddet.

Fornybar kraftproduksjon i distribusjonsnettet kan gi utfordringer. Forsterkninger, vern etc. kan være nødvendig å gjennomføre. I distribusjonsnett som er oppbygd som masket nett kan imidlertid begge parter ha fordeler av samarbeid. Selv om nettet driftes radielt, vil det være en ledig radial ved brudd og revisjon på en av radialene. En nærmere analyse som fokuserer på gevinster ved samarbeid mellom netteier og potensiell produsent, kunne avdekket nye muligheter.

Bedre utnyttelse av AMS som virkemiddel er ofte knyttet opp mot å utnytte eksisterende kapasitet best mulig. En mindre utbygging av fornybar kraftproduksjon kan føre til større incentiver i forhold til å endre forbruk og effekt. Samtidig kan et større utbyggingsprosjekt på Hvaler som krever kraftigere nett og infrastruktur være med å viske bort noen av disse incentivene. I forhold til videre undersøkelser av AMS er mulighetene mange. Et pilotprosjekt hvor effekttariffer innføres på Hvaler ville vært et viktig bidrag for å kunne gjøre nærmere studier og undersøkelser i forhold til en effektiv utnyttelse av nettet.

8. Referanser

1. Smart Energi Hvaler- Vidar Kristoffersen. 2012. *Skape forbrukerfleksibilitet gjennom utvikling av et fremtidsrettet energisystem.*
2. Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). *Om lov om endringer i energiloven. 1 Proposisjonens hovedinnhold. 1.1 Innledning.*
3. Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). 3 *Om Nettpolitikk. 3.3.3 Samfunnsøkonomi ved ny produksjon og nett.*
4. LOV 2011-06-24 nr 39: *Lov om elsertifikater § 1. Formål og § 16. Hvem som har elsertifikatplikt.*
5. LOV-1990-06-29-50: *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). § 3-4. (Tilknytningsplikt)*
6. Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). 3 *Om Nettpolitikk.*
7. Hvaler kommune. <http://www.hvaler.kommune.no/Om-hvaler/>
8. Hvaler Vindkraft AS. Morten Mørk. Personlig samtale, februar 2012.
9. Fredrikstad Energi Nett. Bjørn Birkeland. Personlige samtaler, februar- april 2012.
10. Planleggingsbok for kraftnett. SINTEF Energi AS, 2011. *Kostnadskatalog distribusjonsnett* oppdatert 9.september 2011 og *Kostnadskatalog regionalnett* oppdatert 19.januar 2010.
11. General Cable Nordic. Personlig samtale med Produktsjef, mars 2012.
12. Befaring på Hvaler 14.mars 2012. Sjøfingeniør Bjørn Birkeland FEN, Prosjektleder Vidar Kristoffersen FEN, Professor Terje Gjengedal UMB, Tor André Kvarekvål UMB.
13. NVE. <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/> [Online; accessed mars 2012]
14. UMB.2011. *Fornybar 330*, utdelt undervisningsmaterieil.
15. Statnett SF v/Øyvind Rue. Dokument nr. 1215859. 2008. *FIKS -Funksjonskrav i kraftsystemet.*
16. FOR 2002-05-07 nr 448: *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FoS) § 14. Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet og § 20. Vern og reléplanlegging* <http://www.lovdata.no/for/sf/oe/xe-20020507-0448.html> [Online; accessed mars 2012].
17. Lovdata. *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen. 2010(sist endret).* <http://www.lovdata.no/for/sf/oe/oe-19990311-0302.html> [Online; accessed mars 2012].
18. Hafslund Nett. Hugo Thøgersen. Personlige samtaler, mars-april 2012.
19. Statnett. Konserndirektør Gunnar G. Løvås. NVE-dagene 2011. *Forsyningssikkerhet: N-1 kriteriet.* [http://www.nve.no/PageFiles/13083/Sesjon%208/Gunnar%20G%20L%C3%B8v%C3%A5s.p](http://www.nve.no/PageFiles/13083/Sesjon%208/Gunnar%20G%20L%C3%B8v%C3%A5s.pdf)
[df](http://www.nve.no/PageFiles/13083/Sesjon%208/Gunnar%20G%20L%C3%B8v%C3%A5s.pdf) [Online; accessed mars 2012].

20. KjølenVindpark. Januar 2012. *SØKNAD OM KONSESJON FOR NY 132 KV KRAFTLEDNING HALDEN - BREKKE - KJØLEN*. Side 41.
21. Metrologisk Institutt. Magnar Reistad. Vinddata 8. Mars 2012.
22. Kjeller Vindteknikk AS. Øyvind Byrkjedal. Vinddata 20. Mars 2012.
23. NVE. Vindkart for Norge. 9.2009. Utarbeidet av Kjeller Vindteknikk AS.
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Oppdragsrapport%20A%202009/oppdragsrapportA9-09.pdf?epslanguage=no> [Online; accessed mars 2012].
24. ENERCON *Wind energy converters - Product overview* (Technical information is subject to change. Version: July 2010).
25. NVE. <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/>
 [Online; accessed april 2012]
26. Shao Shengnan, Zhang Tianshu, Pipattanasomporn Manisa, Rahman Saifur. 2010. *Impact of TOU Rates on Distribution Load Shapes in a Smart Grid with PHEV Penetration*.
 Accession Number: WOS: 000287530800138
27. Hafslund Produksjon.
http://www.hafslund.no/omhafslund/artikler/les_artikkel.asp?artikkelid=178
 [Online; accessed april 2012]
28. Hafslund Nett AS. Søknad om anleggskonsesjon, ekspropriasjon og forhåndstiltredelse for ny 132 kV kraftledning i Østfold: Kråkerøy - Hvaler. April 2012.
<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Nett/?soknad=2255&type=51>
 [Online; accessed april 2012].
29. FOR-2004-11-30-1557. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/oe-20041130-1557.html> [Online; accessed mars 2012].
30. Deutscher Bundestag. Juni 2011. Stemmegivning atomkraft.
http://www.bundestag.de/bundestag/plenum/abstimmung/20110630_17_6070.pdf
 [Online; accessed april 2012].
31. Tysk atomkraft produksjon 2009
http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=DE
 [Online; accessed april 2012].
32. Svenska Kraftnät. Cesar Elcertifikat mai 2012.
<https://elcertifikat.svk.se/cmcall.asp?showrequest=false>
 [Online; accessed mai 2012].
33. Hafslund Nett. Hugo Thøgersen og Egil Jamissen. Mars og april 2012. Lastdata og tapssatser.

9 Vedlegg

Vedlegg 1-24: Utskrift av oppsummering i NetBas ved ulike laster og produksjon.

Vedlegg 1:

Utskrift fra NetBas. Lettlast uten vindmølleproduksjon.

Datasett: hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (0.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering:

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: 4.481	-0.512
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.481	-0.512
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	0.000

Sum tap i linjeseksj.	: 0.026	-1.209
Sum tap i T2	: 0.038	0.069 0.034
Sum tap i TF	: 0.082	0.027 0.074
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.149	-1.113 0.110 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.19 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS031 - H362	: 15.23 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 15.47 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.20 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.04 %

Vedlegg 2:

Utskrift fra NetBas. Tunglast uten vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (0.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: 19.099	3.521
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 19.099	3.521
Sum spenningsuavh. last	: 18.269	2.535
Sum spennings-avh. last	: 0.000	0.000

Sum tap i linjeseksj.	: 0.494	-0.784
Sum tap i T2	: 0.117	1.254 0.034
Sum tap i TF	: 0.215	0.499 0.070
Sum tap i F3	: 0.005	0.017 0.002
Sum elektriske tap	: 0.830	0.986 0.106

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: 763H	: 8.79 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 6.94 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS031 - H362	: 66.40 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 66.99 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 134.43 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 90.43 %

Vedlegg 3:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 6 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (6.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: -1.405	-0.080
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.595	-0.680
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.210

Sum tap i linjeseksj.	: 0.143	-1.105
Sum tap i T2	: 0.034	0.007 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.075
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.262	-1.071 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.21 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 40.84 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 5.00 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.15 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.02 %

Vedlegg 4:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 6 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (6.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: 13.059	3.256
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.059 2.656

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.206

Sum tap i linjeseksj. : 0.497 -0.789

Sum tap i T2 : 0.074 0.604 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.495 0.071

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 0.790 0.327 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.66 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.92 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.31 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 46.50 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 134.02 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.18 %

Vedlegg 5:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 7 MW vindmølleproduksjon.

(4 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: -2.367	0.005
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.633	-0.670
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.246

Sum tap i linjeseksj.	: 0.180	-1.072
Sum tap i T2	: 0.035	0.019 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.075
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.301	-1.026 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.22 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 57.08 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 8.32 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.14 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.02 %

Vedlegg 6:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 7 MW vindmølleproduksjon.
(4 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 12.072	3.228
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 19.072	2.553
Sum spenningsuavh. last	: 18.269	2.535
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.241

Sum tap i linjeseksj.	: 0.515	-0.774
Sum tap i T2	: 0.068	0.522 0.034
Sum tap i TF	: 0.214	0.494 0.071
Sum tap i F3	: 0.005	0.017 0.002
Sum elektriske tap	: 0.803	0.259 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: 763H	: 8.64 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 6.92 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS031 - H362	: 66.30 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 43.20 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 133.91 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 90.17 %

Vedlegg 7:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 7 MW vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 4 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -2.338	0.033
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.662	-0.642
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.248

Sum tap i linjeseksj.	: 0.209	-1.041
Sum tap i T2	: 0.035	0.019 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.075
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.329	-0.995 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.23 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS051 - HAS056	: 41.45 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 8.23 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.16 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.01 %

Vedlegg 8:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 7 MW vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 4 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 12.103	3.261
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 19.103	2.586
Sum spenningsuavh. last	: 18.269	2.535
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.243

Sum tap i linjeseksj.	: 0.546	-0.742
Sum tap i T2	: 0.069	0.525 0.034
Sum tap i TF	: 0.214	0.494 0.071
Sum tap i F3	: 0.005	0.017 0.002
Sum elektriske tap	: 0.834	0.294 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: 763H	: 8.66 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 6.92 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS031 - H362	: 66.31 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 43.34 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 134.01 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 90.14 %

Vedlegg 9:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 7 MW vindmølleproduksjon.
(3,5 MW i Nord og 3,5 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -2.357	0.024
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.643	-0.656
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.243

Sum tap i linjeseksj.	: 0.191	-1.060
Sum tap i T2	: 0.035	0.019 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.075
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.311	-1.014 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.22 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 49.00 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 8.29 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.15 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.01 %

Vedlegg 10:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 7 MW vindmølleproduksjon.
(3,5 MW i Nord og 3,5 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (7.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 12.084	3.249
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 19.084	2.569
Sum spenningsuavh. last	: 18.269	2.535
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.238

Sum tap i linjeseksj.	: 0.527	-0.761
Sum tap i T2	: 0.068	0.523 0.034
Sum tap i TF	: 0.214	0.494 0.071
Sum tap i F3	: 0.005	0.017 0.002
Sum elektriske tap	: 0.814	0.273 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: 763H	: 8.65 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 6.92 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS031 - H362	: 66.30 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 43.26 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 133.96 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 90.15 %

Vedlegg 11:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 8 MW Nord vindmølleproduksjon.
(5 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (8.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -3.317	0.090
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.683	-0.660
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.297

Sum tap i linjeseksj.	: 0.229	-1.029
Sum tap i T2	: 0.036	0.038 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.350	-0.964 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.22 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 73.13 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 11.61 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.12 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.02 %

Vedlegg 12:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 8 MW Nord vindmølleproduksjon.
(5 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (8.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 11.097	3.203
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.097 2.453

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.292

Sum tap i linjeseksj. : 0.546 -0.747

Sum tap i T2 : 0.063 0.446 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.493 0.072

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 0.828 0.210 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.62 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.92 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.28 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 39.96 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 133.81 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.15 %

Vedlegg 13:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 8 MW Syd vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 5 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (8.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: -3.253	0.148
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.747	-0.592
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.297

Sum tap i linjeseksj.	: 0.293	-0.960
Sum tap i T2	: 0.036	0.036 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.075
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.415	-0.896 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.24 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS051 - HAS056	: 51.70 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 11.41 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.16 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.00 %

Vedlegg 14:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 8 MW Syd vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 5 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (8.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 11.167	3.271
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.167 2.531

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.291

Sum tap i linjeseksj. : 0.615 -0.676

Sum tap i T2 : 0.064 0.453 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.494 0.072

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 0.898 0.288 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.65 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.92 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.30 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 40.26 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 134.00 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.09 %

Vedlegg 15:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 9 MW Nord vindmølleproduksjon.
(6 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (9.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -4.256	0.195
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.744	-0.605
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.321

Sum tap i linjeseksj.	: 0.288	-0.975	
Sum tap i T2	: 0.038	0.062	0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026	0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001	0.002
Sum elektriske tap	: 0.412	-0.885	0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.23 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 89.01 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 14.86 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.11 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.02 %

Vedlegg 16:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 9 MW Nord vindmølleproduksjon.
(6 MW i Nord og 3 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (9.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 10.135	3.199
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.135 2.399

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.315

Sum tap i linjeseksj. : 0.588 -0.709

Sum tap i T2 : 0.059 0.378 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.493 0.072

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 0.866 0.179 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.61 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.91 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.27 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 36.80 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 133.71 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.14 %

Vedlegg 17:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 9 MW Syd vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 6 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (9.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -4.150	0.299
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 4.850	-0.501
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.328

Sum tap i linjeseksj.	: 0.395	-0.861
Sum tap i T2	: 0.038	0.059 0.034
Sum tap i TF	: 0.083	0.026 0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.518	-0.774 0.111 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.27 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS051 - HAS056	: 61.80 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 14.53 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.17 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.00 %

Vedlegg 18:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 9 MW Syd vindmølleproduksjon.
(3 MW i Nord og 6 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (9.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 10.250	3.321
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.250 2.521

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.322

Sum tap i linjeseksj. : 0.702 -0.591

Sum tap i T2 : 0.060 0.389 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.494 0.072

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 0.980 0.308 0.107

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.66 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.92 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.31 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 37.30 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 134.01 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.05 %

Vedlegg 19:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 12 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (12.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: -6.997	0.629
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 5.003	-0.371
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.439

Sum tap i linjeseksj.	: 0.540	-0.730
Sum tap i T2	: 0.045	0.169 0.034
Sum tap i TF	: 0.084	0.026 0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 0.671	-0.533 0.112 (Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.30 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.31 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 89.07 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 24.40 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.13 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.01 %

Vedlegg 20:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 12 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (12.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: 7.330	3.320
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.330 2.320

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.431

Sum tap i linjeseksj. : 0.793 -0.511

Sum tap i T2 : 0.048 0.219 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.492 0.072

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 1.061 0.217 0.108

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.62 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.92 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HAS031 - H362 : 66.28 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 27.98 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 133.72 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 90.02 %

Vedlegg 21:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 15 MW Syd vindmølleproduksjon.
(6 MW i Nord og 9 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (15.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: -9.585	1.247
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 5.415	0.047
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.567

Sum tap i linjeseksj.	: 0.942	-0.335
Sum tap i T2	: 0.055	0.320 0.034
Sum tap i TF	: 0.084	0.026 0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 1.083	0.012 0.112

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.42 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.32 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS051 - HAS056	: 91.26 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 33.52 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.17 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.01 %

Vedlegg 22:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 15 MW Syd vindmølleproduksjon.
(6 MW i Nord og 9 MW i Syd).

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (15.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVar
Produksjon HS1-HAFS	: 4.684	3.649
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 19.684	2.449
Sum spenningsuavh. last	: 18.269	2.535
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.558

Sum tap i linjeseksj.	: 1.154	-0.157
Sum tap i T2	: 0.042	0.122 0.034
Sum tap i TF	: 0.214	0.491 0.072
Sum tap i F3	: 0.005	0.017 0.002
Sum elektriske tap	: 1.415	0.473 0.108

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: 763H	: 8.69 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 6.93 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HAS051 - HAS056	: 87.40 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 20.86 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 133.82 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 89.97 %

Vedlegg 23:

Utskrift fra NetBas. Lettlast med 18 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 7 (Helgedag) - time 4

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (18.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: -12.326	1.764
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon	: 5.674	0.364
Sum spenningsuavh. last	: 4.332	0.601
Sum spennings-avh. last	: 0.000	-0.684

Sum tap i linjeseksj.	: 1.187	-0.111
Sum tap i T2	: 0.069	0.530 0.034
Sum tap i TF	: 0.084	0.026 0.076
Sum tap i F3	: 0.002	0.001 0.002
Sum elektriske tap	: 1.341	0.446 0.112

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning	: #126708	: 5.49 %
Spenningsfall høyspenning ref. trafo	: BBI-1	: -0.03 %
Spenningsfall mellomspenning ref. trafo	: H735	: 1.32 %
Spenningsfall lavspenning ref. trafo	: 35H	: 0.01 %

Største belastning

Sterkest belastet linje	: HBS017 - HBS018	: 136.01 %
Sterkest belastet T2	: HS1-HAFS - HS1-T2L	: 43.12 %
Sterkest belastet TF	: H315 - 315H	: 31.15 %
Sterkest belastet F3	: H308-18KV - 308H400	: 21.02 %

Vedlegg 24:

Utskrift fra NetBas. Tunglast med 18 MW vindmølleproduksjon.

Datasett : hvaler-140312. Beregningsår 2012.

Beregning for måned 1 (Virkedag) - time 10

Aktiv vindmølleprod. i prosent av max. 50, reaktiv 75 % (18.000 MW)

Produksjonen er endret i 2 vindmøller.

Kompensering er endret i 2 vindmøller.

Oppsummering :

	MW	MVAr
Produksjon HS1-HAFS	: 1.875	3.853
Produksjon KS1-HAFS	: 0.000	0.000

Sum produksjon : 19.875 2.453

Sum spenningsuavh. last : 18.269 2.535

Sum spennings-avh. last : 0.000 -0.674

Sum tap i linjeseksj. : 1.348 0.020

Sum tap i T2 : 0.038 0.066 0.034

Sum tap i TF : 0.214 0.490 0.073

Sum tap i F3 : 0.005 0.017 0.002

Sum elektriske tap : 1.606 0.593 0.109

(Tomgangstap)

Største spenningsfall

Spenningsfall referert basisspenning : 763H : 8.71 %

Spenningsfall høyspenning ref. trafo : BBI-1 : -0.03 %

Spenningsfall mellomspenning ref. trafo : H735 : 6.93 %

Spenningsfall lavspenning ref. trafo : 35H : 0.03 %

Største belastning

Sterkest belastet linje : HBS017 - HBS018 : 109.62 %

Sterkest belastet T2 : HS1-HAFS - HS1-T2L : 15.35 %

Sterkest belastet TF : H315 - 315H : 133.62 %

Sterkest belastet F3 : H308-18KV - 308H400 : 89.98 %

Vedlegg 25 Vindressursdata og usikkerhet

Filen med måldata fra Hvaler er en WRF modell med 4km x 4km horisontal oppløsning. Modellkjøringen inneholder 12 år med data. WRF (Weather Research and Forecast) er en mesoskala numerisk værvarslingsmodell.

Oppsummering og beskrivelse av modellen. Denne informasjonen er hentet fra «Vindkart for Norge» som er utarbeidet av KV på oppdrag fra NVE [23].

Beskrivelse av modellen:

«WRF (Weather Research and Forecast) modellen representerer siste generasjons mesoskala numerisk værvarslingsmodell. Modellen blir brukt både som en værvarslingsmodell og til forskning innenfor meteorologi. Utviklingen av WRF støttes av et stort vitenskapelig miljø i USA samtidig med at antallet brukere av modellsystemet øker hurtig. I tillegg er modellens kildekode åpent tilgjengelig for brukerne. WRF er således et godt dokumentert verktøy med et stort brukermiljø».

«Den numeriske mesoskalamodellen WRF trenger relativt store mengder med inngangsdata, og kvaliteten på det resulterende vindklimaet er sterkt avhengig av kvaliteten på disse. Globale geografiske data er tilgjengelige fra NOAA. Dette er statiske data med unntak av en enklere års syklus for enkelte parametere. Dataene inkluderer topografi, overflateegenskaper, albedo og vegetasjon. Disse dataene har en horisontal oppløsning på ca. 1 km. Vindforholdene i de nederste få hundre meter over bakken er særlig følsomme til landoverflatens egenskaper, ved at endringer i overflatens ruhet vil bidra til større eller mindre oppbremsing langs bakken. Erfaringen fra KVTs tidligere prosjekter tilsier at markslagsdata fra NOAA databasen (USGS) er unøyaktige og stedvis feil for områder i Norge. Landoverflateegenskapene og vegetasjonsdata i modellkjøringene er derfor oppdatert med markslagsdata fra N50 kartserien».

Litt om snø og temperatur: Modellen tar hensyn til det. Målinger er hentet fra senorge.no.

Med betydelige snømengder, vil det gjøre noe med ruheten på terrenget slik at oppbremsingseffekten blir lavere vinterstid.

«Snøen vil også påvirke energibalansen ved bakken gjennom å bidra til større refleksjon av innkommende stråling (høyere albedo) og hindre varmetransport mellom luft og bakke, og dermed bidra til å redusere temperaturen ved bakken. En lavere bakketemperatur vil videre gi høyere stabilitet i grenselaget og dermed påvirke vindforholdene indirekte gjennom endring av temperatur og stabilitetsforholdene».

Slik modellen tolkes er globale metrologiske data tilpasset eller interpolert til en oppløsning tilsvarende en WFR-modell. De globale metrologiske data er fra National Center for Environmental Protection (NCEP). FNL (Final Global Data Assimilation System) har analysert data. Samme data benyttes til operasjonell varsling i USA (National Weather Service/NOAA).

«FNL er en operasjonell assimilasjonsmodell som tar inn alle tilgjengelige observasjonsdata globalt for et hvert tidspunkt, og bruker modellen til å generere et globalt datasett som beskriver øyeblikkstilstanden i atmosfæren».

Usikkerhet i forhold til vinddata:

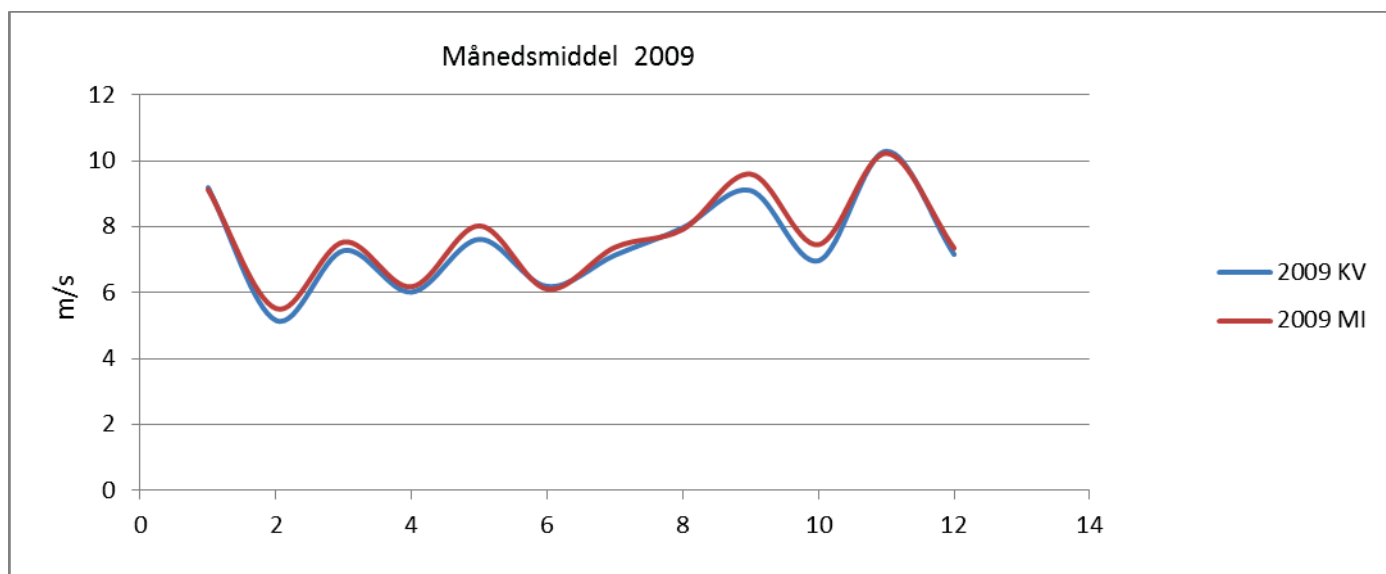
Gridpunktet for datagrunnlaget ligger sydvest for Kirkøy og såkalte «speed up effekter» er trolig ikke inkludert i modellen og heller ikke nedbremsingseffekter på grunn av terrengkompleksitet. Pågående vindmålinger direkte på lokasjonen sammenlignet med KV sine data vil kunne gi bedre svar på det. I det hele tatt vil usikkerhet på grunn av det lokale terrenget spille en rolle i forhold til reelle vindforhold. Et annet usikkerhetsmoment er vindhastigheten i ulike høyder. I oppgaven er måledata fra 113 meters høyde valgt. Vurderingen var at dette var mere riktig enn beregninger fra 56 meters høyde som var nærmeste intervall. E82 kan leveres med nav-høyder fra 78 meter til 138 meter[23].

Oppsummert kan usikkerheten føre til både positive og negative variasjoner. «Speed-up» effekt kan være positiv. Terrenget vil trolig ha en bremseeffekt. Men det kan også tenkes en positiv effekt av en slags «offshore» virkning ved at man ligger rett ved åpent hav og får høyde effekt ved at turbinene plasseres om lag 60 moh. Spekulasjonen i forhold til det er at bak Hvaler øyene er det åpent hav igjen og heller ikke ruvende topografiske endringer når landet nås. Erfaringer ellers tilsier at store topografiske endringer rett ved land kan påvirke vindhastigheten opptil 10-talls km ut i havet. Hvaler kan se ut til å bli mindre berørt av dette.

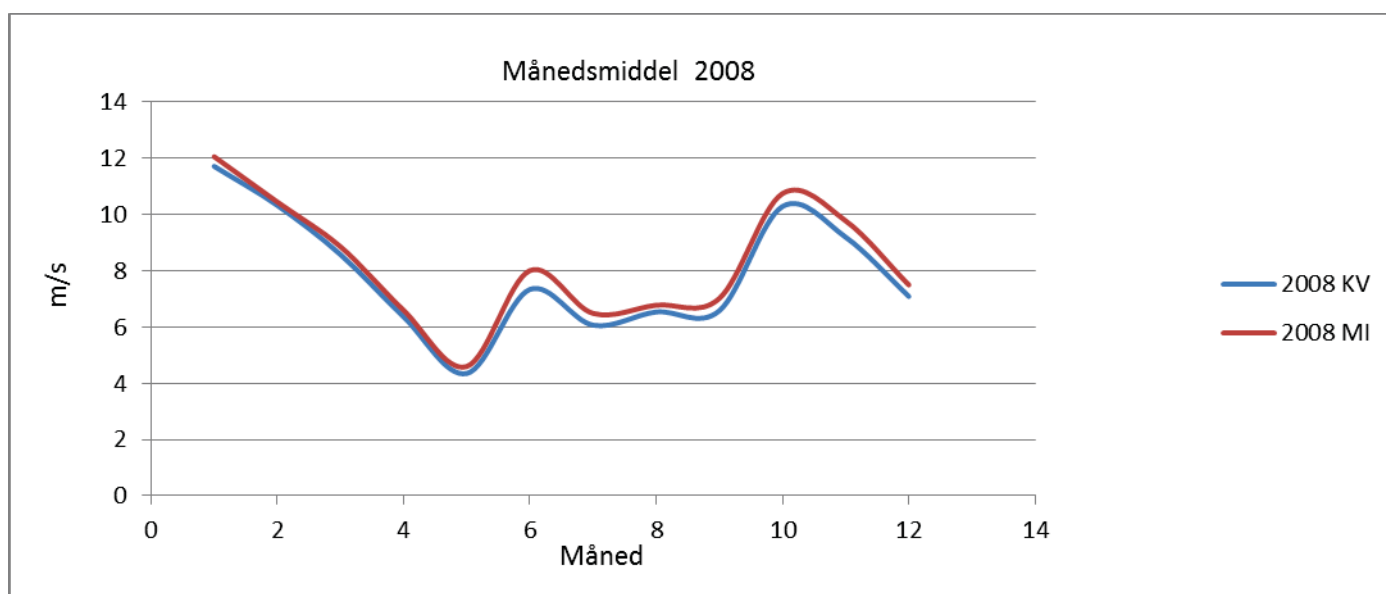
Selv en avansert meteorologisk modell som WRF bygger på en rekke forenklinger og antakelser om fysiske og dynamiske prosesser i atmosfæren og hvordan atmosfæren påvirkes av forholdene ved bakken. Dette gir bakgrunn for usikkerheter i det endelige vindkartet. Dette er forhold en må ta i betraktning når en vurderer resultatene som framkommer i vindkartet.

Usikkerhet i forhold til selve modellen anslås av KV til å være 10 %.

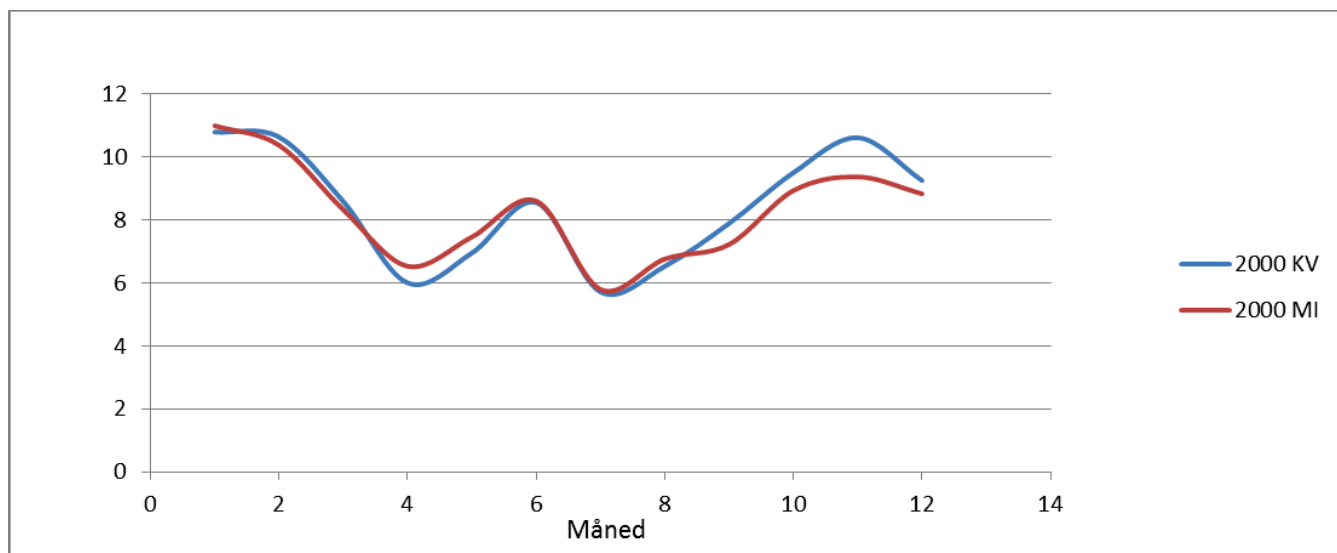
Vedlegg 26 Månedsmiddelverdier for MI og KV, 2009, 2008 og 2000



Figur 18. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2009 [Fil 10].



Figur 19. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2008 [Fil 10].



Figur 20. Månedsmiddelverdier for KV og MI for 2009 [Fil 10].

Vedlegg 27 Kvotepreis i EU påvirker elpris i Norge



Klimapolitikk: Kvotemarked for klimagassutslipp

- EU's marked for handel med utslippsretter (EU ETS) påvirker europeisk og også norsk energi sektor i sterk grad
- En økning i kvotepreisen på 10 €/tonn
 - > økt produksjonskostnader i kullkraftverk på ca 7 øre/kWh
 - > økt kraftpris i Norge på ca 5 øre/kWh (avhengig av hydrologisk situasjon)
- Kvotepreisen ventes å stige kraftig gjennom EU ETS fase 3 (2013-2020)
 - Estimerer varierer 17 €/tonn til 40 €/tonn i 2020



Kilde: Point Carbon

Vedlegg 28: Tabell over kostnader ved utbygging av vindkraft.

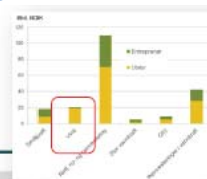
Tabell 15: kostnader ved utbygging av vindkraft [13].

vindpark	sted	konsesjons- søknad	Installer t effekt MW	Vindturbin fundament kr per MW	Veier og intern kabling kr per MW	Trafo og nett- tilknytting kr per MW	Øvrige kostnader kr per Mw	Drift og vedlikehold øre per kwh	Totale kostnader kr per MW
Ånstadblåheia vindkraftverk	Sortland kommune	mai.11	32,2	9938000	963000	776000	745000	10	12420000
Helleheia vindpark	Sokndal kommune	apr.06	60					6	8330000
Frøya vindkraftverk	Frøya kommune	mar.12	60	8830000	1330000	1416000		13	11580000
Kalvvatnan Vindkraftverk	Bindal kommune	okt.11	216	9130000	1537000	900000	830000	14	12400000
Gismarvik vindkraftverk	Tysvær kommune	aug.11	15						12500000
Maurneset vindpark	Nordreisa kommune	jul.11	10						12500000

Data er hentet fra konsesjonssiden til NVE

Vedlegg 29: Kostnader ved utbygging av vindkraft ved Thema Consulting.

Etterspørselsprognose for vindkraft



Forutsetninger for prognosen:

- Antar : 5,7 TWh
- Turbinstørrelse : 2,5 MW
- Brukstid : 2700
- Investering : 1,45 mill EUR/ MW
- Antall turbiner : ca 850
- Antall prosjekter : ca 35 (60 MW)

Konsulenthonorarer på 0,24 – 0,5 mrd NOK (1-2 %) er inkludert

Dette tilsvarer mellom 23 og 48 konsulenter på fulltid hvert år



Kilde: NVE, THEMA Consulting, Intervjuer



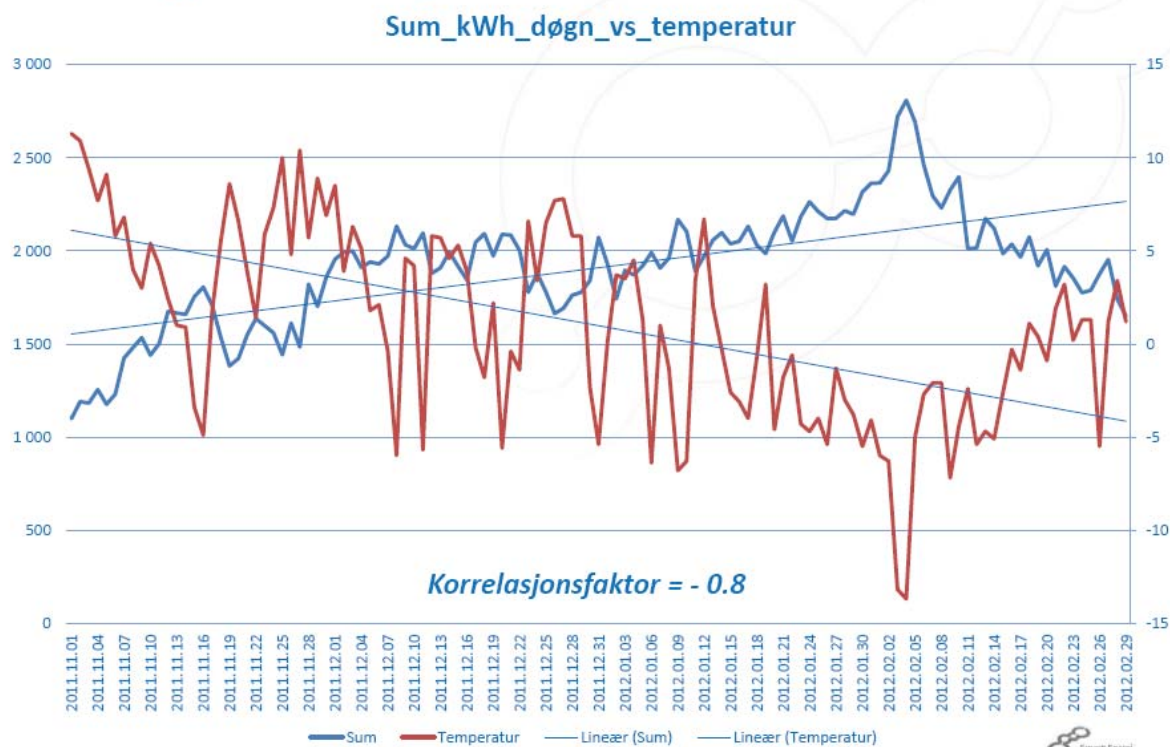
Vedlegg 30 Produktdatablad, effekt varmtvannsbereeder.

<http://www.osohotwater.no> - Produktdatablad

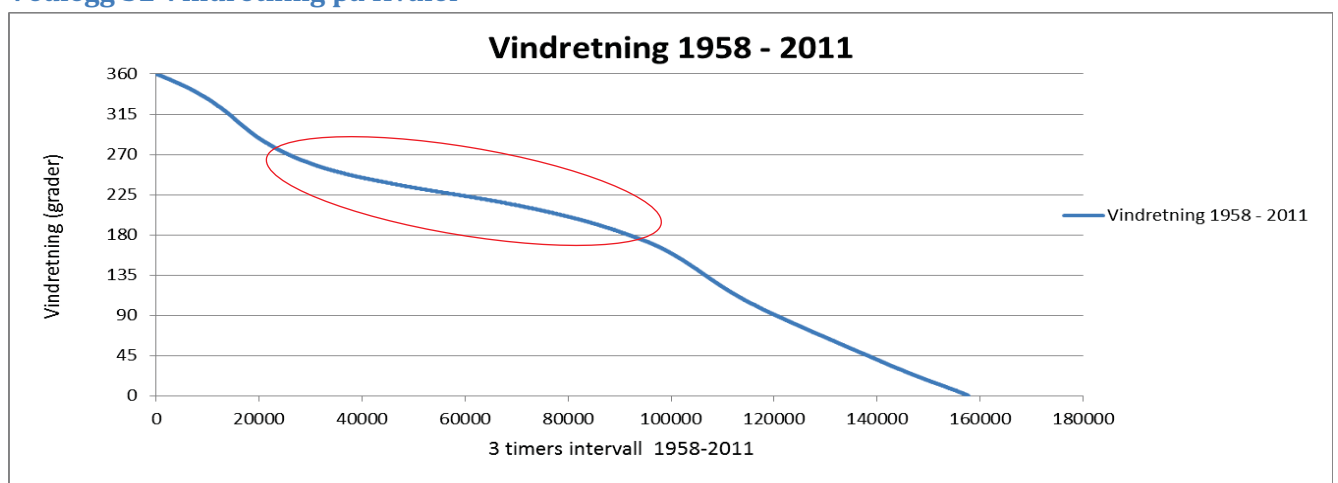
Produktdatablad		Super Standard			
Direkte Elektrisk	Enhhet	Type	Type	Type	Type
Produkt	Super Standard	S 120	S 200	S 300	
Produkt nr.	NRF	800.0501	800.0502	800.0503	
Produktkapasitet	Personer / m³	2,5	3,5	5,5	
Produktsegment		Bolig	Bolig	Bolig	
Produkt Varmetap - Rating - A/AA/AAA	OSO Standard	AAA	AAA	AAA	
Produkt Energieffektivitet - Rating - A/AA/AAA	OSO Standard	A	A	A	
Produktkostnad - Rating - C/CC/CCC	Estimat	€	€	€€	
Produktbeskrivelse	Norges mest kjøpte bereder gjennom 50 år, passer for de fleste familier				
Produkt					
Vekt - netto	kg	27	39	51	
Høyde - max.	mm.	850	1260	1710	
Diameter	mm.	580	580	580	
Forbruksvann - Volum	litr.	115	195	285	
Forbruksvann - Kapasitet v/ 40°C konstant	litr.	210	390	570	
Dppvarmingstid - 10°C - max Temp. (Se Elektrisk)	timer	4,4	7,4	7,2	
Varmetap - 24 timer	kWh/døgn	1,2	1,9	2,8	
Ekspansjonsløsning		*	*	*	
Plassering		Gulv	Gulv	Gulv	
Farge		Hvlt	Hvlt	Hvlt	
Dimensjoner Emballert	LxBxH mm.	595x595x870	595x595x1280	595x595x1750	
Volum Emballert	m³	0,30	0,45	0,60	
Materialer					
Innertank - Rustfritt Stål		Duplex	Duplex	Duplex	
Elektrisk(e) Element(er) - Rustfritt Stål		Incoloy 800	Incoloy 800	Incoloy 800	
El. Boks og Lokk		Stål / V0 Plast	Stål / V0 Plast	Stål / V0 Plast	
Isolasjon		ECO Foam	ECO Foam	ECO Foam	
Yttermantel		Lakkert Stål	Lakkert Stål	Lakkert Stål	
Energikilde					
Type - Primær		Elektrisk	Elektrisk	Elektrisk	
Elektrisk					
Element Kapasitet	kW	2,0	2,0	3,0	
Element Fase	Fas	1	1	1	
Element Spenning	Volt	230	230	230	
Termostat Type		Overflate	Overflate	Overflate	
Arbeidstermostat Temp. område	°C	60-90	60-90	60-90	
Arbeidstermostat Temp. innstilling	°C	75	75	75	
Elektrisk installasjon		Plug & Play	Plug & Play	Plug & Play	
IP Klassifisering		IP 24	IP 24	IP 24	
Anslutninger					
Kaldtvann/Varmtvann - Plassering		Topp	Topp	Topp	
Kaldtvann/Varmtvann - Anslutninger	mm.	15	15	15	
Sikkerhetsventil - Overløp	" (tommer)	3/4 - Innv.	3/4 - Innv.	3/4 - Innv.	
Sikkerhetsventil - Avtapning	" (tommer)	*	*	*	
Elektrisk Element	" (tommer)	5/4	5/4	5/4	
Sikkerhet					
Sikkerhetsventil - Åpningstrykk +/- 5 %	Bar	9	9	9	
Sikkerhetstermostat - Utløsningsstemperatur	°C	98	98	98	
Innertank - Design Trykk/Temperatur	Bar/°C	10/99	10/99	10/99	
Innertank - Testtrykk	Bar	13	13	13	
Sertifiseringer / Godkjenninger					
Produktsertifiseringer	Sertifiseringer	CE / NEMKO			
Fabrikk - Godkjenninger	Standard	ISO 9001:2008 / ISO 14001:2004 / OHSAS 18001			
Miljø					
Miljødeklarasjon	0-utslipp i Produksjon / 100 % Resirkulerbar / >60 % Resirkulerte materialer				
Garanti					
Vann - Chlorid Innhold max - Cl	ppm	50	50	50	
Vann - Sulfat Innhold max - So4	ppm	50	50	50	
Vann - Chlorid/Sulfat Innhold max - Cl/So4	ppm	50	50	50	
Vann - Kalk Innhold - max	dh	5	5	5	
Garantiperiode - Innertank / Deler	År	10 / 2	10 / 2	10 / 2	
Teknisk Tegning & Installeringsinformasjon - Snu Arket		Copyright © - OSO Hotwater™ Group AS - All Rights Reserved			

Vedlegg 31 Korrelasjon mellom forbruk og temperatur.

Analyse - Temperatur vs. Forbruk



Vedlegg 32 Vindretning på Hvaler



Figur 21. Overvekt av vind i intervallet syd til vest [Fil 8].