

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet  
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi  
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2014  
30 stp

# Innfasing av vindkraft i Norge -En caseanalyse fra Midt-Norge

Phasing Wind Power to the Grid in Norway  
- A Case Analysis from Mid-Norway

Mona Helen Skorstad



# **INNFAISING AV VINDKRAFT I NORGE**

## **- En caseanalyse fra Midt-Norge**

# **PHASING WIND POWER TO THE GRID IN NORWAY**

## **- A Case Analysis from Mid-Norway**

Mona Helen Skorstad

Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 30 studiepoeng, 2014



## **Forord**

Denne masteroppgaven er skrevet for institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT) ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og markerer avslutningen på min femårige mastergrad i Industriell økonomi.

Arbeidet med masteroppgaven har vært morsomt, utfordrende og lærerikt. Det ligger mye arbeid bak den endelige versjonen av oppgaven, og læringsprosessene og skrivingen er god erfaring å ta med seg inn i arbeidslivet.

En stor takk rettes til mine veiledere Tor Kristian Stevik ved NMBU og Knut Hornnes i Statnett. Tor Kristian har bidratt med ukentlige møter, noe som har hatt stor betydning for progresjonen. Knut har vært med å utforme problemstillingen og stilt sin kunnskap til min disposisjon. Han har også bidratt med verdifull lesing og gode tilbakemeldinger.

For å gjennomføre analysene har jeg vært helt avhengig av tallmateriale, og jeg ønsker å takke alle jeg har vært i kontakt med i forbindelse med informasjon- og datainnsamling.

Til slutt vil jeg takke familie og venner, spesielt Trond Ivar, som er har gitt, og fortsatt gir meg en hverdag jeg trives i og kan kose meg med.

**Ås, mai 2014**



**Mona Helen Skorstad**



## Sammendrag

Norge har, som medlemsland i det europeiske økonomiske samarbeidet (EØS), forpliktet seg til å implementere EUs Fornybardirektiv i norsk lov og samfunnsstrukturering. I 2012 ble elsertifikatordningen innført med den hensikt å stimulere til utbygging av 26,4 TWh ny fornybar energi i Norge og Sverige, derav minst 13,2 TWh i Norge. Siden de fleste store vannkraftprosjekter allerede er utbygd, forventes en stor utbygging av vind- og småkraft i Norge. Værforholdene langs den norske kysten gir gode muligheter for vindkraft, og det er gitt mange konsesjoner til utbygging allerede. Vindkraftaktørene må snarlig ta en beslutning om utbygging for å rekke elsertifikatfristen, som sier at de må være i drift innen utgangen av 2020.

Analysen i denne oppgaven er todelt. Den økonomiske analysen kartlegger hvilke kostnader vindkraftaktørene står ovenfor knyttet til å komme på nett i det eksisterende kraftsystemet, samt identifiserer kritiske faktorer knyttet til lønnsomheten i vindkraftprosjekter. Den tekniske delen analyserer hvordan nettfrekvensen blir påvirket av den uregulerbare kraftproduksjonen. Oppgaven skrives i samarbeid med Statnett, med målsetting om å legge til rette for betydelige vindkraftinvesteringer på Fosen og i Snillfjord. For å knytte denne nye vindkraftproduksjonen til sentralnettet er Statnett nødt til å bygge en ny ledning langs kysten fra Namsos i Nord-Trøndelag, via Fosenhalvøya, til Trollheim i Møre og Romsdal.

I den økonomiske analysen er det utviklet en modell for lønnsomheten i vindkraftprosjekter (Modell 1). Gjennom case-studier på Roan og Storheia er det vist at modellen gjenspeiler vindkraftinvesteringers virkelighet i Norge. Datagrunnlaget bygger på kvalitative data fra Multiconsult, samt møter og informasjon fra vindaktører som Statkraft og Zephyr. De mest kritiske faktorene knyttet til lønnsomhet i investeringene er kraftpris, investeringskostnad og brukstid. I tillegg vil en reduksjon av balanseringskostnader og nettleie gi økt lønnsomhet i prosjektene.

Den tekniske analysen (Modell 2) viser at økt andel uregulerbar kraft gjør kraftsystemet mer utfordrende å drifte. Dette skyldes blant annet at uregulerbar kraft er avhengig av vær

og vind, og den har ingen mulighet til å styre produksjonen slik tradisjonell vannkraft kan. Dette kan gi opphav til store avvik fra produksjonsplanen, noe som vil føre til ubalanser i kraftsystemet. Dette gjenspeiles gjennom at frekvensen avviker fra 50,00 Hz.



## **Abstract**

Norway is, as a member of the European Economic Area (EEA), committed to implement the EU's 20-20-20 targets in Norwegian law and social structuring. In 2012 the electricity certificate scheme was introduced in Norway. The intention was to stimulate the development of 26.4 TWh of new renewable energy in Norway and Sweden, where at least 13.2 TWh should be developed in Norway. Since most of the large hydropower projects already are developed, it is expected a huge development of wind and small hydro power in Norway. Weather conditions along the Norwegian coast line provide good opportunities for wind energy, and there are already given many development licenses. Wind power operators must shortly take a decision to develop, in order to reach the electricity certificate scheme's deadline to be in operation by the end of 2020.

The analysis in this master thesis is divided in two parts. The economic analysis identifies the wind power operator's costs related to connect to the grid in the existing power system. It also identifies critical factors related to the profitability of wind power projects. The technical part analyzes how the network frequency is affected by unregulated power. This master thesis is written in cooperation with Norway's TSO, Statnett, and the goal is to facilitate a significant investment in wind power at Fosen and in Snillfjord. To connect this new wind power generation to the national grid, Statnett has to build a new power line along the Norwegian coast, from Namsos in Nord-Trøndelag, via Fosen, to Trollheim in Møre and Romsdal.

In the economic analysis a model for the profitability of wind power projects (Model 1) is developed. Through case studies from Roan and Storheia, it is shown that the model reflects the reality of wind power projects in Norway. The data is based on qualitative information from Multiconsult, in addition to meetings and information from the wind power operators Statkraft and Zephyr. The most critical factors related to the profitability of wind power investments are energy prices, capital costs and the number of full-load hours. A reduction of balancing costs and supply tariffs will also increase the profitability in the projects.

The technical analysis (Model 2) shows that an increased share of unregulated power makes it harder to operate the electricity system. This is partly because the unregulated power depends on the weather and has no ability to control production like traditional hydropower plants. This can give large discrepancies from the production plan, which will create imbalance in the electricity system. The result of the imbalance is that the frequency deviates from 50.00 Hz.

# Innholdsfortegnelse

<b>Figurliste .....</b>	<b>x</b>
<b>Tabelliste .....</b>	<b>xi</b>
<b>1 Innledning .....</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Problemstilling og mål .....	2
1.3 Begrensninger og forutsetninger .....	3
1.4 Oppgavens oppbygning .....	3
1.5 Ordliste .....	4
<b>2 Kraftsituasjonen i Midt-Norge .....</b>	<b>6</b>
2.1 Ny kraftlinje Namsos – Trollheim .....	7
<b>3 Teori .....</b>	<b>9</b>
3.1 Det nordiske kraftsystemet .....	9
3.1.1 Det norske kraftsystemet .....	11
3.1.2 Det norske overføringsnettet .....	14
3.2 Det nordiske kraftmarkedet .....	15
3.2.1 Nord Pool Spot .....	16
3.2.2 Norge i samhandling med Europa .....	19
3.3 Regulering av kraftsystemet .....	22
3.3.1 Frekvens som balanseindikator .....	22
3.3.2 Reguleringsmuligheter .....	23
3.3.3 Prising av ubalanser - To-prismodellen .....	28
3.4 Vindkraft .....	29
3.4.1 Frekvensregulering .....	33
3.5 Kostnader for vindkraftprosjekter .....	34
3.5.1 Investeringskostnader (CAPEX) .....	34

3.5.2	Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX).....	36
3.6	Investeringsanalyse .....	38
3.6.1	Nåverdimetoden.....	38
<b>4</b>	<b>Metode.....</b>	<b>40</b>
4.1	Datainnsamling og modell .....	40
4.2	Forutsetninger.....	41
4.3	Scenario- og sensitivitetsanalyse.....	43
<b>5</b>	<b>Resultater.....</b>	<b>45</b>
5.1	Verifisering av modell for vindkraftprosjekters lønnsomhet .....	45
5.1.1	Roan Vindkraftverk .....	45
5.1.2	Storheia Vindpark .....	51
5.2	Elsertifikater.....	56
5.3	Sensitivitetsanalyse .....	57
5.3.1	Vindparkeres eksistens etter elsertifikatordningens slutt .....	58
5.3.2	Marginaltapssatser og nettleie.....	59
5.4	Modell for frekvensavvik.....	62
<b>6</b>	<b>Diskusjon .....</b>	<b>64</b>
6.1	Kostnader og lønnsomhet.....	65
6.1.1	Modell 1s gyldighet .....	65
6.1.2	Elsertifikatenes viktighet .....	68
6.1.3	Sensitivitetsanalysen .....	70
6.1.4	Marginaltapssatser .....	74
6.2	Uregulerbar kraftproduksjons frekvenspåvirkning .....	76
6.2.1	Modell 2s gyldighet .....	76
6.2.2	Frekvensregulering .....	77
<b>7</b>	<b>Oppsummering og konklusjon .....</b>	<b>83</b>
7.1	Kostnader og lønnsomhet.....	83

7.2	Uregulerbar kraftproduksjons frekvenspåvirkning .....	86
7.3	Videre arbeid .....	87
	<b>Referanseliste.....</b>	<b>88</b>

## Figurliste

Figur 2.1: Statnetts påbegynte og planlagte prosjekter i Midt-Norge (Statnett 2013b). Gjengitt med tillatelse. ....	6
Figur 2.2: Vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet (Statnett 2013b). Gjengitt med tillatelse. ....	8
Figur 3.1: Produksjon av elektrisk kraft i Norden i 2011. Det grønne området viser total fornybar kraftproduksjon, mens diagrammet til høyre viser fordelingen mellom de fornybare energikildene. Selvlaget basert på Tabell 3.1. ....	10
Figur 3.2: Produksjon av elektrisk kraft i Norge, Sverige, Finland og Danmark i 2011. Det grønne området viser total fornybar kraftproduksjon, mens diagrammet til høyre viser fordelingen mellom de fornybare energikildene. Selvlaget basert på Tabell 3.1. ....	10
Figur 3.3: Magasinfylling for hele Norge fordelt over hele året (NVE 2014b). Gjengitt med tillatelse. ....	11
Figur 3.4: Kart over årsmiddelvind for Norge ved en høyde på 80m (NVE 2009). Gjengitt med tillatelse. ....	13
Figur 3.5: Prinsippskisse for sentral-, regional- og distribusjonsnettet for elektrisitet i Norge. Merk at kraftproduksjon også, i noen grad, er koblet direkte til regional- og distribusjonsnettet (NVE 2011). Gjengitt med tillatelse. ....	15
Figur 3.6: Nordisk kraftflyt 30.01.2014 kl. 11:16 (Statnett 2014g). Gjengitt med tillatelse. ...	16
Figur 3.7: Elspot- og elbasmarkedets utbredelse (Nord Pool Spot 2014). Gjengitt med tillatelse. ....	17
Figur 3.8: Tidslinje for kjøp og salg av elektrisk kraft i elspotmarkedet (Nord Pool Spot 2014). Gjengitt med tillatelse. ....	18
Figur 3.9: Eksisterende og planlagte overføringskabler til utlandet (Statnett 2013b). I tillegg eksisterer det overføringskabler mellom Norge og Sverige. Gjengitt med tillatelse. ....	20
Figur 3.10: Skisse av de ulike reguleringsmulighetene (Bye et al. 2010). Gjengitt med tillatelse. ....	23
Figur 3.11: Produksjon og forbruk skal alltid være i balanse, noe som vil bestemme frekvensen i ethvert tilfelle. Her vil det forekomme et stasjonært avvik i frekvensen som følge av primærreguleringen. Selvlaget. ....	27
Figur 3.12: Prinsippskisse for primær- og sekundærregulering. Selvlaget. ....	27
Figur 3.13: Enkel skisse av rotor og hovedkomponentene i nacellen. Selvlaget. ....	30
Figur 3.14: Nettilslutning av vindturbinpark. Selvlaget. ....	31

Figur 3.15: Funksjonskrav for vindkraftverk (Statnett 2012b). Gjengitt med tillatelse. ....	32
Figur 5.1: Sensitivitetsanalyse for Roan Vindkraftverk viser hvordan endring i ulike faktorer vil påvirke det årlige resultatet (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).....	57
Figur 5.2: Frekvens ved ulike avvik i produksjon og forbruk. Beskrivelse av scenarioene finnes i kapittel 4.3.....	62

## Tabelliste

Tabell 2.1: Fakta om de tre delene av den nye kraftforbindelsen Namsos-Trollheim (Statnett 2013b).....	7
Tabell 3.1: Produksjon av elektrisk kraft i de nordiske landene i 2011 i GWh (EIA 2014).....	9
Tabell 3.2: To-prismodellen for prising av ubalanser i et kraftsystem (Statnett 2009). ....	28
Tabell 5.1: Inputverdier for Roan Vindkraftverk.....	45
Tabell 5.2: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1. ....	46
Tabell 5.3: Modell 1s fordeling av investeringskostnader (CAPEX) for Roan Vindkraftverk.....	47
Tabell 5.4: Modell 1s fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader, samt resultater for Roan Vindkraftverk ved beregningsmetode 2. ....	48
Tabell 5.5: Inputverdier for Storheia Vindpark. ....	51
Tabell 5.6: Modell 1s resultater for Storheia Vindpark ved bruk av beregningsmetode 1.....	52
Tabell 5.7: Modell 1s fordeling av investeringskostnader (CAPEX) for Roan Vindkraftverk.....	53
Tabell 5.8: Modell 1s fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader, samt resultater for Storheia Vindpark ved beregningsmetode 2. ....	54
Tabell 5.9: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1 og elsertifikatpris lik null. ....	56
Tabell 5.10: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1 og elsertifikatpris lik null og forutsetningen om investeringskostnaden endret fra 12 til 8,4 MNOK/MW.....	59
Tabell 5.11: Nettleiekostnad fordelt på energiledd og effektledd ved ulike marginaltapssatser.....	60

Tabell 5.12: Gjennomsnittstall for marginaltapssatsene [%] i knutepunkt Namsos og Viklandet i 2013 (Statnett 2014d).....	60
Tabell 5.13: Prognose for marginaltapssatsene [%] i knutepunkt Namsos og Viklandet for 2014 (Statnett 2014c).....	61



# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

EU vedtok i desember 2008 Fornybardirektivet. Fornybardirektivet har som målsetting at en i 2020 skal ha klart å redusere klimagassutslippene med 20 %, økt andelen energibruk fra fornybare energikilder med 20 % og lagt til rette for en økning på 20 % i forhold til energieffektivisering (EU 2014). Som medlemsland i det Europeiske Økonomiske Samarbeidet (EØS) har Norge forpliktet seg til å implementere Fornybardirektivet i norsk lov og samfunnsstrukturering. Som et ledd i denne fornybarsatsingen, har Norge inngått et samarbeid med Sverige om en økonomisk støtteordning som skal bidra til å øke produksjonen av fornybar kraft i Norge og Sverige. Denne støtteordningen kalles *elsertifikatorordningen* og trådte i kraft 1.januar 2012. Innføring av elsertifikater skal stimulere til utbygging av 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige, derav minst 13,2 TWh i Norge. For å få et begrep om denne energimengden, tilsvarer 26,4 TWh strømforbruket til mer enn halvparten av norske husholdninger i 2012 (inkludert jordbruk) (SSB 2014). Målet med elsertifikatene er å stimulere til økt investering i mer fornybar kraftproduksjon, til fordel for fossil kraftproduksjon. Et annet argument for innføring av elsertifikater er teknologiutvikling innen de ulike nye fornybare teknologiene (Bye & Hoel 2009).

Elsertifikater er teknologinøytral og tildeles alle kraftprodusenter som bygger ut ny fornybar kraftproduksjon innen 2020. Elkraftprodusentene kan få tildelt elsertifikater i inntil femten år. For kraftprodusentene fungerer elsertifikatene som en subsidie, mens de fungerer som en avgift for kraftforbrukere. For hver megawattime (MWh) elektrisitet som produseres, får produsentene få ett elsertifikat. Forbrukere av strøm er pliktig å kjøpe et visst antall elsertifikater i forhold til mengden strøm som kjøpes. Andelen varierer årlig, og er ment å øke jevnt frem mot 2020 til omtrent 18 %, før den skal reduseres fram mot 2035, da ordningen avsluttes. I 2014 er andelen elsertifikater på 6,9 % av det totale kraftforbruket. Med denne ordningen får mottakerne av elsertifikater en ekstra inntekt som skal bidra til å gjøre investeringen i ny fornybar kraftproduksjon lønnsom. Prisen på elsertifikatene bestemmes av tilbud og etterspørsel i elsertifikatmarkedet. Alle som bruker

og betaler strøm er dermed med på å finansiere den norsk-svenske fornybarutbyggingen (Olje- og energidepartementet 2014).

En statusrapport viser at det ble bygget ut totalt 4 700 GWh i det svensk-norske markedet fra innføring av elsertifikatordningen i 2012 til 1.august 2013. Av dette ble kun 600 GWh bygget ut i Norge. I løpet av den samme perioden har Sverige satt i gang vindkraftutbygging på 3200 GWh ny produksjon, mens det i Norge kun er igangsatt 15,8 GWh (Nilsen 2013b). Sverige har et mer gunstig skattesystem enn Norge, noe som gjør avskrivningstiden kortere på vindkraftprosjekter på svensk jord enn vindkraftprosjekter på norsk jord (Sprenger 2013). Dette fører til en ineffektiv utnyttelse av ressurser, der vindkraftprosjekter i Sverige blir bygget ut før vindkraftprosjekter i Norge, på tross av at Norge sitter på økonomiske og miljømessige bedre prosjekter. En annen årsak til at investeringene tas i Sverige og ikke i Norge, kan være at aktørene har dårligere tid i Norge. I Norge må prosjektene være i drift innen utgangen av 2020. I Sverige kan anleggene settes i drift senere, mot at de må forkorte antall år de mottar elsertifikater med like mange år som brukes på å sette anleggene i drift etter 2020 (Nilsen 2013a). Den nye blå-blå regjeringen i Norge har i midlertid sagt at de vil se over elsertifikat-ordningen, men endringer bør skje raskt slik at investeringsviljen i Norge øker.

Vindmålinger viser et godt ressursgrunnlag for vindkraft i Norge. Det er søkt og gitt konsesjon til en betydelig andel vindkraft, men det er også en betydelig risiko knyttet til investeringer i denne typen ny fornybar kraftproduksjon. For å rekke elsertifikatfristen innen utgangen av 2020, må vindkraftaktørene snarlig ta en investeringsbeslutning om norsk vindkraft. I mange tilfeller er systemansvarlig, Statnett, nødt til å legge til rette for vindkraftutbygging ved å investere i ny overføringskapasitet.

## **1.2 Problemstilling og mål**

Det er forbundet betydelig risiko i norske vindkraftinvesteringer og det er mange kostnader knyttet til utbygging og drift av vindkraftverk. Denne oppgaven vil kartlegge hvilke kostnader vindkraftaktørene vil ha knyttet til det å komme på nett i det eksisterende kraftsystemet, samt identifisere kritiske faktorer knyttet til lønnsomheten i vindkraftprosjekter. Oppgaven vil også se på hvordan nettfrekvensen blir påvirket av den

uregulerbare kraften. Analysen skrives i samarbeid med Statnett, der målet er å legge til rette for betydelige investeringer i vindkraft, spesielt på Fosen og i Snillfjord. Disse prosjektene vil ligge langs den planlagte kraftledningen fra Namsos i Nord-Trøndelag, via Fosenhalvøya, til Trollheim i Møre og Romsdal, som bygges for å kunne knytte ny vindkraftproduksjon til sentralnettet.

### **1.3 Begrensninger og forutsetninger**

Den økonomiske analysen begrenses til kostnader og lønnsomhet knyttet til vindkraftprosjekter i det kraftsystemet som finnes i dag. Oppgaven begrenses til å omfatte kun landbasert vindkraft i Norge bestående av horisontalakslede vindturbiner. De etiske diskusjonene rundt vindmølleparkene er utelatt fra analysen. Analysen antar også bygging av en ny kraftlinje langs Trøndelagskysten, fra Namsos til Trollheim. Analysene bygger på data og nøkkeltall fra vindkraftaktørers erfaringer, og oppgavens analyse vil ikke gå grundig inn i de ulike kostnadspostene, men analysere hvilke kostnader og effekter som vil påvirke vindkraftprosjektene lønnsomhet.

Den tekniske analysen begrenses til å se på frekvensregulering. Tekniske forhold som reaktiv effektkompensering og stabilitet utelates fra oppgaven. Det forutsettes i frekvensanalysen at systemet driftes normalt og at dette tilsvarer en nettfrekvens lik 50,00 Hz.

### **1.4 Oppgavens oppbygning**

I det neste kapittelet beskrives kraftsituasjonen i Midt-Norge. Kapittel tre omfatter teori om det nordiske kraftsystemet og kraftmarkedet, hvordan nettfrekvensen brukes som indikator på kraftsystemets balanse og hvordan ubalanser håndteres. Det omfatter også teori om vindkraft, kostnader for vindkraftprosjekter, samt teori om investeringsanalyse. Før resultatene presenteres i kapittel fem, beskrives metodene som er brukt i analysene i kapittel fire. Kapittelet beskriver hvordan modellene er utformet, avgrensninger og forutsetninger, samt vurderinger foretatt i sensitivitetsanalysen. I det sjette kapittelet diskuteres problemstillingen, før kapittel sju konkluderer og oppsummerer.

## 1.5 Ordliste

**Balanseringskostnad** – Kostnader nyttet til av balansering mellom reell og planlagt produksjon.

**Brukstid** – Forholdet mellom årlig energiproduksjon og installert effekt.

**CAPEX** – Capital expenditures (investeringskostnad).

**Effekt** – Arbeid per tidsenhet eller energi som omformes per tidsenhet.

**Elbasmarked** – Nord Pool Spots døgnåpne kraftmarked krafthandel kan forekomme inntil en time før produksjonen finner sted.

**Elsertifikater** – Verktøy for økt produksjon av fornybar energi som finansieres via strømprisen.

**Elspotmarked** – Nord Pool Spots auksjonsbaserte døgmarked og står for mesteparten av handelen på Nord Pool Spot.

**Energi** – Evne til å utføre et arbeid (deles opp i potensiell og kinetisk energi).

**Fornybardirektivet** - Har som målsetting at en i 2020 skal ha redusert klimagassutslippene med 20 %, økt andelen energibruk fra fornybare energikilder med 20 % og lagt til rette for en økning på 20 % i forhold til energieffektivisering. Også kalt 20-20-20-mål.

**Kalkulasjonsrente** – Avkastningskrav til en investering.

**Nettfrekvens** – Antall svingninger per sekund (50,00 Hz for det nordiske synkronsystemet).

**Nord Pool Spot** – Verdens største marked for elektrisk krafthandel.

**Ny fornybar energi** – Fornybare energikilder som foreløpig ikke er utnyttet, eller er utnyttet i svært liten grad.

**OPEX** – Operating expenditure (drifts- og vedlikeholdskostnad).

**Primærregulering** – Automatisk frekvensregulering som håndterer momentane ubalanser i inntil 2-3minutter.

**Regulerstyrke** – Sier noe om hvordan frekvensreguleringsreservene blir aktivert som funksjon av frekvensen.

**Sekundærregulering** – Frekvensregulering som vanligvis fungerer slik at set-punktet til vannkraftprodusentene endres automatisk på signal fra TSO-ene. Varer fra 2-15minutter.

**Tertiærregulering** – Manuell regulering som fungerer som et marked for reguleringskapasitet (regulerkraftmarked).

**To-pris-modell** – Statnetts modell for prising av produksjons- og forbruksbalanser.

**Triplex-linjer** – Ledninger med tre leder per fase slik at det til sammen er ni ledere.

**TSO** – Transmission System Operator. TSO i Norge er Statnett.

**Turbin** – Maskin som omformer bevegelsesenergi til rotasjonsenergi.

**Uregulerbar kraft** – Energi fra kraftverk som ikke kan lagre energien til senere produksjon.

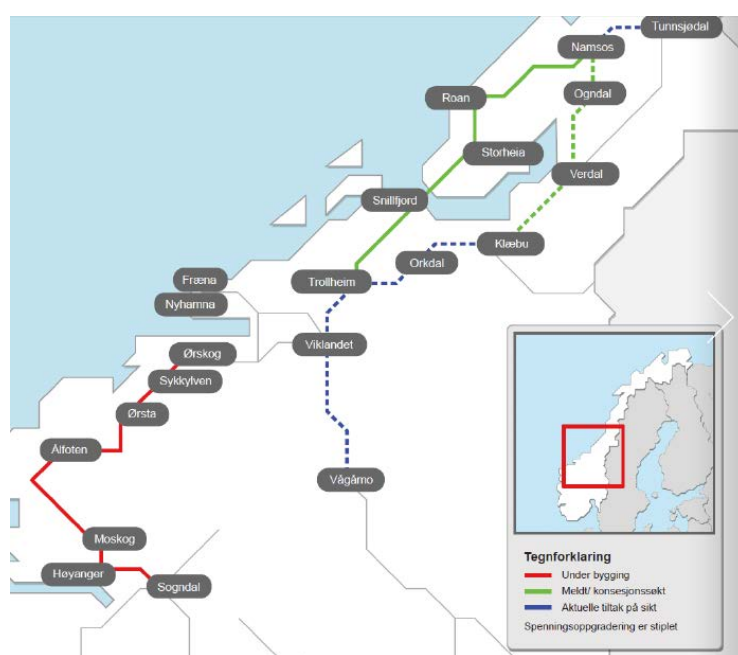
**VA** – Volt Ampere (enhet for tilsynelatende effekt)

**W** – Watt (enhet for effekt).

**Wh** – Watttimer (enhet for energi).

## 2 Kraftsituasjonen i Midt-Norge

Region Midt-Norge består av fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trønderslag og Nord-Trønderslag. Statnett beskrev kraftsituasjonen i Midt-Norge i sin «*Nettutviklingsplan 2013*». Her sier de at Midt-Norge i utgangspunktet har et kraftunderskudd, i tillegg til at de forventer vekst i forbruket som følge av økt industri- og petroleumsvirksomhet. Kraftunderskuddet dekkes delvis av to 300 kV-forbindelser fra nord, og delvis fra en 420 kV-forbindelse fra Sverige (Statnett 2013b). Dette kraftunderskuddet har ført til at forsyningssikkerheten i Midt-Norge er svak. 420 kV-forbindelsen mellom Sogndal og Midt-Norge (Ørskog-Sogndal) er forventet ferdigstilt i 2016. Denne forbindelsen vil gi en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i Midt-Norge. Statnett sier at den vil gi rom for forbruksvekst i regionen, i tillegg til at den legger til rette for fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre. Fremtidig overføringsbehov mellom Østlandet og Midt-Norge er en viktig årsak til nettutbyggingen i Midt-Norge. Statnett har planer om å spenningsoppgradere 300 kV-forbindelser nord-sør, for å kunne ha kapasitet til økt overføring på denne kraftstrekningen. I tillegg til dette har Statnett planer om å legge til rette for økt vindkraftproduksjon langs trønderlagskysten (Statnett 2013b). Disse planene blir nærmere beskrevet videre i dette kapittelet. Figur 2.1 viser påbegynte og planlagte prosjekter i region Midt-Norge.



Figur 2.1: Statnetts påbegynte og planlagte prosjekter i Midt-Norge (Statnett 2013b). Gjengitt med tillatelse.

## 2.1 Ny kraftlinje Namsos – Trollheim

Langs trønderlagskysten, nærmere bestemt på Fosen og i Snillfjordområdet, er det planlagt en stor utbygging av vindkraft. Nettet i dette området har i midlertid ikke kapasitet til å ta imot en slik utbygging. Derfor har Statnett fått endelig vedtak av Olje- og energidepartementet (OED) for bygging av en ny 420 kV-ledning fra Namsos i Nord-Trøndelag, via nye transformatorstasjoner i Roan, Storheia og Snillfjord, til Trollheim i Møre og Romsdal. Traseen er skissert i Figur 2.2. Statnett konsesjonssøkte opprinnelig denne forbindelsen som to prosjekter, Namsos-Roan-Storheia og Storheia-Trollheim. Den nordligste strekningen ble konsesjonsgitt av Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) i 2010, mens den sørligste strekningen fikk konsesjon i 2012. I OEDs endelige vedtak er prosjektene i midlertid slått sammen til ett prosjekt, som skal inngå som en del av sentralnettet (Statnett 2013a). Statnett vil i midlertid foreta en tredeling av utbyggingen. Planen er å bygge ut Namsos-Roan-Storheia når det er investeringsbesluttet minst 600 MW vindkraft på Fosen. Videre vil de bygge ut Snillfjord-Trollheim når det er investeringsbesluttet minst 400 MW vindkraft i Snillfjordområdet. Til slutt, når overføringsbehovet nord-sør er tilstrekkelig stort, vil Statnett bygge ut den siste strekningen over Trondheimsfjorden, nemlig Storheia-Snillfjord (Statnett 2013b). Tabell 2.1 viser fakta om de tre strekningene.

Tabell 2.1: Fakta om de tre delene av den nye kraftforbindelsen Namsos-Trollheim (Statnett 2013b).

Strekning	Antall kilometer	Nye transformatorstasjoner	Berørte kommuner
Namsos-Roan-Storheia	ca.120	Roan og Storheia. I tillegg trengs en utvidelse av Namsos transformatorstasjon	Overhalla, Namsos, Namdalseid, Osen, Roan og Åfjord
Snillfjord-Trondheim	ca.65	Snillfjord og Trollheim	Snillfjord, Hemne, Rindal og Surndal
Storheia-Snillfjord	70 (inkludert 7km sjøkabel under Trondheimsfjorden)	Ingen nye	Åfjord, Rissa, Agdenes og Snillfjord

Figur 2.2 viser den planlagte vindkraftutbyggingen på Fosen og i Snillfjordområdet. OED har gitt tillatelse til å bygge ut 860 MW vindkraft på Fosen og i underkant av 510 MW vindkraft i Snillfjordområdet (Statnett 2013a; Statnett 2013f). Det er enda ikke tatt noen investeringsbeslutning for noen av de konsesjonsgitte vindkraftparkene, men Statnett er i tett dialog med vindkraftaktørene.



Figur 2.2: Vindkraft på Fosen og i Snillfjordområdet (Statnett 2013b). Gjengitt med tillatelse.



## 3 Teori

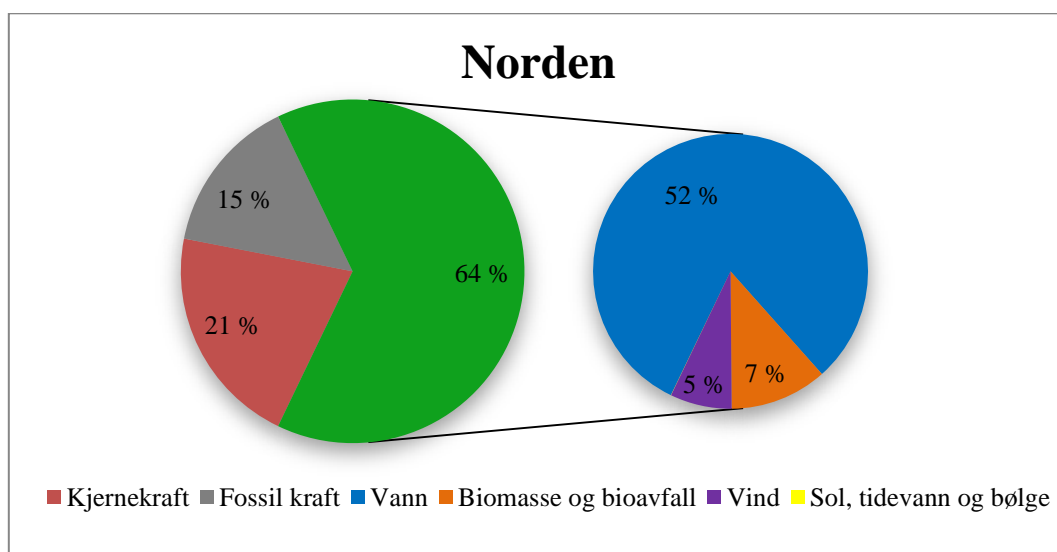
### 3.1 Det nordiske kraftsystemet

Dette kapittelet beskriver det nordiske kraftsystemet, som består av Norge, Sverige, Finland og Danmark. Via overføringskabler er det nordiske kraftsystemet også koblet sammen med det europeiske kraftsystemet. Det norske kraftsystemet og overføringsnettet vil bli beskrevet mer omfangsrikt.

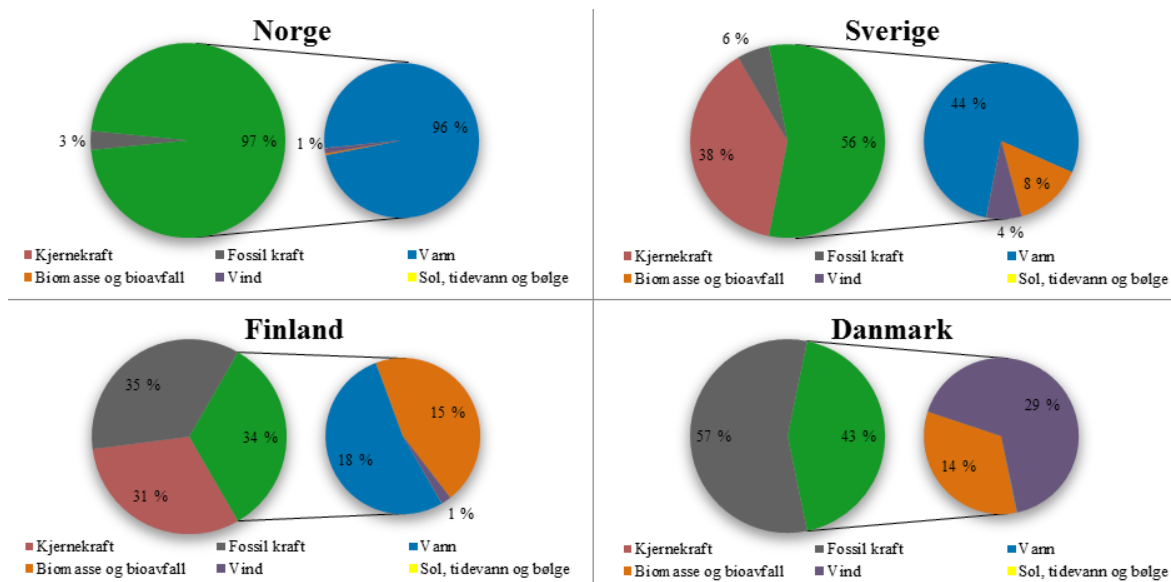
Det nordiske kraftsystemet kan karakteriseres som et kraftsystem basert på vindkraft, vannkraft, kjernekraft og termisk kraftproduksjon, der omtrent halvparten av Nordens kraftproduksjon kommer fra vannkraft. Omtrent to tredjedeler av kraftproduksjonen i Norden kommer fra fornybare kilder. Norge er et vannkraftland, der omtrent 96 % av kraftproduksjonen kom fra vannkraft i 2011. Totalt utgjorde fornybar kraftproduksjon nesten 97 % av den totale kraftproduksjonen. I Sverige utgjorde fornybar kraftproduksjon omtrent 56 % av den totale kraftproduksjon i 2011. Hovedvekten av svensk fornybar kraftproduksjon kom fra vannkraft. Finlands fornybare kraftproduksjon utgjorde i 2011 en tredjedel (33 %) av den totale kraftproduksjonen. Mesteparten av den finske kraftproduksjonen kom fra termisk kraftproduksjon (både kjernekraft og fossil kraft). I Danmark kom omtrent 44 % av kraftproduksjonen fra fornybare energikilder i 2011. Av den fornybare kraftproduksjonen kom 67 % fra vindkraft, og totalt utgjorde vindkraftproduksjonen 29 % av den totale danske kraftproduksjonen. Til sammenlikning var den samlede kraftproduksjon i Finland og Danmark mindre enn kraftproduksjonen i Norge og Sverige alene (EIA 2014). Tabell 3.1, Figur 3.1 og Figur 3.2 viser produksjon av elektrisk kraft i de nordiske landene i 2011.

**Tabell 3.1: Produksjon av elektrisk kraft i de nordiske landene i 2011 i GWh (EIA 2014).**

	Kjerne- kraft	Fornybare energikilder					Fossil kraft	Pumpe- kraft	Total produksjon
		Vann	Vind	Sol, tidevann og bølge	Biomasse og bioavfall	Total fornybar kraft			
Norge	-	119 609	1 293	20	483	121 405	3 956	-181	<b>125 180</b>
Sverige	57 051	65 601	6 083	12	11 883	83 579	8 066	-44	<b>148 652</b>
Finland	22 028	12 353	483	5	10 586	23 427	24 888	-	<b>70 343</b>
Danmark	-	17	9 774	6	4 876	14 673	19 042	-	<b>33 715</b>
Norden	79 079	197 580	17 633	43	27 828	243 084	55 952	-225	<b>377 890</b>



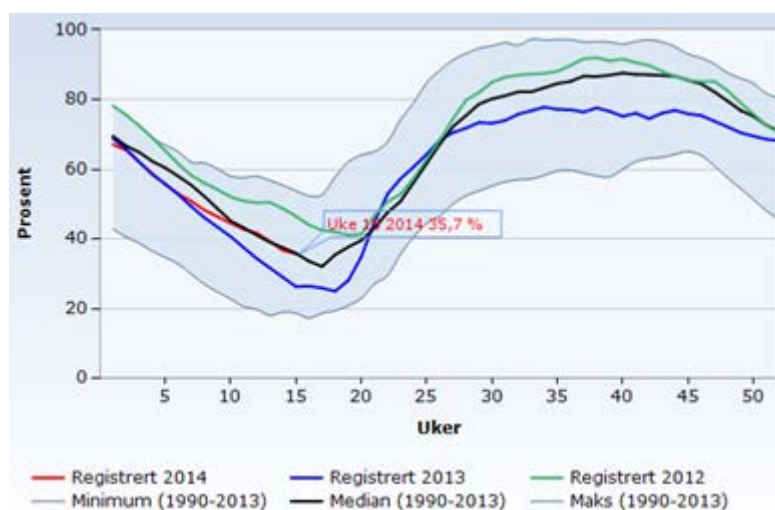
Figur 3.1: Produksjon av elektrisk kraft i Norden i 2011. Det grønne området viser total fornybar kraftproduksjon, mens diagrammet til høyre viser fordelingen mellom de fornybare energikildene. Selvlaget basert på Tabell 3.1.



Figur 3.2: Produksjon av elektrisk kraft i Norge, Sverige, Finland og Danmark i 2011. Det grønne området viser total fornybar kraftproduksjon, mens diagrammet til høyre viser fordelingen mellom de fornybare energikildene. Selvlaget basert på Tabell 3.1.

### 3.1.1 Det norske kraftsystemet

Norge er, i henhold til Tabell 3.1 og Figur 3.2, å regne som en vannkraftnasjon. Vannkraftproduksjonen blir ofte delt inn i to ulike kategorier. *Vannkraftverk* (evt. *Større vannkraftverk*) er kraftverk som har installert effekt høyere enn 10 MW, mens kraftverk med ytelse mellom 1 og 10 MW kalles *småkraftverk* (NVE 2010). Vannkraftverk blir sett på som regulerbar kraft fordi vannet kan lagres i magasiner ovenfor kraftstasjonen, mens småkraftverk vanligvis blir sett på som uregulerbar kraft på grunn av marginal magasinkapasitet. Vannkraftproduksjonen avhenger av vannmengde og fallhøyde. Figur 3.3 viser fyllingsgraden til de norske magasinene fordelt utover hele året.



Figur 3.3: Magasinfylling for hele Norge fordelt over hele året (NVE 2014b). Gjengitt med tillatelse.

Vanntilsiget i Norge kan grovt deles inn slik:

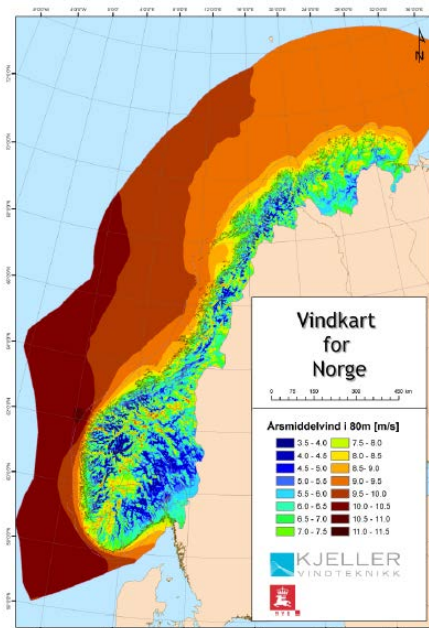
- Våren: Største magasinfyllingsperiode på grunn av mye is- og snøsmelting som betyr høyt vanntilsig.
- Sommeren: Ganske stabilt magasinnivå på grunn av lite regn og lavt kraftforbruk.
- Høsten: Magasinfyllingsperiode på grunn av mye regn.
- Vinteren: Magasinene tappes på grunn av kuldeperioder med høyt kraftforbruk.

Magasinkapasiteten gjør at Norge kan spare vannet fra våren til vinteren. Det er verdt å merke seg at lav magasinfylling ved inngangen til vinteren og tidlig snølegging kombinert med kald vinter og høyt forbruk, kan gi kritisk lav fyllingsgrad om våren. Avhengig av

hvordan vanntilsiget er gjennom sommeren og høsten, vil dette kunne påvirke magasinenes fyllingsgrad ved inngangen til neste vinter, noe som igjen vil føre til høyere kraftpriser. Som vannkraftprodusent er det ønskelig å bruke vannet til kraftproduksjon når verdien av vannet er høy. Vannverdien avhenger av kraftprisen til en hver tid, men den avhenger også av magasin størrelse og reguleringsgrad. Noen magasiner kan ha betydelig høyere vannverdi enn kraftverdi i perioder av året, og det lønner seg derfor å spare på vannet til kraftprisen overstiger vannverdien. Vannkraft er også assosiert med lave marginale driftskostnader.

Vindkart viser at Norge er et av landene i Europa med de beste forutsetningene for vindkraftetablering, med mye vind spredt over store kystarealer (Twidell & Weir 2006, s.267). Per 3.mars 2014 er det av NVE gitt konsesjoner til 6257 MW vindkraft i Norge, noe som tilsvarer en energiproduksjon på omtrent 17-18 TWh (NVE 2014c). Vindkraftproduksjonen er uregulerbar og avhenger av vindhastigheten. Det er sesongvariasjoner også for vindkraftproduksjon, da vinden varierer både i styrke og retning gjennom hele året. Målinger viser at det blåser i gjennomsnitt kraftigst om vinteren, og at vinden avtar noe utover våren. Om sommeren måles de laveste gjennomsnittshastighetene, mens den gjennomsnittlige vindhastigheten øker igjen utover høsten. Dette gjør kombinasjonen av vann og vind gunstig fordi kraftforbruket er størst om vinteren.

I gjennomsnitt er vindhastigheten langs hele norskekysten mellom seks og åtte meter per sekund (m/s) ved en høyde på ti meter over bakken. Ved typisk arbeidshøyde for vindturbiner, for eksempel femti meter over bakken, antas det at vindhastigheten kan være ti til tjue prosent høyere, avhengig av de lokale forholdene (NOU 1998:11). Generelt sies det at det trengs en gjennomsnittshastighet på 6,5 m/s for at et område skal være aktuelt for vindkraftproduksjon (Olje- og energidepartementet 2013). Ved hastigheter over 25 m/s stoppes vindturbinenes produksjon av sikkerhetsmessige årsaker. Figur 3.4 viser et kart over årsmiddelhastigheter for vinden i Norge ved åtti meters høyde. Av figuren ser man at ressursgrunnlaget i Norge varierer stort, men at det er en tendens at kystområdene har størst potensiale for utnyttelse av vindenergi.



Figur 3.4: Kart over årsmiddelvind for Norge ved en høyde på 80m (NVE 2009). Gjengitt med tillatelse.

Elektrisk kraft kan ikke lagres i store mengder, slik som for eksempel olje og gass. Det betyr at kraften må produseres i det den brukes, og det må hele tiden være en balanse mellom produksjon og forbruk av kraft i kraftsystemet. Det kan oppstå problemer med å opprettholde denne balansen når det inkluderes store mengde uregulerbar kraft i et kraftsystem. Uregulerbar kraft er veldig avhengig av vær og vind, noe som fører til mindre forutsigbarhet til kraftproduksjonen. Likevel er uregulerbar vindkraftproduksjon attraktivt i Norge. Dette er mye på grunn av det norske vannkraftsystemets evne til å regulere produksjonen meget nøyaktig og i løpet av kort tid. På den måten kan vannkraften brukes til å opprettholde balansen mellom produksjon og etterspørsel i kraftsystemet. Vannkraftproduksjon og vindkraftproduksjon er en god kombinasjon siden vinden har en tendens til å blåse kraftigst om vinteren, når kraftetterspørselen er størst og vannmagasinene tappes. I et kraftsystem basert på regulerbar vannkraftproduksjon og uregulerbar vindkraftproduksjon kan energien fra vindmølleparkene lagres ved å holde igjen vann i de norske vannmagasinene. Vindkraftverkene vil produsere kraft når det blåser, og vannet kan spares til perioder med høyere kraftpris.

### 3.1.2 Det norske overføringsnettet

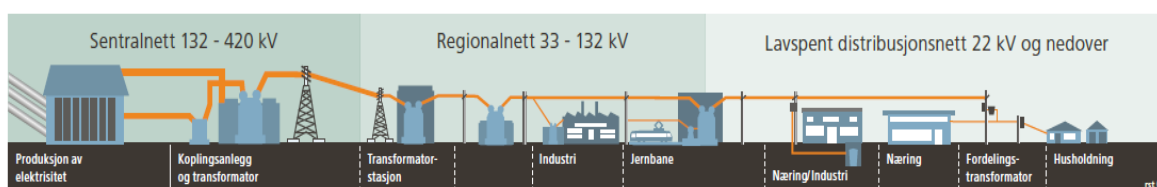
De første norske kraftverkene ble bygget på slutten av 1800-tallet. På den tiden ble kraftintensiv produksjon gjerne lagt til områder med tilgjengelig vannkraft, slik at kraften gjerne ble konsumert i områder i nærheten av der kraften ble produsert. *Samkjøringen* startet på Østlandet i 1930-årene, og ble senere fulgt opp i andre landsdeler. Tilsiget til vannkraftmagasinene varierer i tid og med geografisk plassering. Det er også store variasjoner i reguleringsgrad for vannkraftmagasinene og brukstid for vannkraftverkene. Dette gjorde det gunstig å samkjøre vannkraftverk for dermed å redusere vanntap og for å kunne utnytte vannressursene på en bedre måte. Med samkjøring menes «*samdrift av kraftstasjoner gjennom tilknytning til et felles landsdekkende ledningsnett*» (Store norske leksikon 2013). Utviklingen av teknologi for overføring av kraft over lange distanser gjorde det ikke lenger nødvendig å produsere kraften lokalt. I løpet av 1980-tallet ble Norge fullstendig samkjørt.

I Norge er det Statnett SF som er systemansvarlig, og dette krever et stort ansvar. Systemansvarlig har ansvar for å ivareta forsyningssikkerheten, ved å koordinere produksjon og forbruk slik at systemet til enhver tid er i balanse. Spenningen må holdes på et konstant og riktig nivå, samtidig som det må være nok kapasitetsreserver. Som systemansvarlig er Statnett pliktig å tilby alle aktører tilgang til sentralnettet på like vilkår, og de har ansvar for vedlikehold og utvikling av det norske sentralnettet. Det er også Statnett som har ansvar for koordinering av strømtransporten inn og ut av Norge (Statnett 2013g).

I tillegg til det nasjonale overføringsnett har Norge kraftledninger til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland. En ny sjøkabel til Danmark er under bygging, og det planlegges å legge sjøkabler til både Tyskland og England. Statnett sier følgende i sin «*Nettutviklingsplan 2013*» (Statnett 2013b):

*«Utvekslingskapasitet mot utlandet er en integrert og viktig del av det norske sentralnettet. Økt kapasitet vil bedre norsk forsyningssikkerhet, tilrettelegge for norsk verdiskaping og bidra til fremtidens klimavennlige energisystem.»*

Det norske overføringsnett kan deles i tre nivåer, sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet, som vist i Figur 3.5. Sentralnettets hovedfunksjon er å binde sammen produksjon og forbruk i ulike deler av landet, og å gi alle aktører i alle landsdeler adgang til markedet på like premisser. Sentralnettet har de høyeste spenningsnivåene her til lands, 420 kV, 300 kV og 132 kV. For å fordele kraften nedover i systemet, mot forbrukerne, må spenningen transformeres ned i flere trinn. Regionalnettet driftes på spenningsnivåer mellom 33 kV og 132 kV, mens distribusjonsnettet drives på spenninger fra 22 kV og nedover. Spenningen transformeres ned i transformatorstasjoner. Transformatorstasjoner er utstyrt med brytere og relevern for å gi beskyttelse til anlegg og komponenter i nettet. For å distribuere kraften helt ut til husholdningene må spenningen transformeres ned til 230 V, som er det vanligste i Norge, eller eventuelt 400 V (NVE 2011).



**Figur 3.5: Prinsippkisse for sentral-, regional- og distribusjonsnettet for elektrisitet i Norge. Merk at kraftproduksjon også, i noen grad, er koblet direkte til regional- og distribusjonsnettet (NVE 2011). Gjengitt med tillatelse.**

### 3.2 Det nordiske kraftmarkedet

Kraftmarkedet deles i to markeder; engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet foregår handelen mellom kraftprodusenter, kraftleverandører og større sluttbrukere, men sluttbrukermarkedet omfatter alle kunder som selv ikke handler kraft direkte på kraftbørsen, Nord Pool Spot. Norge er synkronisert med Sverige, Finland, Øst-Danmark og Baltikum, men det nordiske kraftmarkedet er de siste årene blitt utvidet og integrert i det europeiske kraftmarkedet ved bygging av kabler mot Europa. Det jobbes stadig med enda tettere integrasjon med Europa. Dette kapittelet vil beskrive kraftmarkedets funksjon og virkemåte.

Med et felles kraftmarked menes et marked der kraftprodusenter, kraftleverandører og større aktører kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med liknende aktører i markedet. Det skilles mellom fysisk og finansiell krafthandel. Dette kapittelet vil kun se på den

fysiske delen av krafthandelen, nemlig den som skjer enten via *bilaterale kontrakter* mellom to aktører, eller på den nordiske kraftbørsen, Nord Pool Spot. Bilaterale er «*en avtale mellom en kjøper og selger der det er avtalt pris, volum og en tidsperiode for kraft som skal omsettes mellom nevnte parter.*» (NVE 2014a). Figur 3.6 viser kraftflyten i det nordiske kraftmarkedet og de ulike prissonene per 30.januar 2014.



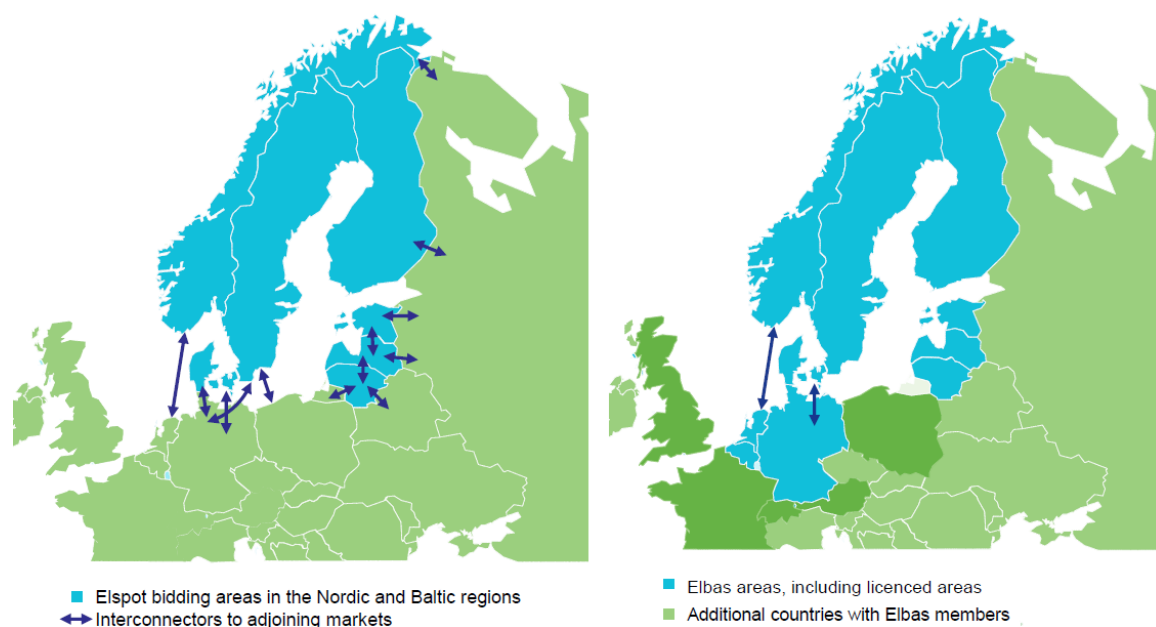
Figur 3.6: Nordisk kraftflyt 30.01.2014 kl. 11:16 (Statnett 2014g). Gjengitt med tillatelse.

### 3.2.1 Nord Pool Spot

I 1996 ble et felles marked for krafthandel i Norge og Sverige etablert. Dette markedet ble kalt *Nord Pool ASA*, der Statnett og Svenska Kraftnät eide 50 % hver av den norsk-svenske kraftbørsen. I 1998 ble Finland en del av det nordiske kraftmarkedet, og i de to påfølgende årene ble også Vest-Danmark og Øst-Danmark en del av Nord Pool ASA, som skiftet navn til *Nord Pool Spot* i 2002 (Statnett 2013e). Nord Pool Spot var det første multinasjonale markedet for kjøp og salg av elektrisk kraft. I dag er Nord Pool Spot verdens største marked for elektrisk krafthandel (målt i TWh), og inkluderer de nordiske landene og Baltikum, i tillegg til Tyskland og Storbritannia. Nord Pool Spot kan deles i



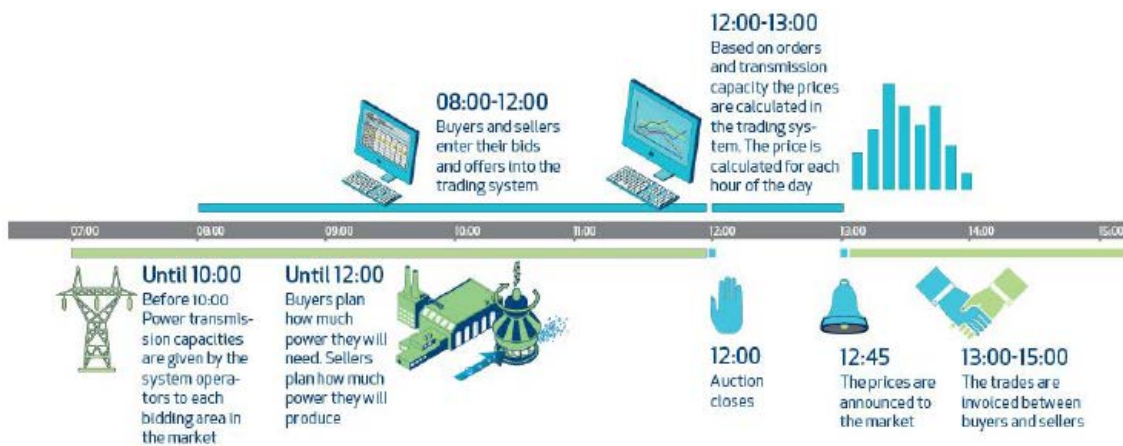
tre markeder; *elspotmarkedet* i Norden og Baltikum, *elbasmarkedet* i Norden og Baltikum og «N2EX»-markedet i Storbritannia (Nord Pool Spot 2013; Nord Pool Spot 2014). Det britiske kraftsystemet vil ikke bli omtalt i denne oppgaven. Figur 3.7 viser områdene elspot- og elbasmarkedet opererer i.



Figur 3.7: Elspot- og elbasmarkedets utbredelse (Nord Pool Spot 2014). Gjengitt med tillatelse.

### Elspotmarkedet

Elspotmarkedet (døgnmarkedet) er Nord Pool Spots auksjonsbaserte «day-ahead»-marked og står for mesteparten av handelen på Nord Pool Spot. Markedet fungerer på den måten at produsentene byr inn hvor de vil produsere til hvilken pris dagen før produksjonen skal skje (Figur 3.8). Prisen, kalt *elspot systempris*, blir kalkulert i forhold til tilbud, etterspørsel og overføringskapasitet for hver time den påfølgende dagen. Fristen for å by inn neste dags produksjon er klokken 12.00 (CET) hver ukedag (Nord Pool Spot 2014). Systemprisen settes ut ifra antagelsen om at det ikke er noen begrensninger i overføringsnett, og er den prisen som brukes som referansepris i den finansielle delen av kraftmarkedet. Prisene i de forskjellige prisområdene kan likevel være ulike, noe som gjenspeiler bindende begrensninger i overføringsnett, også kalt flaskehalser. Figur 3.8 viser en tidslinje for auksjonen på elspotmarkedet.



Figur 3.8: Tidslinje for kjøp og salg av elektrisk kraft i elspotmarkedet (Nord Pool Spot 2014). Gjengitt med tillatelse.

Systemansvarlig bruker elspotmarkedet for å planlegge driften av kraftsystemet og kraftflyten i Norden og Baltikum. I 2012 ble 77 % av det totale forbruket av elektrisk kraft i det nordiske markedet handlet gjennom elspotmarkedet (Nord Pool Spot 2013). Mesteparten av krafthandelen foregår altså i dette markedet, men det kan likevel oppstå situasjoner der plutselige endringer i kraftsystemet skaper behov for å kunne handle kraft i løpet av en kortere tidshorisont.

### Elbasmarkedet

Elbasmarkedet er Nord Pool Spots intradagmarked for krafthandel. Dette er et døgnåpent kraftmarked, der kjøp og salg av kraft kan forekomme inntil en time før produksjonen finner sted (Statnett 2014b). Dette gjør at medlemmer av markedet kan justere kraftproduksjon eller forbruksplaner tett opp til kraftleveringen. Handelen er strukturert som en online server der aktørene kan kjøpe og selge kraft til enhver tid.

Hvis et kraftverk for eksempel ser at de vil produsere 100MWh for lite kraft den neste timen i forhold til produksjonsplanen, kan de gå og se om de finner denne mengden kraft til salgs i elbasmarkedet. Budene følger «pay-as-bid»-modellen, der kjøperen tilbyr en pris for den gitte effekten, og selger kan godta eller avslå tilbudet. Hvis de for eksempel klarer å kjøpe opp 90 MWh, vil de kun sitte igjen med en ubalans i den neste driftstimen på 10 MWh. Denne ubalansen må de betale for etter to-prismodellen (les om to-prismodellen i kapittel 3.3.3). Overføringselskapene rapporterer daglig inn tilgjengelig

overføringskapasitet til elbasmarkedet. Dersom det er ledig overføringskapasitet, kan også naboland handle med hverandre i elbasmarkedet. I 2012 ble 3,3 % av det totale forbruket av elektrisk kraft i det nordiske markedet handlet gjennom elbasmarkedet (Nord Pool Spot 2013). Elbasmarkedet kan vise seg å spille en mer betydelig rolle ved innfasing av mye ny fornybar og uregulerbar kraft, som vind-, sol og småkraft. Det er stor uforutsigbarhet både for vind, solinnstråling og vanntilsig, og prognosene avviker ofte fra reell produksjon. Dermed kan elbasmarkedet bidra til å jevne ut disse forskjellene, slik at kraftsystemet gjenopptar balanse.

### **3.2.2 Norge i samhandling med Europa**

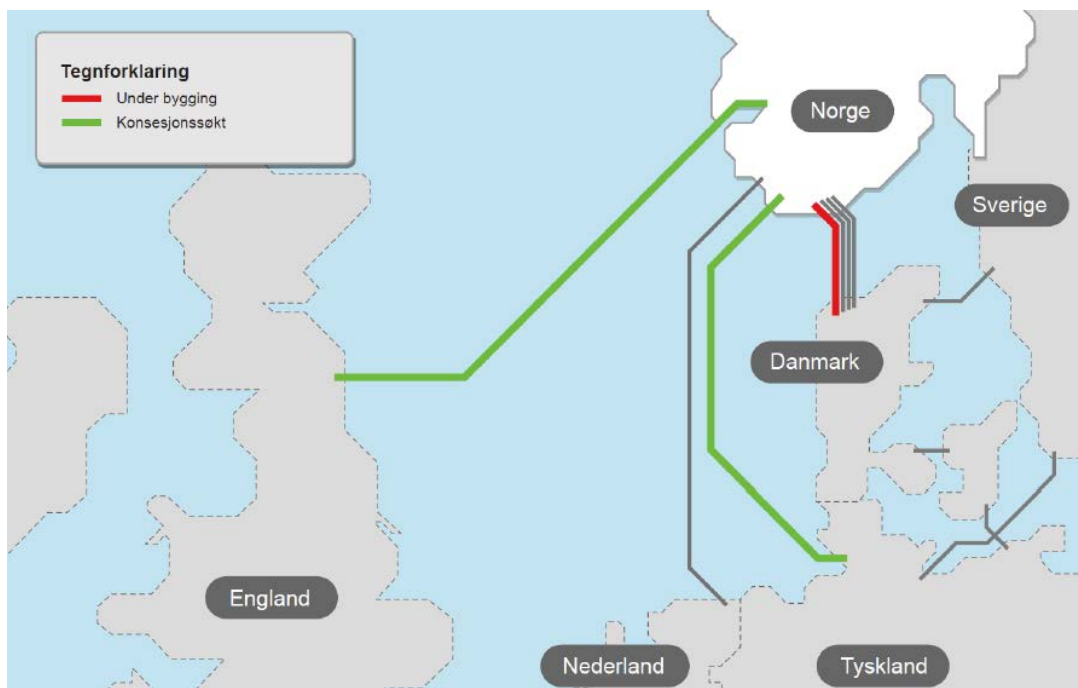
Det norske kraftsystemet er dominert av vannkraftproduksjon, og kraftsystemet er *energidimensjonert*. Dette betyr at det er energimengden (for eksempel vanntilsiget) som setter rammene for hvor mye kraft som kan produseres og hvor stor installert effekt det er i hvert vannkraftverk. Våre handelspartnere er i stor grad dominert av termisk kraftproduksjon, som for eksempel kull-, gass- og kjernekraft. Disse kraftsystemene er *effektdimensjonerte*, som betyr at det er installert effekt (MW) i kraftverkene som setter rammene for hvor mye kraft som kan produseres (St.meld. nr. 18 (2003-2004)).

Termiske kraftverk drives mest effektivt ved jevn energiproduksjon. Raske og korte endringer i produksjonen er ofte forbundet med høye kostnader, derfor kan en ikke starte og stoppe termiske kraftverk på samme måte som vannkraftverk. Dette gir utslag i store prisvariasjoner i løpet av et døgn i det europeiske kraftmarkedet, i motsetning til den relativt konstante prisen i Norges vannkraftsystem. Vannkraftverkene kan raskt og rimelig stoppes og startes opp igjen, og på den måten kan et samspill mellom det termiske kraftsystemet og Norge bidra til å glatte ut forbrukstoppene i Europa, noe som totalt vil gi en bedre og rimeligere drift av det felles kraftsystemet.

Europas klimapolitikk, med innføring av Fornybardirektivet i 2008, fører til at det europeiske kraftsystemet utvikler seg i en retning med mer fornybar, og mindre termisk, kraftproduksjon. Ny fornybar kraftproduksjon består i hovedsak av vind- og solkraft. Begge disse energikildene er veldig væravhengig, har vanskeligheter med å planlegge produksjon og er uregulerbare. Dermed vil produksjonsnivået variere stort avhengig av

været til ethvert tidspunkt, noe som gjør at Europa vil få et stort reguleringsbehov. Tyskland er den største produsenten og forbrukeren av kraft i det europeiske kraftsystemet, og deres rikskansler Angela Merkel har lenge ytret et ønske om at Norge kan være Europas «grønne batteri». Norge har betydelig vannkraftressurser med stor reguleringssevne. Dette betyr at Norge kan tilby reguleringskraft til Europa ved etablering av pumpekraftverk. Ved overskuddsproduksjon i Europa kan Norge importere billig kraft og bruke denne kraften til å pumpe vann opp i vannmagasinene. Når Europa har kraftunderskudd, kan vannet slippes ned gjennom turbinene og Norge kan eksportere kraften tilbake til Europa. Slik kan de norske vannmagasinene brukes som lager og regulering for den uregulerbare europeiske kraftproduksjonen. For at det skal være lønnsomt å utbygge pumpekraft i Norge, må variasjonen i kraftprisen mellom dag og natt være stor nok. I tillegg krever det investeringer i enda flere kabler til Europa.

Det norske kraftsystemet er koblet sammen med Europa via overføringskabler. Figur 3.9 viser Statnetts planer for nettutvikling mot utlandet.



**Figur 3.9:** Eksisterende og planlagte overføringskabler til utlandet (Statnett 2013b). I tillegg eksisterer det overføringskabler mellom Norge og Sverige. Gjengitt med tillatelse.

Per i dag har vi følgende overføringskapasiteter til utlandet:

- Sverige: 3700 MW (vekselstrømsforbindelser)
- Danmark: 1000 MW
- Nederland: 700 MW

Følgende prosjekter er i Statnetts planer:

- Danmark: 700 MW – under bygging – planlagt i drift i 2014
- Tyskland: 1400 MW – under planlegging – planlagt i drift i 2018
- England: 1400 MW – under planlegging – planlagt i drift 2020

I tillegg til de eksisterende 1700 MW med kabelkapasitet, gir de tre nye kablene til sammen 3500 MW ny overføringskapasitet til utlandet. Statnetts vurdering er at det ikke er plass til mer enn de planlagte overføringskablene til utlandet før 2020 (Statnett 2013b). Vurderingen er gjort på grunnlag av deres kunnskap om begrensninger i det innenlandske nettet. De sier likevel i sin nettutviklingsplan (Statnett 2013b):

*«På bakgrunn av driftserfaringer med de nye mellomlandsforbindelsene og annen ny informasjon vil det kunne åpne opp for ytterligere mellomlandsforbindelser etter 2020 dersom dette vurderes å være samfunnsøkonomisk lønnsomt.»*

Per i dag ikke lønnsomt å bygge ut pumpekraftverk i Norge, samtidig som det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet til å kunne realisere ideen om Norge som Europas «grønne batteri». Dette har gjort at Europa må se etter reguleringsevne på andre måter. Derfor har de i Europa begynt å diskutere kapasitetsmarkeder. Store norske leksikon har følgende definisjon av kapasitetsmarkeder (Rosvold 2014):

*«Kapasitetsmarked ... betyr at aktører som produserer elektrisk energi basert på ikke-fornybare energikilder, eller magasinbasert vannkraft, betales for å stå klare til å produsere når behovet melder seg.»*

### 3.3 Regulering av kraftsystemet

Selv om markedet er i likevekt i planleggingsfasen, er det flere uforutsette hendelser som påvirker kraftbalansen kontinuerlig. Dette kan være uforutsigbare værforhold, værrelaterte forbrukssvingninger, kortvarige endringer i forbruket hos store forbrukere, utfall av produksjon eller utfall av kraftoverføringslinjer (Statnett 2013c). Dette kapitlet vil forklare de ulike reguleringsalternativene som finnes for å holde nettfrekvensen stabil.

#### 3.3.1 Frekvens som balanseindikator

Nettfrekvensen er en indikator på balansen i kraftsystemet. Når kraftbalansen er i likevekt gjenspeiles dette i at nettfrekvensen er 50,00 Hz. Dersom produksjonen er for stor i forhold til forbruk, vil frekvensen stige til over 50,00 Hz. Det motsatte skjer ved for høyt forbruk og for lav produksjon. Statnett har sagt at de skal holde frekvensen innenfor et område fra 49,90 Hz og 50,10 Hz, og perioder med drift utenfor dette omtales som frekvensavvik. I slike tilfeller vil frekvensreguleringen prøve å motvirke frekvensavvikene.

Statnett skriver i sin «*Systemdrifts- og markedeutviklingsplan 2014-20*» at kraftsystemet de senere årene har blitt mer utfordrende å drifte (Statnett 2014i).

*«Økt handel, økt forbruk og lite nytt sentralnett har ført til et høyt utnyttet nett, økte flaskehalsar og mindre marginer i driften. Sammen med større og raskere endringer i kraftproduksjon og kraftflyt, og økte avvik i den momentane balansen har dette gitt en mer krevende systemdrift.».*

De siste årene har ikke frekvenskvaliteten vært god nok, noe som indikerer økt risiko i kraftsystemet. Statnett mener at en årsak til dette kan være strukturelle ubalanser som oppstår fordi det er ulike profiler for endring i produksjon, forbruk, og fordi flyt inn og ut av systemene er ulike. De hevder også at det er kritisk med tanke på tilgjengelighet til frekvensstyrende reserver og at det må jobbes med å lage bedre virkemidler for frekvensregulering (Statnett 2014i).

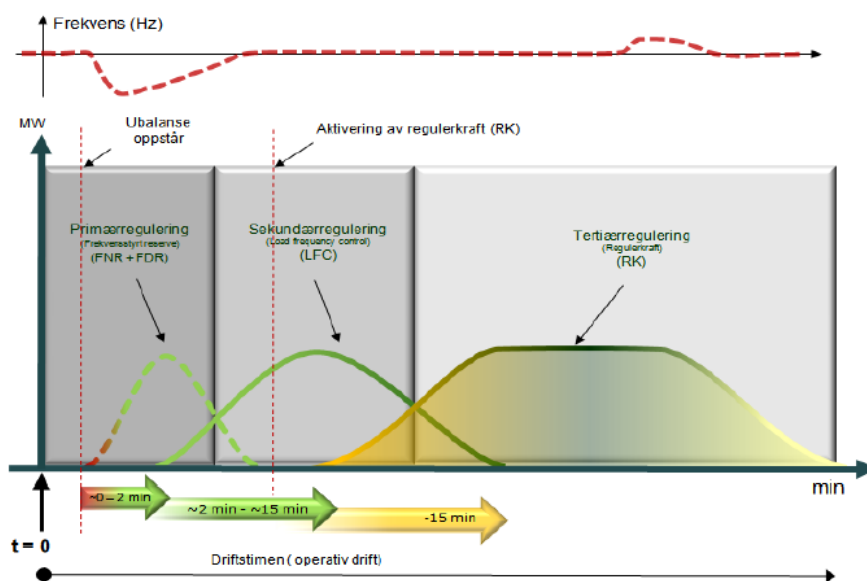
Regulérstyrke er en størrelse som sier noe om hvordan frekvensreguleringsreservene blir aktivert som funksjon av frekvensen. Kravet til regulérstyrke i Norge er 6000MW/Hz. Endringer i forbruk og produksjon påvirker frekvensen mindre desto større regulérstyrken er (Nordel 1997). Likningen for regulérstyrke er

$$\text{Regulérstyrke} = \frac{E_{\text{maks,regulerende anlegg}}}{s \cdot f \cdot \text{reguleringsintervall}} \quad (1)$$

der  $E_{\text{maks,regulerende anlegg}}$  er den maksimale energiproduksjonen fra anlegg som bidrar med regulering,  $s$  er statikkinstilling og  $f$  er nettfrekvensen.

### 3.3.2 Reguleringsmuligheter

Grovjobben i balanseringsarbeidet gjøres, som sagt, av aktørene på kraftmarked, nemlig kjøperne og selgerne. Aktørene avtaler hvor mye kraft som skal produseres og forbrukes hver time i den påfølgende dagen, men det er sjeldent disse prognosene stemmer eksakt med de reelle tallene for produksjon og forbruk. Det er tre ulike reguleringsmuligheter ved avvik i nettfrekvensen; primær-, sekundær og tertiærregulering. Figur 3.10 viser en prinsippskisse av de ulike reguleringsmulighetene.



Figur 3.10: Skisse av de ulike reguleringsmulighetene (Bye et al. 2010). Gjengitt med tillatelse.

## **Primærregulering**

*Primærreguleringen* håndterer de momentane ubalansene i kraftsystemet og jobber kontinuerlig med å stabilisere frekvensen slik at den holdes innenfor 49,90-50,10 Hz. Ved momentane endringer, som utfall av produksjon eller forbruk, vil produksjonen endres slik at det forekommer et stasjonært avvik i frekvensen slik det er vist i Figur 3.11. Primærreguleringen utføres automatisk av roterende reserver ved at generatoren prøver å øke eller redusere effekten for å forsøke og henholdsvis øke eller redusere frekvensen. Primærreservene kan deles i *frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N)* og *frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)*. FCR-N responderer innen fem sekunder ved feil eller avvik, og skal være fullt aktivert innen tretti sekunder. FCR-D fungerer som en forlengelse av FCR-N inntil to til tre minutter (Statnett 2014i).

Norge er et langt land og det er derfor viktig at det finnes frekvensreserver i ulike deler av nettet. Statnett stiller derfor et krav til aktører med generatorer som er større enn 10 MVA om at de skal ha maksimalt 12 % statikk for aggregater som ikke har fått tilslag i markedet. Et vannkraftverks *statikk* defineres som vannkraftverkets momentane effektreserve i en elektrisk generator (Rosvold 2013). De siste årene har Statnett vedtatt at statikken for sommerhalvåret skal være maksimalt 6 % (Statnett 2014f).

For at den automatiske primærreguleringen skal fungere, må anleggene være i drift. Anlegget må også være utstyrt en turbinregulator. Det er i tillegg essensielt at anleggene har ledig effekt, slik at de kan øke eller redusere produksjonen i forhold til frekvensavvikets retning. I Norden skal disse reservene ligge på omtrent 600 MW, der den norske andelen er på drøye 200 MW. I Norge er det i hovedsak vannkraftverkene som bidrar til denne typen regulering (Statnett 2012a).

## **Sekundærregulering**

Dersom primærreguleringen ikke strekker til og frekvensen nærmer seg utkanten av det tillatte frekvensområdet eller ubalansen vedvarer lengre enn omtrent to minutter, tar *sekundærreguleringen* over. Se Figur 3.10. Når sekundærreguleringen overtar, frigjøres primærreguleringen for regulering av nye ubalanser. Automatiske sekundærreserver



(FRR-A) ble implementert i 2013, der målet var et felles nordisk marked for sekundærreserver. Sekundærreguleringen fungerer vanligvis slik at set-punktet til produksjonen endres automatisk på signal fra TSO-ene. Dette vil føre til at produksjonen i anlegget vil endres slik at frekvensen bringes tilbake til 50,00 Hz. Sekundærreguleringen har en responstid mellom 120 og 210 sekunder etter signalet mottas fra TSO og er operativ i inntil femten minutter. I likhet med primærreguleringen, skjer denne reguleringen i produserende anlegg med ledig effekt slik at produksjonen kan reguleres både opp og ned (Statnett 2014g; Statnett 2014i). Statnett har også en avtale med store forbrukere om bidrag til sekundærregulering. Ved kritiske situasjoner med ekstrem overlast, kan Statnett be disse forbrukerne koble ut forbruket sitt. Et eksempel på en slik stor forbruker er aluminiumsverkene på Sunndalsøra.

### **Tertiærregulering (regulerkraftmarkedet)**

Ved ubalanser som varer i mer en femten minutter, overtar *tertiærreguleringen* og sekundærreguleringen frigjøres for nye ubalanser, slik vist i Figur 3.10 (Statnett 2013c). Tertiærreguleringen omtales ofte som et *regulerkraftmarked (RK-marked)*, som fungerer som et felles balansemarked for det nordiske kraftmarkedet. RK-markedet drives av Statnett og de andre systemansvarlige selskapene i Norden, og de har bestemt at landenes krav til tertiærreserver skal være lik dimensjonerende feil i landets delsystem. «*Dimensjonerende feil er definert som det største produksjonsutfallet eller bortfall av import som systemet skal være dimensjonert for å tåle.*» (Statnett 2012a) I Norge er denne feilen 1200 MW, men Statnett har valgt å sikre ytterligere 800 MW tertiærreserver for å kunne ta seg av regionale flaskehals og ubalanser (Statnett 2014j). For hele Norden er dimensjonerende feil 1360 MW (Statnett 2012a).

Aktører som har mulighet til å regulere egen produksjon eller forbruk på femten minutters varsel, deltar i RK-markedet. Dette markedet bruker Statnett aktivt for å håndtere avvik mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet. Foreløpige anmeldelser sendes til Statnett innen kl. 20:00 dagen før produksjonen. Etter dette kan aktørene melde inn nye anmeldelser eller korrigeringer til Statnett innen 45 minutter før produksjonstimen. Prisen i RK-markedet settes i driftstimen ved at Statnett vurderer behovet for opp- eller nedregulering i den aktuelle timen (Statnett 2014e).

Tertiærreguleringen er manuell og utføres slik at systemoperatørene ringer produsenter og ber den øke eller redusere produksjonen, avhengig av i hvilken retning frekvensavviket er. RK-markedet brukes også for å håndtere overlast i flaskehalsen i nettet ved å kjøpe opp eller ned produksjon slik at flaskehalsen avlastes.

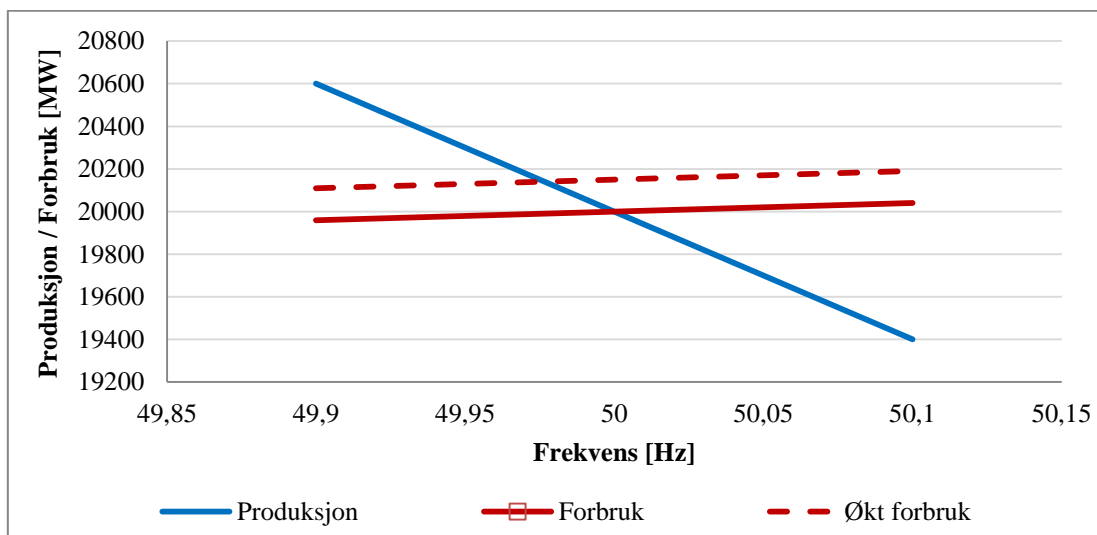
### **Et eksempel på avvik i nettfrekvensen**

Etter at anmeldingsfasen er ferdig, vil Nord Pool sende ut en systempris for hver time i det kommende døgnet. Denne prisen gjør at produksjonen er gitt for hver time i alle vannkraftverk. Forbruket er også gitt ut fra denne prisen. Når driftstimen kommer, vil alle vannkraftverk produsere etter produksjonsplanen, med relativt brå endringer ved timeskift. Forbruket vil derimot ikke skifte brått ved timeskift, men ha en jevn fordeling gjennom hele døgnet. Dette er en av årsakene til at man spesielt ved timeskift vil få avvik mellom det prognoserte og reelle forbruket (Statnett 2012a).

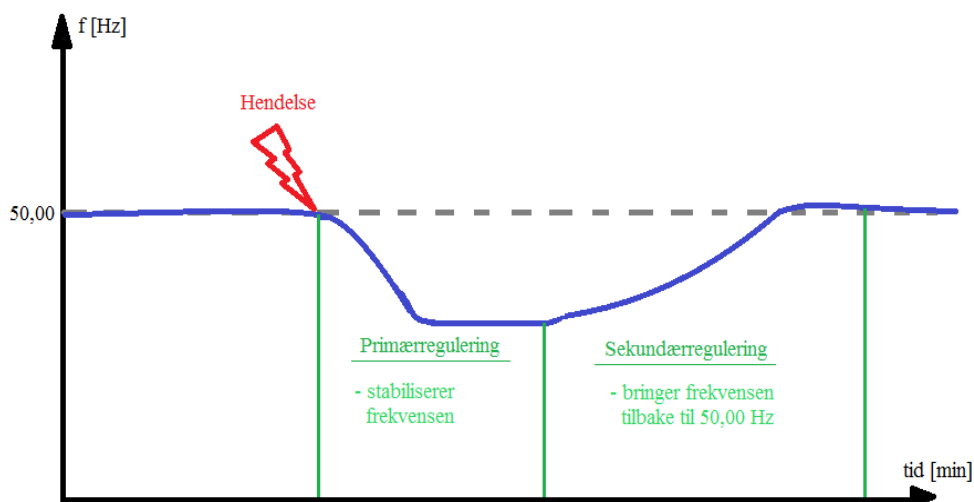
Det norske kraftsystemet har en evne til selvregulering, tidligere beskrevet som primærregulering. Hvis frekvensen går ned, vil også forbruket minke. Grunnen til dette er at en del av forbruket (blant annet motordrifter) er frekvensavhengig. Lavere frekvens fører til lavere elektrisk forbruk. Denne selvreguleringen ligger i størrelsesorden 400 MW/Hz, men avhenger naturligvis av mange forhold. Primærreguleringsevnen kan ikke påvirkes, kun observeres (Hornnes 2014). Som vist i Figur 3.11 vil et økt forbruk på for eksempel 150 MW skifte forbrukskurven oppover, fra den røde heltrukne kurven, til den røde stiplede kurven. Siden det alltid skal være balanse mellom produksjon og forbruk, vil det dannes et nytt skjæringspunkt ved en lavere frekvens (se krysningspunkt mellom blå og rød stiplet kurve). Det nye skjæringspunktet fører til at produksjonen også vil øke, men som konsekvens får vi et stasjonært avvik i frekvensen. Forbruket vil i tillegg gå noe ned og bli lavere enn de 15 MW som var den opprinnelige lastøkningen. I eksempelet i Figur 3.11 er det brukt en regulerstyrke på 6000 MW/Hz for produksjonen. Veien tilbake til 50,00 Hz er vist i Figur 3.12.

Ved hendelser som skaper frekvensavvik, vil primærreguleringen sørge for å stabilisere frekvensen, men som resultat får man altså et stasjonært avvik i frekvensen. Når avviket har vart i lengre enn to minutter, tar sekundærreguleringen over. Sekundærreguleringen

bringer vanligvis frekvensen tilbake til normal nettfrekvens, men dersom frekvensavviket varer i mer enn femten minutter vil tertiærreguleringen overta.



Figur 3.11: Produksjon og forbruk skal alltid være i balanse, noe som vil bestemme frekvensen i ethvert tilfelle. Her vil det forekomme et stasjonært avvik i frekvensen som følge av primærreguleringen. Selvlaget.



Figur 3.12: Prinsippkisse for primær- og sekundærregulering. Selvlaget.

### 3.3.3 Prising av ubalanser - To-prismodellen

Dersom totalt forbruk er større enn total produksjon må produksjonen økes og forbruket reduseres, for at systemet skal være i balanse. Dette kalles oppregulering. Det motsatte kalles nedregulering, og i dette tilfellet må produksjonen reduseres.

Innføring av en større andel uregulerbar kraftproduksjon har ført til at Statnett ble nødt til å innføre en modell for prising av ubalanser i systemet. I det nye systemet, som ble innført i 2009, er det referert til to handelsoppsett og to separate ubalanser; en ubalanse for produksjon, og en ubalanse for forbruk og handel. Kun produksjonsubalansen vil bli omtalt her. Produksjonsubalansen i en time finnes ved å se hvor mye den reelle produksjonen avviker fra planlagt produksjon, når denne er justert for eventuelle aktiverte reguleringer (Statnett 2009).

$$\begin{aligned} \text{Produksjonsubalanse} \\ = \text{Faktisk produksjon} - \text{Planlagt produksjon} \\ + \text{aktiverte reguleringer}_{\text{produksjon}} \end{aligned} \quad (2)$$

Produksjonsubalansen i likning (2) prises etter en to-prismodell, der prisen på ubalansen avhenger av om ubalansen støtter opp om totalsystemets behov eller ikke. Ubalansen støtter opp om totalsystemets behov dersom det kjøpes regulerkraft (er for lite produksjon) i en nedreguleringstime, eller det selges regulerkraft (er for mye produksjon) i en oppreguleringstime. I slike situasjoner prises ubalansen til elspotpris. I motsatt tilfelle, dersom ubalansen ikke støtter opp om totalsystemets behov, prises ubalansen til regulerkraftpris (Statnett 2009). Tabell 3.2 viser prisingen i to-pris-modellen.

Tabell 3.2: To-prismodellen for prising av ubalanser i et kraftsystem (Statnett 2009).

Produksjonsubalanse	Oppreguleringstime	Nedreguleringstime
Underbalansert (kjøp av regulerkraft)	RK-pris	Spotpris
Overbalansert (salg av regulerkraft)	Spotpris	RK-pris

Motivet bak innføring av denne to-prismodellen var at produsentene i en en-prismodell kunne ta spekulative posisjoner som gjør arbeidet med å holde frekvensen stabil

vanskeligere. Å ta spekulative posisjoner betyr at produsenter med vilje for eksempel produserer for mye kraft når de forventer en oppreguleringstime, fordi de vil få bedre betalt for den ekstra produserte kraften, enn for den planlagte produksjonen. Toprismodellen er et klart økonomisk insentiv for produsentene til å overholde produksjonsplanene, noe som gjør frekvensbalanseringen enklere for Statnett.

### 3.4 Vindkraft

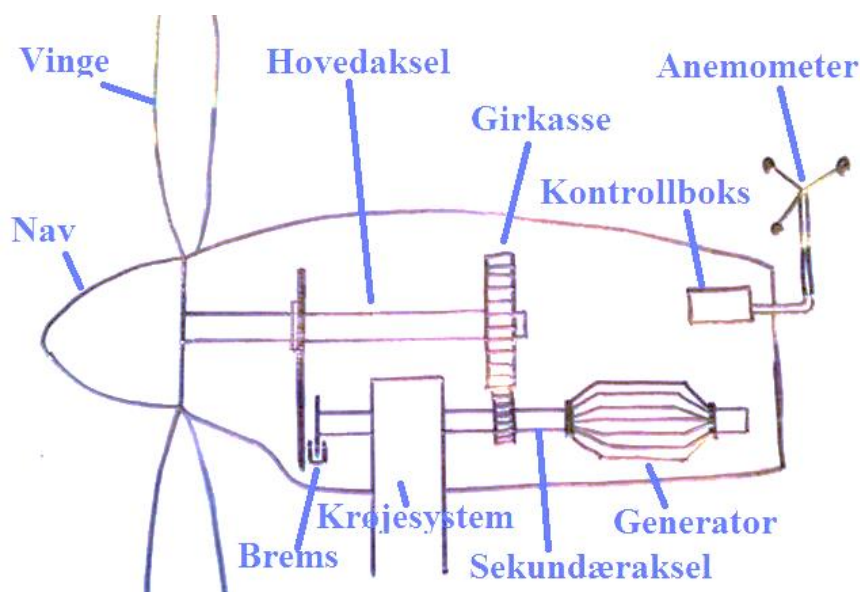
Vindkraft er energi som blir omdannet fra bevegelsesenergi i luftstrømmer, til elektrisk energi ved hjelp av en turbin. Det finnes to hovedgrupper av vindmøller, horisontalakslede og vertikalakslede. De mest kommersielle er de horisontalakslede vindmøllene. Vindmøllene kan plasseres både på land og ute i havet (onshore og offshore). Siden denne oppgaven omhandler landbaserte vindkraftprosjekter som skal være realiserbare innen 2020, vil fokuset være på landbaserte og horisontalakslede vindmøller. Likningen for vindturbinens effekt,  $P$ , er

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \quad (3)$$

der  $\rho$  er tettheten til lufta,  $A$  er rotorens sveipeareal,  $V$  er vindhastighet og  $C_p$  er rotorens virkningsgrad (Twidell & Weir 2006, s.263). Effekten er proporsjonal med både lufttettheten og sveipearealet, noe som betyr at en dobling av for eksempel arealet, vil gi en dobling av effekten. En dobling av vindhastigheten vil derimot gi åtte ganger så stor effekt. Det er altså vindhastigheten som har størst betydning for hvor mye effekt en kan få ut av en vindturbin.

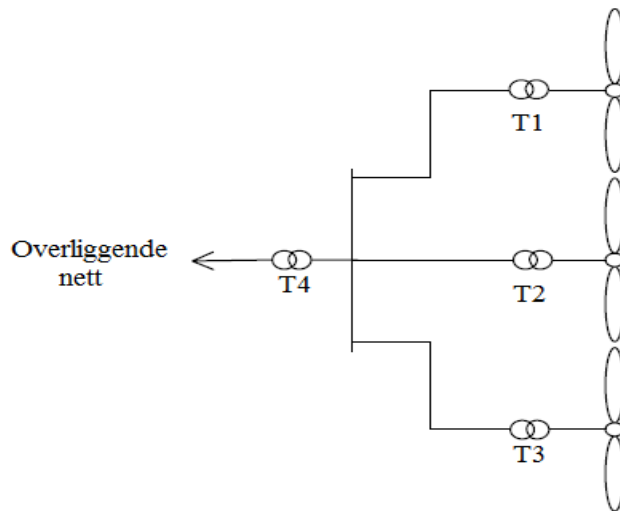
En moderne vindmølle består i hovedsak av rotor, nacelle (maskinhus) og tårn med fundament. I tillegg til disse delene er det nødvendig med en transformator for å kunne koble vindmøllen(e) til nettet. Figur 3.13 viser rotoren og nacellen i vindmøllene. Rotoren består av vingene og navet. De viktigste komponentene i maskinhuset er hovedaksel, girkasse, mekanisk brems, sekundæraksel, generator og krøjesystem (Fossdal et al. 2007, s.88). Vinden driver vingene som er direkte festet til hovedakselen (også kalt lavhastighetsaksel). Girkassen markerer skillet mellom lav og høy hastighet. Generatoren

opererer nemlig med atskillig høyere omdreiningshastighet enn rotoren. Girkassen brukes dermed for å øke turtallet på sekundærakselen, som opererer som rotor i generatoren. Generatoren omformer den mekaniske energien til elektrisk energi. Bremsen sitter på sekundærakselen og kan bremse sekundærakselen dersom denne roterer for hurtig. Anemometeret og vindfanen er plassert bakerst på vindmøllen og skal registrere vindens hastighet og retning. Signalene sendes inn til en kontrollboks som styrer vindturbinen. Krøjesystemet mottar videre signalet og dreier nacellen slik at vindturbinen står vinkelrett mot vinden til enhver tid (Norsk Vindkraftforening 2014b).



Figur 3.13: Enkel skisse av rotor og hovedkomponentene i nacellen. Selvlaget.

Strømmen som genereres ledes gjennom en kabel fra nacellen til bunnen av tårnet. Vindhastigheten øker jo høyere fra bakken en er, og tårnhøyden varierer fra mellom førti og hundre meter. Det er enorme krefter og et voldsomt moment i sving i toppen av tårnet, derfor må fundamentet bygges for å tåle dette. Nederst i tårnet er det vanlig å plassere en transformator. Generatorspenningen er ofte 690 V i Norge, og i transformatoren heves denne spenningen til 22 kV (Fossdal et al. 2007). Figur 3.14 viser et eksempel på hvordan vindturbiner kan kobles til overliggende nett. Transformator 1, 2 og 3 transformerer her spenningen opp fra 690 V til for eksempel 22 kV, og transformator 4 transformerer spenningen videre opp til ønsket spenning på overliggende nett.



Figur 3.14: Nettilslutning av vindturbinpark. Selvlaget.

Når vinden treffer bladene på vindturbinen, avgis bevegelsesenergi fra vinden til vingene. Dette gjør at vinden bremses opp, og jo mer vinden bremses opp, jo mer energi er overført til vindturbinens blader, og jo lavere hastighet vinden har når den har passert vindturbinen. Det er fysisk umulig at all bevegelsesenergien i vinden blir overført, da den stansede vinden vil hindre ny luft i å passere vindturbinen. Teoretiske beregninger viser at maksimal avgitt effekt oppnås når vinden bremses ned til en tredjedel av hastigheten. I følge Betz' lov kan ikke en vindturbin fange opp mer enn 59 % av energimengden som passerer turbinens sveipeareal (Hofstad & Rosvold 2013).

For å kunne sammenlikne vindmølleparker med ulik størrelse og produksjon brukes ofte begrepet *brukstid*. Brukstid er definert som det antallet timer vindmølleparken hadde vært i drift hvis den gikk for full effekt hele tiden, se likning (4).

$$Brukstid [h] = \frac{\text{Årlig produksjon [MWh]}}{\text{Installert effekt [MW]}} \quad (4)$$

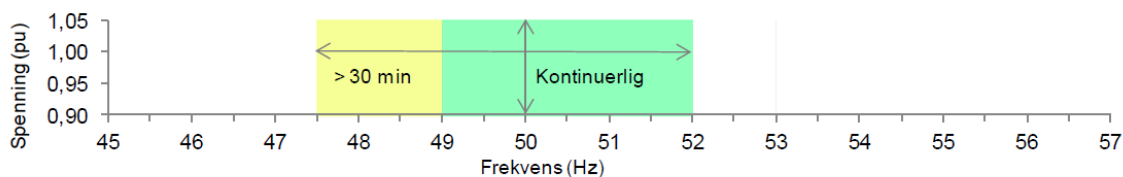
der *årlig produksjon* tilsvarer den årlige energiproduksjonen til vindmølleparken og *installert effekt* er vindmølleparkens effektkapasitet (NVE 2014d). De siste årene har brukstiden økt samtidig som teknologien og kunnskap i vindkraftbransjen har blitt forbedret. Stor rotordiameter vil øke den årlige energiproduksjonen, noe som igjen vil påvirke antallet fullasttimer i positiv retning. Det samme vil lavere generatoreffekt og høy

middelvind i vindmølleparken. Vektet gjennomsnittlig brukstid i Norge i 2013 var 2555 timer, der brukstiden varierte mellom 1478 og 3601 timer. Gjennomsnittet blir trukket ned av de fire eldste vindmølleparkene, som alle hadde en brukstid under 2000 timer. Disse parkene er også på randen av sin tekniske levetid (NVE 2014d). Statkraft oppgir at deres tre parker på Fosen (Roan, Storheia og Kvenndalsfjellet) vil ha en brukstid mellom 3000 og 3300 timer (Mollestad 2014).

Ulike vindturbiner kan brukes i ulike områder, avhengig av hva som er typiske vindhastigheter i det spesifikke området. En typisk vindturbin begynner ikke å produsere strøm før vindhastigheten er 3 m/s. Maksimal effekt oppnås ikke før vinden er oppe i liten kuling, altså 13 m/s, mens vindturbinen stoppes for å unngå skade på noen av elementene ved full storm, altså vindhastigheter over 25 m/s (Statkraft 2010).

Som systemoperatør stiller Statnett en rekke krav til kvaliteten på den strømmen som skal mates inn på nettet. «Funksjonskrav i kraftsystemet» (FIKS) er Statnetts veileder for konsesjonærer, nyetableringer og rehabilitering av eksisterende anlegg i kraftsystemet. I utgangspunktet stilles de samme kravene til vindkraftverk som til andre kraftverk. Kravene gjelder kun for vindmølleparker større enn 1 MVA. Vindmølleparker skal altså kontinuerlig kunne driftes innenfor frekvensområdet 49,0-52,0 Hz uten utfall. Innenfor en tidshorisont på tretti minutter skal vindmøllene også kunne driftes med frekvens ned mot 47,50 Hz (Figur 3.15) (Statnett 2012b).

Frekvens [Hz]	Spenning [pu]	Varighet
47,5 - 49,0	0,90 - 1,05	> 30 min
49,0 - 52,0	0,90 - 1,05	Kontinuerlig



Figur 3.15: Funksjonskrav for vindkraftverk (Statnett 2012b). Gjengitt med tillatelse.



### 3.4.1 Frekvensregulering

De ulike produksjonsteknologiene har ulike kostnader knyttet til det å bidra i frekvensreguleringen. Det som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt er først å utnytte de ressursene som har de laveste kostnadene knyttet til balansering. Vannkraft og termisk kraft har magasiner som gjør at produksjonen kan reguleres opp og ned i takt med forbruket. Termiske kraftverk bruker typisk mye lengre tid på å regulere enn et vannkraftverk. Oppreguleringsmulighet forutsetter naturligvis at det ikke allerede kjøres på full produksjon. Det er mest vanlig å bruke vannkraftverk til frekvensregulering i det norske systemet.

Alle de tre reguleringsmulighetene er aktuelle i forhold til ubalanse som følge av vindmølleparker. Primærreguleringen er operativ hele tiden, og den vil ta hånd om de hurtige variasjonene. Hver vindturbin vil oppleve en del raske variasjoner gitt av kortvarige endringer i vinden, men for en hel vindturbinpark vil dette jevne seg noe ut. Avvik med lengre varighet vil bli tatt hånd om av sekundærreguleringen, og i siste instans av tertiærreguleringen. Det viktige for Statnett, som systemoperatør, er alltid nettfrekvensen. Det er viktig å merke seg at et frekvensavvik er et resultat av et avvik fra forventet produksjon og forventet forbruk. Den virkelige produksjonen og forbruket er alltid i balanse, men dersom dette avviker fra forventede eller anmeldte nivåer, vil det resultere i et frekvensavvik. Dette avviket kan blant annet skyldes bom i vindprognoser (at vindkraftproduksjonen avviker på grunn av endringer i vinden) eller utfall av nett, produksjon eller forbruk (Statnett 2014i). Fysikkens lover bestemmer den virkelige kraftflyten i kraftsystemet, mens markedet skal håndtere de økonomiske aspektene.

Vindmølleparker har ikke samme mulighet som vannkraftverk når det kommer til å bidra til frekvensregulering. Statnett kan pålegge vannkraftverkene å ligge inne med en bestemt statikk for å kunne bidra til frekvensregulering ved raske frekvensavvik i nettet. Som nevnt tidligere, kan frekvensen reguleres ved å øke eller redusere produksjon og forbruk. Vindmølleparker leverer alltid maksimalt av hva de kan levere ved ulike vindhastigheter, og de vil i utgangspunktet ikke bidra til frekvensregulering.

Ved behov kan i midlertid vindturbinene bidra til nedregulering ved å levere mindre energi enn hva de i utgangspunktet kunne levert i den aktuelle driftssituasjonen. I denne situasjonen drives vindmøllene med tap, fordi vindmøllene ikke leverer all den energien de i utgangspunktet kunne levert til enhver tid. Dette er grunnen til at vindturbinene ikke brukes til frekvensregulering i normaldrift. Statnett kan i ekstreme tilfeller pålegge vindkraftaktørene å bidra med opp- og nedreguleringsreserve. I slike situasjoner vil vindmølleparken produsere mindre energi enn hva de potensielt kunne produsert til enhver tid, slik at de, ved behov, kan bidra til oppregulering ved å øke produksjonen. Dette er ikke gunstig for vindkraftprodusentene, da ikke alt potensialet i vinden som passerer rotoren blir utnyttet til å generere elektrisk energi (Rommetveit 2014).

### **3.5 Kostnader for vindkraftprosjekter**

Det er knyttet en rekke kostnader til en vindmøllepark; investeringskostnader, driftskostnader, vedlikeholdskostnader og produksjonskostnader. En rekke lokale forhold i Norge gjør at en analyse av vindkraftprosjekter er annerledes i Norge enn i Europa generelt. Norge har noe mer komplisert terreng, samtidig som klimaet er mer ekstremt, avstanden til veier og kraftledninger er lengre og lønnskostnadene er høyere. Det at klimaet er mer ekstremt, gjør at vindene også kan bli mer ekstreme. Mer vind gir mer produksjon, men det ekstreme været kan også føre til økte reparasjon- og vedlikeholdskostnader. I tillegg er leie av land lavere i Norge, enn i Europa generelt, men i Norge må vindkraftprodusentene i tillegg betale eiendomsskatt til kommunen (Norsk Vindkraftforening 2014a). I denne oppgaven skal først og fremst kostnadene ved å komme på nett analyseres, men det vil også bli gjort rede for de andre kostnadene i en vindmøllepark.

#### **3.5.1 Investeringskostnader (CAPEX)**

Den totale investeringskostnaden (CAPEX) for vindmølleparker er store, og mye av dette skyldes de kostbare vindturbinene. Gjennomsnittlig investeringskostnad for vindkraftprosjekter ligger rundt 12 MNOK per MW installert effekt. Det vanligste er å dele investeringskostnadene på ulike poster. Multiconsult ga følgende fordeling av investeringskostnadene for et prosjekt langs Trønderlagskysten (Remmen 2014). Av hensyn til vindkraftaktørens ønske, holdes navnet på aktøren skjult.

- Fundamentkostnader (ca. 0,9 MNOK/MW)
- Grunnkostnader (ca. 0,1 MNOK/MW)
- Kostnader til internt nett (ca. 0,6 MNOK/MW)
- Prosjektledelseskostnader (ca. 0,3MNOK/MW)
- Turbinkostnader (ca. 8,0 MNOK/MW)
- Kostnader til vei og anlegg (ca. 1,5 MNOK/MW)
- Kostnader til eksternt nett (varierer mellom 0-200 MNOK)

Fundamentkostnadene er generelle og kan skaleres til ethvert vindkraftprosjekt. Avhengig av størrelsen på turbinen, kan en fundamentkostnad skaleres til å være mellom 2,2 og 2,7 millioner NOK per turbin. Også grunnkostnadene og turbinkostnadene kan skaleres for installert effekt. Kostnadene knyttet til eksternt nett varierer stort, og kan være alt mellom 0-200 MNOK avhengig av vindmølleparkens plassering. Generelt er det slik at dersom tilknytningspunktet i sentral- eller regionalnettet er en del av et masket nett, vil vindkraftaktørens kostnad knyttet til eksternt nett være lik null. Er vindmølleparkens tilknytningspunkt ikke koblet til et masket nett, må vindkraftaktøren betale anleggsbidrag. Blir nettet karakterisert som produksjonsrelatert nett, må vindkraftaktøren i tillegg til anleggsbidrag, betale en tariff som dekker kostnadene i nett og anlegg (NVE 2013b). Vindmølleparkene som planlegges på Fosen og i Snillfjord, vil bygges slik at de kan knyttes direkte til et masket sentralnett, noe som betyr at kostnadene knyttet til eksternt nett vil være null.

Investeringskostnadene knyttet til internt nett avhenger av den fysiske størrelsen på vindmølleparken og antallet transformatorer og nettstasjoner fra vindmøllene og ut til tilknytningspunktet i sentral- eller regionalnettet. Datamaterialet vist ovenfor viser at prosjektledelseskostnaden er ganske høy for dette prosjektet. Det kan derfor forekomme prosjekter der denne kostnaden er betydelig mindre enn oppgitt her. Det er også knyttet en del kostnader til transport av utstyr under byggeperioden. Disse kostnadene ligger under «Vei og anlegg» og varierer også mellom ulike prosjekter, da det er vindmølleparkens beliggenhet som bestemmer størrelsen på denne kostnadsposten.

I følge NVEs «*Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*» var den totale investeringskostnaden for utbygging av vindkraft mellom 11 og 15 millioner NOK per MW i 2008, mens de anslo at den ville ligge mellom 13 og 18 millioner NOK i 2013 (Waasgaard et al. 2008). I følge talleksempelen fra Trønderlagskysten, samtaler med Statkraft, samt flere konsesjonssøknader på NVEs hjemmesider, ligger NVEs prognose for 2013 litt for høyt. Statkraft oppgir at alle deres tre prosjekter på Fosen, Storheia, Kvenndalsfjellet og Roan (Statkraft overtar i disse dager Roan fra Sarepta etter etablering av samarbeid om utbygging og drift av Storheia, Roan og Kvenndalsfjellet), vil ligge inne med en investeringskostnad mellom 10,7 og 11,7 MNOK/MW (Mollestad 2014).

### **3.5.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX)**

I tillegg til investeringskostnadene, koster det også å drifte en vindmøllepark. I følge Norsk Vindkraftforening ligger de samlede drifts- og vedlikeholdskostnadene for vindkraftverk mellom 12 og 18 øre per kWh. Tall fra konsesjonssøknader på Fosen og i Snillfjord viser at drifts- og vedlikeholdskostnadene ligger rundt 12 øre per kWh. Statkraft oppgir at drifts- og vedlikeholdskostnadene for dere tre vindkraftprosjekter på Fosen (Roan, Storheia og Kvenndalsfjellet) vil ligge mellom 11 og 13 øre/kWh (Mollestad 2014). Datasett for en ukjent vindpark hos Multiconsult finnes i Vedlegg A.

### **Balansering**

Vindprognoser stemmer ytterst sjeldent med reell vind, noe som fører til at det nesten alltid oppstår en ubalanse mellom planlagt og reell kraftproduksjon i et vindkraftverk. Statnetts måte å håndtere dette på er gjennom to-pris-modellen (redegjort for i kapittel 3.3.3), der prisen på ubalansen avhenger av om støtter opp om totalsystemets behov eller ikke. Ubalansen støtter opp om totalsystemets behov dersom det produseres for mye kraft i en periode det er kraftunderskudd, eller det produseres for lite kraft i en periode med kraftoverskudd. I slike tilfeller prises ubalansen til elspotpris. I det motsatte tilfellet, at ubalansen ikke støtter opp om totalsystemets behov, prises ubalansen til RK-pris. Disse ubalansene sees derfor som en kostnad for vindkraftprodusenten.

Vindkraftaktørene har to muligheter når det gjelder balanseringen. De kan enten ta hånd om anmelding og balansering på egenhånd, eller de kan betale utenforstående firmaer til å

ta hånd om dette. To firmaer som tilbyr slike tjenester er AXPO og Bergen Energi. Erfaringstall fra en vindkraftaktør (navn og vindpark nevnes ikke etter ønske fra vindkraftaktøren) viser at kostnadene knyttet til balanseringen ligger mellom to til tre prosent av omsetningen.

### Nettleie

Nettselskapene har plikt til å sørge for at alle som ønsker det, skal få tilgang til nettet, men denne plikten avhenger av at kunden er villig til å betale for det. Det er knyttet store kostnader til nettutbygging, og det er derfor ikke lønnsomt å operere med parallelle overføringsnett. Overføringsnettet er derfor et naturlig monopol og må reguleres. NVE foretar denne reguleringen, og de fastsetter blant annet hvor høye inntekter nettselskapene kan hente inn gjennom nettleien. Den maksimale tillatte inntekten for Statnett fra sentralnettet er i 2014 fastsatt til 5,9 milliarder NOK (Statnett 2014h). Disse inntektene stammer fra flaskehalsinntekter, tariffens fastledd og tariffens energiledd. Flaskehalsinntektene oppstår når kraft overføres fra et område med lav kraftpris til et område med høy kraftpris. Disse inntektene jevnes ut over flere år for å unngå store variasjoner i tariffens fastledd. Fastleddet skal sørge for at nettselskapet får tilstrekkelig inntekt i forhold til NVEs inntektsramme og er helt uavhengig av kundens innmating av strøm. Fastleddet for innmatingstariffen i sentralnettet for 2014 er 1,20 øre/kWh (Statnett 2014h).

Energileddet, ofte kalt marginaltapsleddet, er bruksavhengig og skal gjenspeile kundens systembelastning på nettet. Dette leddet er avhengig av hvilket tilknytningspunkt produksjonen har i sentralnettet. Utregningen av energileddet vises i likning (5) (Statnett 2014h).

$$\begin{aligned} \text{Energiledd (kr)} \\ &= \text{systempris (kr/MWh)} \\ &\cdot \text{marginaltapssats (\%)} \cdot \text{energi tatt ut/levert} \end{aligned} \quad (5)$$

*Systemprisen og levert eller brukt energi er gitt, og marginaltapssatsen beregnes ukentlig i hvert enkelt tilknytningspunkt og avhenger av systembelastningen i punktet. Også innmating i distribusjonsnettet skal gjenspeile marginaltapene i tilknytningspunktet. Tapsprosentene i underliggende nett blir normalt lagt til tapsprosentene i*

tilknytningspunktet i sentralnettet. Marginaltapssatsen er symmetrisk om null prosent for levering og uttak av energi i hvert enkelt tilknytningspunkt. Dersom en produsent ligger i et område der økt produksjon vil redusere nettapene, vil marginaltapssatsen og energileddet være negativt. I dette tilfellet vil produsenten få ekstra betalt for den strømmen som leveres (gjennom at nettleia blir lavere enn fastleddet). Hvis derimot en produsent leverer strøm på en linje som det allerede er for mye produksjon, vil marginaltapssatsen og energileddet være positivt, og produsenten vil få mindre betalt for strømmen den leverer. Marginaltapssatsen er bestemt å ligge mellom  $\pm 15\%$  (NVE 2013a; Statnett 2014h).

Enkelte vindmølleparker opplever at energileddet varierer mye. Dette kan skyldes at tilknytningspunktet ligger på tampen av en linje i et umasket nett, og at avstanden til nærmeste tilknytningspunkt i sentralnettet er lang. Et eksempel på en slik park er Mehuken I og II der energileddet normalt varierer mellom  $\pm 8\%$  (Rommetveit 2014). Har vindmølleparken direkte tilknytning til et knutepunkt som er en del av det maskede sentralnettet, vil variasjonene i marginaltapssatsen variere betydelig mindre. På Fosen og i Snillfjord vil vindmølleparkene bli tilknyttet 420kV triplex-linjer mer en kapasitet på 3000MW. Her vil variasjonene i marginaltapssatsen være betydelig mindre, og nettleieforutsigbarheten vil dermed være god. Jo sterkere nettet er, jo mindre vil endring i last påvirke marginaltapssatsene.

## **3.6 Investeringsanalyse**

### **3.6.1 Nåverdimetoden**

Ved store investeringer er det helt nødvendig å analysere om investeringen er samfunnsøkonomisk lønnsom eller ikke. Investeringen er lønnsom dersom summen av inntektene er større enn summen av kostnadene i løpet av investeringens økonomiske levetid. Den vanligste metoden som brukes i slike analyser er nåverdimetoden. Metoden går ut på at alle fremtidige nytter og kostnader neddiskonteres til dagens verdi ved bruk av en kalkulasjonsrente. Dersom netto nåverdi er positiv, er investeringen lønnsom. Er netto nåverdi negativ er investeringen ikke lønnsom. Likningen for beregning av netto nåverdi vises i likning (6).

$$NNV = -I_0 + \frac{U_1}{(1+r)^1} + \frac{U_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{U_n}{(1+r)^n} \quad (6)$$

der  $NNV$  er netto nåverdi,  $I_0$  er investeringen som påløper i år 0,  $U_t$  er den samfunnsøkonomiske nettonytten tiltaket genererer i år  $t$ ,  $r$  er kalkulasjonsrenten og  $n$  er antall år investeringen skal avskrives over (Direktoratet for økonomistyring 2014b).

Direktoratet for økonomistyring skriver følgende om kalkulasjonsrenten (Direktoratet for økonomistyring 2014a): «Kalkulasjonsrenten er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak.» Videre skriver de at «Bruken av kalkulasjonsrente reflekterer at fremtidig nytte og kostnader ikke verdsettes like høyt som nytte og kostnader i dag. Valg av nivået på kalkulasjonsrenten har således stor betydning for hvilke tiltak som får positiv netto nåverdi.» Kalkulasjonsrenten blir på denne måten sett på som bedriftens avkastningskrav til investeringen som gjøres.

Investeringskostnaden kan brytes ned til en årlig kostnad ved å benytte en annuitetsfaktor. Den årlige kostnaden fra en investering kan beregnes ved å bruke likning (7).

$$\text{Årlig kostnad fra investering} = a \cdot I_0 \quad (7)$$

der  $a$  er annuitetsfaktoren og  $I_0$  er investeringskostnaden som påløper i år 0 (Ross et al. 2008). Annuitetsfaktoren er en størrelse som angir summen av renter og avskrivninger hvert år og brukes for å beregne den årlige kostnaden for en investering. Annuitetsfaktoren beregnes ved bruk av likning (8).

$$a = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \quad (8)$$

der  $a$  er annuitetsfaktoren,  $r$  er kalkulasjonsrenten eller avkastningskravet og  $n$  er antall år i analyseperioden (Ross et al. 2008).

## 4 Metode

Målet med denne oppgaven er å analysere kostnadene i vindkraftprosjekter for å kunne gjøre det enklere å fatte investeringsbeslutninger for norsk vindkraft, samt å analysere hvordan uregulerbar produksjon vil påvirke balansen (frekvensen) i kraftsystemet. I dette kapittelet vil metodene for disse analysene redegjøres og diskuteres.

### 4.1 Datainnsamling og modell

Datagrunnlaget for kostnadsanalysen stammer i hovedsak fra ett vindkraftprosjekt hos Multiconsult langs Trønderlagskysten. Av konkurransehensyn nevnes ikke navnet på prosjektet eller aktøren dataene stammer fra. Dataene knyttet til kostnader for vindkraftprosjekter er delt mellom investeringskostnader (CAPEX) og drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX). For å kvalitetssikre dataene er det samlet inn nøkkeltall fra samtaler med vindkraftaktørene Statkraft og Zephyr. Det er også brukt gjennomsnittstall fra flere konsesjonssøknader som finnes på NVEs hjemmesider. I analysen rundt kostnadene er det gjennomført samtaler og møter med fagpersoner fra ulike sider av vindkraftbransjen. Både Statnett, vindkraftaktører (Statkraft og Zephyr) og konsultantselskap (Multiconsult) har bidratt i analysen. På den måten har analysen tatt for seg nye problemstillinger kontinuerlig, siden usikkerheten rundt vindkraftprosjekter blir sett på forskjellig avhengig av hvilken stor en sitter i. Systemansvarlig, Statnett, ser for eksempel andre utfordringer med vindkraft enn en vindkraftaktør som står foran en investeringsbeslutning. På samme måte er det ulike utfordringer for vindaktører som drifter en vindmøllepark, enn for vindaktører som kun prosjekterer en ny vindmøllepark.

Datagrunnlaget for analysen av uregulerbar krafts innvirkning på frekvensen er gitt av dokumentert referanse, som selv har utformet dataene slik at dataene. Dataene skal være gode nok til å kunne gi en god indikasjon på hvordan endring i forbruk og produksjon vil skape ubalanser som gir utslag i frekvensen (Hornnes 2014). Datagrunnlaget har ikke blitt kvalitetssikret da det ikke har vært tilgang på simuleringsmodeller. Dataene er troverdige grunnet referansens lange erfaring med nett, nettutbygging og frekvensubalanser.



I analysearbeidet ble det laget to modeller i Microsoft Excel 2010. Modell 1 er en modell for vindkraftprosjekters lønnsomhet, mens Modell 2 er en modell som illustrerer frekvensavvik ved endring i produksjon og eller forbruk. Modell 1 er utformet på eget initiativ og egne preferanser, mens Modell 2 er utformet på egne premisser, men med noe inspirasjon (Hornnes 2014). Modell 1 består av to beregningsmetoder. Beregningsmetode 1 gjør grove antakelser og viser med dette en grov analyse av lønnsomheten i vindkraftinvesteringer. Beregningsmetode 2 krever flere inputdata og bruker et høyoppløselig datagrunnlag for å analysere lønnsomheten i vindkraftprosjekter. I den andre beregningsmetoden fordeles investeringskostnadene og drifts- og vedlikeholds-kostnadene på ulike poster. I Modell 1 er det i tillegg utført sensitivitetsanalyser rundt ulike faktorer som kan tenkes at endres i løpet av vindmølleparkens levetid. Modellen er en dynamisk modell som er utformet slik at det kan skrives inn ulike data som representerer et vindkraftprosjekt samt antakelser for kraftpris, elsertifikatpris, kalkulasjonsrente, levetid og brukstid (inputverdier). Ved hjelp av de to beregningsmetodene analyseres kostnader og lønnsomheten til vindkraftinvesteringen. Modell 1 er lagt ved oppgaven på en minnepenn. For lesere av den elektroniske versjonen av oppgaven, kan Modell 1 mottas ved å kontakte undertegnede.

Modell 2 viser hvordan endringer i produksjon og forbruk påvirker nettfrekvensen. I denne modellen er det simulert utfall av produksjon tilsvarende vindkraftprosjektene på Fosen og i Snillfjord.

## **4.2 Forutsetninger**

Analysen i Modell 1 bygger på en kvalitativ datainnsamling, der en rekke faktorer er generalisert ut ifra ett vindkraftprosjekt. Dette kan føre til at enkelte prosjekter vil kunne avvike fra resultatene i modellen. Dataene er likevel verifisert gjennom sammenlikning med Statkrafts erfaringstall og prognoser for vindkraft på Fosen, samt flere konsesjonssøknader. Gjennomgående er det brukt konservative forutsetninger i modellen og modellen er ment å utformes slik at den er gyldig og kan brukes på vindkraftprosjekter i hele Norge.

Analysen antar at det blir investeringsbesluttet nok vindkraft på Fosen og i Snillfjord slik at hele den treleddede nye sentralnettlinja blir bygget. Blir ikke mellomstrekningen Storheia-Snillfjord bygget, blir ikke de to andre sentralnettstrekningene en del av det maskede nettet, noe som kan føre til betydelig større investeringskostnader og eventuelle anleggsbidrag for vindkraftaktørene. I et masket nett er disse kostnadene lik null.

Det er i analysen også antatt lav variasjon i marginaltapssatser. Den nye sentralnettlinja er planlagt å bygges med triplexlinjer med en kapasitet på ca. 3000 MW. Årsaken til dette er at merkostnaden ved bygging av triplex i stedet for duplex er relativt liten, og fordi triplex gir større fleksibilitet i forhold til fremtidig overføringsbehov. Linjene må også håndtere et forventet behov for kapasitet i nord-sør-retning. Produksjonen fra vindmølleparkene vil være mellom 600 og 880 MW på Fosen og mellom 400 og 600 MW i Snillfjord. Dette er en lav belastning for en 420 kV-linje og det ekstra marginaltapet som oppstår fra produksjonstilkoblingspunkt og frem til første punkt i det maskede nettet vil være relativt lite (Hornnes 2014). Av den grunn er det tatt bakgrunn i marginaltapssatsene i knutepunktet Viklandet for Snillfjordledningen og Namsos for Fosen-ledningen. Ved spenningsoppgraderingen av Klæbu-Namsos-Nedre Røssåga (planlagt ferdig i 2017) vil også Namsos bli et sterkt 420 kV-punkt. Når 420 kV-ledningen Ørskog-Sogndal også er på plass (planlagt ferdig 2016), vil trolig variasjonene i marginaltapene bli enda mindre (Hornnes 2014).

I analysen i Modell 1 er det tatt utgangspunkt i et basisscenario. Dette er det scenarioet som fremkommer av de forutsetningene som virker mest sannsynlige på nåværende tidspunkt. Forutsetningene i basisscenarioet er som følger:

- Fullasttimer: 3000 timer/år
- Spotpris: 0,38 kr/kWh
- Elsertifikatpris: 0,18 kr/kWh
- Driftskostnad: 0,12 kr/kWh
- Investeringskostnad: 12 MNOK/MW
- Kalkulasjonsrente: 6,5 %
- Økonomisk levetid: 20 år

Gjennomsnittlig antall fullasttimer i 2013 var 2555 timer (NVE 2014d), men på bakgrunn av det er mye vind på Fosen og i Snillfjord er det i basisscenarioet brukt et litt høyere tall (se argumentasjon for dette i kapittel 3.4). Det spekuleres stadig i hvordan spotprisen for kraft vil utvikle seg. Noen mener at kraftprisen vil synke ned mot 0,20 kr/kWh, mens andre mener den vil stige mot 0,40 kr/kWh. Basisscenarioet tar utgangspunkt i en spotpris som ligger rundt dagens prisnivå. Det er i tillegg forutsatt at vindmølleparken mottar elsertifikater i hele sin levetid på tjue år. Dette er en grov forenkling, da elsertifikatene gis til prosjekter i inntil femten år. Investeringskostnaden i basisscenarioet tar utgangspunkt i gjennomsnittsdata fra vindparken det er sett data for, og gjennomsnittsdata fra flere konsesjonssøknader fra Fosen og Snillfjord. I konsesjonssøknadene varieres det mellom å bruke en kalkulasjonsrente på 6,5 % og 7 %, derfor har basisscenarioet tatt utgangspunkt i 6,5 % kalkulasjonsrente. Den økonomiske levetiden blir sett på som tjue år for de fleste vindkraftprosjekter, mens driftskostnaden er satt på bakgrunn av gjennomsnittlige tall fra Multiconsults vindmøllepark, samtaler med Statkraft, samt konsesjonssøknader på NVEs hjemmesider.

Analysen i Modell 2 stammer også fra kvalitativ datainnsamling der det er forutsatt en regulerstyrke på 6000MW/Hz (Nordel 1997). Modellen er utformet ved å øke og redusere produksjon og forbruk, slik at nye kuver ble tegnet i grafen. Deretter ble det funnet likninger for produksjon/forbruk ved hjelp av Excels trendlinjeverktøy. Ut fra denne regresjonen, ble likningen for frekvensen i de ulike tilfellene beregnet. Produksjon og forbruk skal alltid være lik, dermed kunne det finnes frekvenser for ulike variasjoner i produksjon og forbruk. Fremstillingen forutsetter normaldriftssituasjon, altså at nettfrekvensen ligger på 50,00 Hz.

### **4.3 Scenario- og sensitivitetsanalyse**

I Modell 1s sensitivitetsanalysen er det foretatt analyser for lønnsomhet i vindkraftprosjekter når ulike faktorer endres med  $\pm 10\%$ ,  $\pm 20\%$  og  $\pm 30\%$  i forhold til basisscenarioet. På denne måten kan kritiske faktorer synliggjøres, og en kan se hvilke faktorer som har mest å si i forhold til prosjektenes lønnsomhet. Svakheten med å gjøre sensitivitetsanalysen på denne måten er prosjekters lønnsomhet kan være mer sammensatt og flere faktorer kan endres samtidig.

I denne sensitivitetsanalysen er det sett på endring i prosjekters lønnsomhet i forhold til variasjon i følgende faktorer:

- Produksjon (antall fullasttimer varierer mellom de ulike scenarioene)
- Spotpris (varierer mellom ulike scenarioer)
- Kraftpris inkludert elsertifikatpris (variasjon i både spotpris og elsertifikatpris)
- Drifts- og vedlikeholdskostnad (varierer mellom ulike scenarioer)
- Investeringskostnad (varierer mellom ulike scenarioer)
- Kalkulasjonsrente (varierer mellom ulike scenarioer)
- Nettleie (energiledet) (varierer mellom ulike scenarioer)
- Balanseringskostnad (varierer mellom ulike scenarioer)

I Modell 2 er det beregnet nettfrekvens for ulike endringer i produksjon og forbruk. Scenarioene er ment å illustrere driftssituasjoner som kan oppstå ved utbygging av vindkraft på Fosen og i Snillfjord. Følgende scenarioer er skissert:

- Scenario 1a: Redusert produksjon/økt forbruk = 150 MW
- Scenario 1b: Økt produksjon/reduert forbruk = 150 MW
- Scenario 2a: Redusert produksjon/økt forbruk = 600 MW
- Scenario 2b: Økt produksjon/reduert forbruk = 600 MW
- Scenario 3a: Redusert produksjon/økt forbruk = 900 MW
- Scenario 3b: Økt produksjon/reduert forbruk = 900 MW
- Scenario 4a: Redusert produksjon/økt forbruk = 1400 MW
- Scenario 4b: Økt produksjon/reduert forbruk = 1400 MW

Scenario 1a tilsvarer at en vindmøllepark faller ut og scenario 2a tilsvarer utfall av Statnetts minstekrav til installert effekt på Fosen. Scenario 3a tilsvarer utfall av omtrent Statnetts minstekrav til installert effekt på Fosen og i Snillfjord (1000MW), mens scenario 4a tilsvarer utfall av OEDs krav til maksimal vindkraftutbygging på Fosen og i Snillfjord.

## 5 Resultater

### 5.1 Verifisering av modell for vindkraftprosjekters lønnsomhet

Modellen for vindkraftprosjekters lønnsomhet (Modell 1) skal verifiseres ved hjelp av to casestudier; det første av Roan Vindkraftverk og Storheia Vindpark, begge lokalisert på Fosen.

#### 5.1.1 Roan Vindkraftverk

I dette kapittelet vises Modell 1s resultater fra en analyse av Roan Vindkraftverk..

Tabell 5.1: Inputverdier for Roan Vindkraftverk.

Inputverdier		
Installert effekt	300	MW
Antall turbiner	100	stk
Turbinstørrelse	3,0	MW
Investeringskostnad eksternt nett	0	MNOK
Brukstid	3000	timer
Kalkulasjonsrente	6,5 %	
Levetid	20	år
Spotpris	0,38	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,18	kr/kWh

Roan Vindkraftverk (Tabell 5.1) planlegges å bestå av 100 vindmøller av 3,0 MW, noe som gir en total installert effekt på 300MW. Roan skal knyttes direkte til den nye 420 kV-linja slik at investeringskostnad knyttet til eksternt nett settes til null kroner. Brukstid er definert som det antallet timer vindmølleparken hadde vært i drift hvis den gikk for full effekt hele tiden, og er satt til 3000 timer. Kalkulasjonsrenta som er brukt i analysen er 6,5 % med en økonomisk og fysisk levetid på tjue år. Restverdien til vindmølleparken er satt til null kroner, da eventuell restverdi til stål og andre materialer vil tilsvare nedrivingskostnadene. Spotprisen er satt til 0,38 kr/kWh og elsertifikatprisen er satt til 0,18 kr/kWh.

Tabell 5.2: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1.

Beregningsmetode 1		
Investeringskostnad	3 600	MNOK
Årlig energiproduksjon	900	GWh/år
Årlig kostnad investering per årlig energiproduksjon*	0,36	kr/kWh
Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,48	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per kWh**	<b>0,08</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig resultat**	<b>69</b>	<b>MNOK</b>
Resultat per levetid**	<b>1 386</b>	<b>MNOK</b>

\* Kapitalkostnad per årlig energiproduksjon

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

Modellens første beregningsmetode (Tabell 5.2) for å beregne lønnsomheten til vindmølleparken brukte en gjennomsnittsverdi for investeringer på 12 MNOK/MW installert effekt og ga en total investeringskostnad for vindmølleparken på 3600MNOK. Ved bruk av likning (4), likning for brukstid, ble årlig energiproduksjon beregnet til å være 900 GWh. Likning (7) og (8) ble brukt for å beregne annuitetsfaktor og årlig kostnad for investeringen (kapitalkostnad). Annuitetsfaktoren ble beregnet til å være 9,1 % og årlig kostnad for investering (kapitalkostnad) ble beregnet til 326,7 MNOK. For å beregne årlig kostnad for investering (kapitalkostnad) per energiproduksjon ble den årlige kostnaden for investeringen delt på den totale energiproduksjonen. Den årlige kostnaden for investeringen per årlig energiproduksjon ble da beregnet til å være 0,36 kr/kWh. Drifts- og vedlikeholdskostnaden ble i beregningsmetode 1 satt til å være 0,12 kr/kWh, noe som ga en total årlig produksjonskostnad på 0,48 kr/kWh.

Den totale kraftprisen inkludert elsertifikater ble fra inputdataene summert til å være 0,56 kr/kWh, noe som ga et årlig resultat per energiproduksjon på 0,08 kr/kWh. Det årlige resultatet ble beregnet ved å multiplisere årlig resultat per energiproduksjon med den årlige energiproduksjonen. Årlig resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad, og ble beregnet til å være 69 MNOK. Ved å multiplisere årlig resultat med vindmølleparkens økonomiske og fysiske levetid, ble resultatet for Roan Vindkraftverks levetid 1 386 MNOK.

**Tabell 5.3: Modell 1s fordeling av investeringskostnader (CAPEX) for Roan Vindkraftverk.**

<b>CAPEX:</b>		
<b>Fundament</b>	270,00	MNOK
<b>Turbiner</b>	2 400,00	MNOK
<b>Grunn</b>	30,00	MNOK
<b>Internt nett</b>	180,00	MNOK
<b>Prosjektledelse</b>	90,00	MNOK
<b>Vei og anlegg</b>	450,00	MNOK
<b>Eksternt nett</b>	-	MNOK
<b>Total investeringskostnad</b>	<b>3 420,00</b>	<b>MNOK</b>
<b>Total investeringskostnad per installert effekt</b>	<b>11,40</b>	<b>MNOK/MW</b>

Modellens andre metode for å beregne vindkraftprosjektets lønnsomhet beregner først investeringskostnaden (CAPEX) til parken (Tabell 5.3), gitt inputverdiene vist i Tabell 5.1. Kostnaden knyttet til hundre fundamenter ble beregnet til å være 270 MNOK, mens turbinkostnadene ble beregnet til å være 2 400 MNOK. Investeringskostnaden knyttet til grunnervelse ble beregnet til å være 30 MNOK, mens investeringskostnaden knyttet til internt nett ble beregnet til 180 MNOK. Internt nett defineres som alt av ledninger og transformatorstasjoner fra vindmøllene og ut til tilknytningspunktet i sentralnettet i Roans tilfelle. Kostnaden knyttet til prosjektledelse ble av modellen beregnet til å være 90 MNOK, mens investeringskostnaden knyttet til veier og anlegg ble beregnet til 450 MNOK. Vei og anlegg representerer kostnader knyttet til transport og veibygging i forbindelse med byggingen av anlegget. Siden Roan knyttes direkte til et masket nett er investeringskostnaden knyttet til eksternt nett satt til null kroner, noe som gir en total investeringskostnad på 3 420 MNOK. Investeringskostnad per installert effekt beregnes ved å dele total investeringskostnad på installert effekt, og ble av modellen beregnet til å være 11,4 MNOK/MW for Roan Vindkraftverk.

Tabell 5.4: Modell 1s fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader, samt resultater for Roan Vindkraftverk ved beregningsmetode 2.

OPEX:	Kostnad år 1-5		Kostnad år 6-10		Kostnad år 11-15		Kostnad år 16-20	
Årlig administrasjon for hele anlegget	7 380,00	kNOK/år	7 380,00	kNOK/år	7 380,00	kNOK/år	7 380,00	kNOK/år
Årlig leie til grunneier	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år
Årlig erstatning reindrift	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år
Eiendomsskatt	7 900,00	kNOK/år	7 500,00	kNOK/år	4 000,00	kNOK/år	2 800,00	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for turbiner	31 230,00	kNOK/år	51 210,00	kNOK/år	61 650,00	kNOK/år	64 530,00	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for bygg og anlegg	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for produksjonsradial	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år
Forsikringer - Bygninger	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år
Forsikringer - Turbiner- Brann og lynnedslag	905,00	kNOK/år	905,00	kNOK/år	905,00	kNOK/år	905,00	kNOK/år
Balanseringskostnad	12 600,00	kNOK/år	12 600,00	kNOK/år	12 600,00	kNOK/år	12 600,00	kNOK/år
Nettleie (effekt- og energiledd)	27 000,00	kNOK/år	27 000,00	kNOK/år	27 000,00	kNOK/år	27 000,00	kNOK/år
Årlig drift- og vedlikeholdskostnad	<b>90 029,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>109 609,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>116 549,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>118 229,00</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig drift- og vedlikeholdskostnad per energiproduksjon	<b>0,10</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,12</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,13</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,13</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig investeringskostnad*	<b>310 387</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>310 387</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>310 387</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>310 387</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig investeringskostnad per energiproduksjon*	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig produksjonskostnad	<b>400 516</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>419 996</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>426 936</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>428 616</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig produksjonskostnad per energiproduksjon	<b>0,44</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,47</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,47</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,48</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig inntekt	<b>504 000</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>504 000</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>504 000</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>504 000</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig inntekt per energiproduksjon	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig resultat**	<b>103 584</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>84 004</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>77 064</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>75 384</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig resultat per energiproduksjon**	<b>0,12</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,09</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,09</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,08</b>	<b>kr/kWh</b>

\* Kapitalkostnad (per årlig energiproduksjon)

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader



Videre ga Modell 1s andre beregningsmetode for vindkraftprosjekters lønnsomhet, en fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnadene for Roan vindkraftverk (Tabell 5.4). Oppdelingen vises i femårsperioder, siden drifts- og vedlikeholdskostnadene endres noe i ulike perioder av vindmølleparkens levetid. Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad per energiproduksjon finnes ved å dele årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på årlig energiproduksjon fra Tabell 5.2, og varierer mellom 0,10-0,13 kr/kWh. Gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnad for Roan Vindkraftverk ble beregnet ved å summere årlig drifts- og vedlikeholdskostnad per energiproduksjon, for så å dele summen på fire. Gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnad ble da beregnet til å være 0,12 kr/kWh.

Årlig investeringskostnad (kapitalkostnad) og årlig investeringskostnad (kapitalkostnad) per energiproduksjon ble beregnet på samme måte som i beregningsmetode 1 (ved bruk av likning (7) og (8)). Årlig investeringskostnad per energiproduksjon ble beregnet til å være 0,34 kr/kWh. Årlig produksjonskostnad per energiproduksjon er summen av årlig drifts- og vedlikeholdskostnad per energiproduksjon og årlig investeringskostnad per energiproduksjon. Denne kostnaden varierer mellom 0,44-0,48 kr/kWh.

Årlig inntekt per energiproduksjon er lik den totale kraftprisen inkludert elsertifikater, altså 0,56 kr/kWh. Årlig resultat per energiproduksjon beregnes ved å finne differansen mellom årlig inntekt per energiproduksjon og årlig produksjonskostnad per energiproduksjon, og varierer mellom 0,08-0,12 kr/kWh. Årlig resultat og resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad. Resultatet for Roan Vindkraftverks levetid beregnes ved å multiplisere de årlige resultatene i hver femårsperiode med fem år, for så å summere femårsresultatene. Roan Vindkraftverks resultat per levetid ble da beregnet til å være 1 700 MNOK.

Med begge beregningsmetodene i Modell 1 er Roan Vindkraftverk beregnet til å være en lønnsom investering. Med beregningsmetode 1 vil Roan Vindkraftverk ende opp med et resultat i løpet av tjue års levetid på 1 386 MNOK, mens resultatet ved beregningsmetode 2 var 1 700 MNOK. I beregningsmetode 1 ble en investering lik 12 MNOK/MW antatt, mens beregningsmetode 2 beregnet investeringskostnaden til å være 11,4 MNOK/MW. Dette viser at beregningsmetode 1 antar en høyere investeringskostnad enn

beregningsmetode 2. En endring av antakelsen om investeringskostnad (fra 12 MNOK/MW til 11,4 MNOK/MW) i beregningsmetode 1 ville gitt et resultat på 1 712 MNOK, et resultat som er mer likt resultatet for beregningsmetode 2. Driftskostnaden ble i metode 1 antatt å være 0,12 kr/kWh, mens metode 2 beregnet drifts- og vedlikeholdskostnaden til å variere mellom 0,10 og 0,13 kr/kWh med et gjennomsnitt på 0,12 kr/kWh. Forutsetningene for Modell 1 finnes i Vedlegg A.

### 5.1.2 Storheia Vindpark

I dette kapittelet vises resultater fra en analyse av Storheia Vindpark i Modell 1.

Tabell 5.5: Inputverdier for Storheia Vindpark.

Inputverdier		
Installert effekt	195,5	MW
Antall turbiner	85	stk
Turbinstørrelse	2,3	MW
Investeringskostnad eksternt nett	0	MNOK
Brukstid	3000	timer
Kalkulasjonsrente	6,5 %	
Levetid	20	år
Spotpris	0,38	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,18	kr/kWh

Storheia (Tabell 5.5) planlegges å bestå av 85 vindmøller av 2,3 MW, noe som gir en total installert effekt på 195,5 MW. Vindparken vil kobles direkte til det nye maskede sentralnettet, og investeringskostnad knyttet til eksternt nett, er derfor satt til null. Brukstid er også i denne analysen satt til 3000 timer. Det er brukt en kalkulasjonsrente på 6,5 % med en økonomisk og fysisk levetid på tjue år. På samme måte som for Roan Vindkraftverk er restverdien til vindmølleparken satt til null kroner. Som i analysen av Roan Vindkraftverk, er spotprisen satt til 0,38 kr/kWh og elsertifikatprisen er til 0,18 kr/kWh.

**Tabell 5.6: Modell 1s resultater for Storheia Vindpark ved bruk av beregningsmetode 1.**

<b>Beregningsmetode 1</b>		
Investeringskostnad	2 346	MNOK
Årlig energiproduksjon	586,5	GWh/år
Årlig kostnad investering per årlig energiproduksjon*	0,36	kr/kWh
Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,48	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per kWh	<b>0,08</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig resultat**	<b>45</b>	<b>MNOK</b>
Resultat per levetid**	<b>903</b>	<b>MNOK</b>

\* Kapitalkostnad (per årlig energiproduksjon)

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

Modellens første beregningsmetode (Tabell 5.6) for å beregne lønnsomheten til vindmølleparken bruker også i denne analysen en gjennomsnittsverdi for investeringer på 12 MNOK/MW installert effekt. Dette ga en total investeringskostnad for vindmølleparken på 2 346 MNOK. Ved bruk av likning (4), likning for brukstid, ble årlig energiproduksjon beregnet til å være 586,5 GWh. Annuitetsfaktoren og årlig kostnad for investeringen per energiproduksjon ble beregnet som beskrevet i kapittel 5.1.1, og ble beregnet til å være 9,1 % og 212,9 MNOK. For å beregne årlig kostnad for investering (kapitalkostnad) per energiproduksjon ble den årlige kostnaden for investeringen delt på den totale energiproduksjonen. Den årlige kostnaden for investeringen (kapitalkostnaden) per årlig energiproduksjon ble da beregnet til å være 0,36 kr/kWh. På samme måte som for Roan Vindkraft, ble drifts- og vedlikeholdskostnaden i beregningsmetode 1 satt til å være 0,12 kr/kWh, noe som ga en total årlig produksjonskostnad på 0,48 kr/kWh.

Den totale kraftprisen inkludert elsertifikater ble fra inputdataene summert til å være 0,56 kr/kWh, noe som ga et årlig resultat per energiproduksjon på 0,08 kr/kWh. Årlig resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) ble funnet ved å multiplisere årlig resultat per energiproduksjon med den årlige energiproduksjonen. Årlig resultat ble da 45 MNOK. Storheia Vindparks resultat for hele levetiden ble beregnet til å bli 903 MNOK.

**Tabell 5.7: Modell 1s fordeling av investeringskostnader (CAPEX) for Roan Vindkraftverk.**

CAPEX:		
Fundament	176,00	MNOK
Turbiner	1 564,00	MNOK
Grunn	20,00	MNOK
Internt nett	117,00	MNOK
Prosjektledelse	59,00	MNOK
Vei og anlegg	293,00	MNOK
Eksternt nett	-	MNOK
Total investeringskostnad	2 229,00	MNOK
Total investeringskostnad per installert effekt	11,40	MNOK/MW

Modellens andre metode for å beregne vindkraftprosjektets lønnsomhet beregner først investeringskostnaden (CAPEX) til parken (Tabell 5.7) gitt inputverdiene vist i Tabell 5.5. Kostnaden knyttet til de 85 fundamentene ble beregnet til å være 176 MNOK. Turbinkostnadene ble av modellen beregnet til å være 1 564 MNOK, mens investeringskostnaden knyttet til grunnervervelse ble beregnet til å være 20 MNOK. Internt nett ga en investeringskostnad på 117 MNOK. Internt nett defineres også her som alt av ledninger og transformatorstasjoner fra vindmøllene og ut til tilknytningspunktet i sentralnettet. Modellen beregnet investeringskostnaden knyttet til prosjektledelse til å være 59 MNOK, mens investeringskostnaden knyttet til veier og anlegg ble beregnet til 293 MNOK. Vei og anlegg representerer kostnader knyttet til transport og veibygging i forbindelse med byggingen av anlegget. Siden også Storheia knyttes direkte til et masket nett er investeringskostnaden knyttet til eksternt nett satt til null kroner. Dette gir en total investeringskostnad på 2 229 MNOK. På samme måte som for Roan beregnet investeringskostnad per installert effekt ved å dele total investeringskostnad på installert effekt. Denne størrelsen ble av modellen beregnet til å være 11,4 MNOK/MW for Storheia Vindpark.

Tabell 5.8: Modell 1s fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnader, samt resultater for Storheia Vindpark ved beregningsmetode 2.

OPEX:	Kostnad år 1-5		Kostnad år 6-10		Kostnad år 11-15		Kostnad år 16-20	
Årlig administrasjon for hele anlegget	4 809,30	kNOK/år	4 809,30	kNOK/år	4 809,30	kNOK/år	4 809,30	kNOK/år
Årlig leie til grunneier	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år	1 859,00	kNOK/år
Årlig erstatning reindrift	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år	152,00	kNOK/år
Eiendomsskatt	7 900,00	kNOK/år	7 500,00	kNOK/år	4 000,00	kNOK/år	2 800,00	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for turbiner	20 351,55	kNOK/år	33 371,85	kNOK/år	40 175,25	kNOK/år	42 052,05	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for bygg og anlegg	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år	790,00	kNOK/år
Vedlikeholdskostnad for produksjonsradial	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år	103,00	kNOK/år
Forsikringer - Bygninger	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år	110,00	kNOK/år
Forsikringer - Turbiner- Brann og lynnedslag	769,25	kNOK/år	769,25	kNOK/år	769,25	kNOK/år	769,25	kNOK/år
Balanseringskostnad	8 211,00	kNOK/år	8 211,00	kNOK/år	8 211,00	kNOK/år	8 211,00	kNOK/år
Nettleie (effekt- og energiledd)	17 595,00	kNOK/år	17 595,00	kNOK/år	17 595,00	kNOK/år	17 595,00	kNOK/år
Årlig drift- og vedlikeholdskostnad	<b>62 650,10</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>75 270,40</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>78 573,80</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>79 250,60</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig drift- og vedlikeholdskostnad pr. energiproduksjon	<b>0,11</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,13</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,13</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,14</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig investeringskostnad*	<b>202 268,78</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>202 268,78</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>202 268,78</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>202 268,78</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig investeringskostnad per energiproduksjon*	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,34</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig produksjonskostnad	<b>264 918,88</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>277 539,18</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>280 842,58</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>281 519,38</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig produksjonskostnad per energiproduksjon	<b>0,45</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,47</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,48</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,48</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig inntekt	<b>328 440,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>328 440,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>328 440,00</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>328 440,00</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig inntekt per energiproduksjon	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,56</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig resultat**	<b>63 521,12</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>50 900,82</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>47 597,42</b>	<b>kNOK/år</b>	<b>46 920,62</b>	<b>kNOK/år</b>
Årlig resultat per energiproduksjon**	<b>0,11</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,09</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,08</b>	<b>kr/kWh</b>	<b>0,08</b>	<b>kr/kWh</b>

\* Kapitalkostnad (per årlig energiproduksjon)

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

Beregningsmetode 2 ga også en fordeling av drifts- og vedlikeholdskostnadene for Storheia Vindpark (Tabell 5.8). Tabellen er delt inn i femårsperioder, da drifts- og vedlikeholdskostnader varierer noe mellom ulike perioder av vindmølleparkens levetid. Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad per energiproduksjon varierer mellom 0,11-0,14 kr/kWh. Gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnad for Roan Vindkraftverk ble da beregnet til å være 0,13 kr/kWh.

Årlig investeringskostnad og årlig investeringskostnad (kapitalkostnad) per energiproduksjon ble beregnet på samme måte som i beregningsmetode 1 (ved bruk av likning (7) og (8)). Årlig investeringskostnad (kapitalkostnad) per energiproduksjon ble da 0,34 kr/kWh. Årlig produksjonskostnad per energiproduksjon er summen av årlig drifts- og vedlikeholdskostnad og årlig investeringskostnad per energiproduksjon. Denne kostnaden varierer for Storheia mellom 0,45-0,48 kr/kWh. Årlig inntekt per energiproduksjon er lik den totale kraftprisen inkludert elsertifikater, altså 0,56 kr/kWh. Årlig resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) per energiproduksjon er dermed differansen mellom årlig inntekt per energiproduksjon og årlig produksjonskostnad per energiproduksjon. Dette resultatet varierer mellom 0,08-0,11 kr/kWh. Storheia Vindparks resultat per levetid ble beregnet til å være 1 045 MNOK.

Med begge beregningsmetodene i Modell 1 er Storheia Vindpark beregnet til å være lønnsom. Med beregningsmetode 1 vil vindparken ende opp med et resultat i løpet av sin levetid på 903 MNOK, mens resultatet ved beregningsmetode 2 var 1 045 MNOK. I beregningsmetode 1 ble en investeringskostnad lik 12 MNOK/MW antatt, mens beregningsmetode 2 beregnet investeringskostnaden til å være 11,4 MNOK/MW. Beregningsmetode 1 antar altså en høyere investeringskostnad enn beregningsmetode 2. En endring av antakelsen om investeringskostnad per installert effekt i beregningsmetode 1 vil gi et resultat for vindparken på 1 116 MNOK, et resultat som er mer likt resultatet for beregningsmetode 2. Driftskostnaden ble i metode 1 antatt å være 0,12 kr/kWh, mens metode 2 beregnet drifts- og vedlikeholdskostnaden til å variere mellom 0,10 og 0,13 kr/kWh med et gjennomsnitt på 0,12 kr/kWh. Forutsetningene for Modell 1 finnes i Vedlegg A.

## 5.2 Elsertifikater

For å illustrere viktigheten av elsertifikatene, er analysen av Roan Vindkraftverk foretatt uten elsertifikater. For å simulere denne situasjonen er endringen fra Tabell 5.1 at elsertifikatprisen er satt til null.

Tabell 5.9: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1 og elsertifikatpris lik null.

Beregningsmetode 1		
Investeringskostnad	3600	MNOK
Årlig energiproduksjon	900	GWh/år
Årlig kostnad investering per årlig energiproduksjon*	0,36	kr/kWh
Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,48	kr/kWh
Kraftpris***	0,38	kr/kWh
Årlig resultat per kWh**	<b>-0,10</b>	<b>kr/kWh</b>
Årlig resultat**	<b>-93</b>	<b>MNOK</b>
Resultat per levetid**	<b>-1 854</b>	<b>MNOK</b>

\* Kapitalkostnad (per årlig energiproduksjon)

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

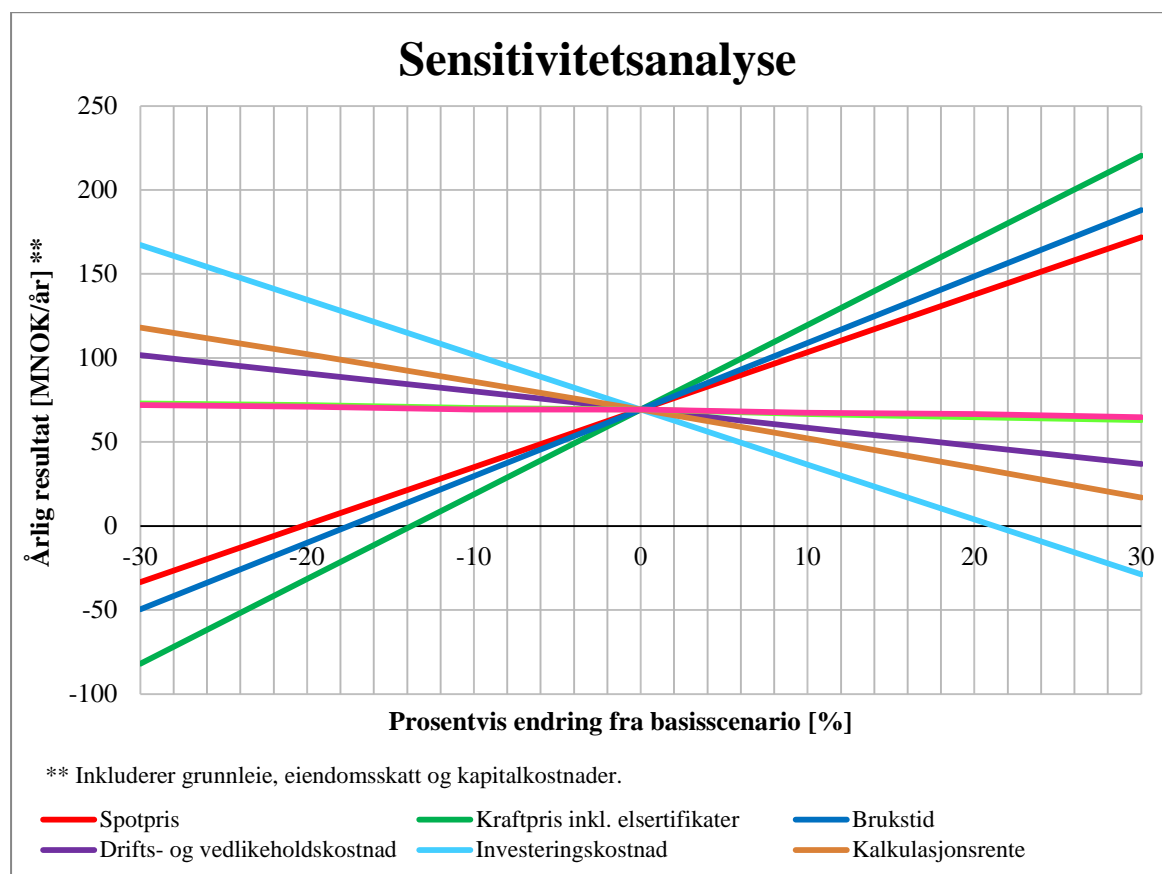
\*\*\* Elspotpris, siden elsertifikatprisen er satt til null

Investeringskostnaden for Roan Vindpark er fortsatt 3600 MNOK, og den årlige energiproduksjonen er fortsatt lik 900 GWh. Årlig kostnad for investering per årlig energiproduksjon (kapitalkostnad), årlig drifts- og vedlikeholdskostnad og dermed total årlig produksjonskostnad er også uendret fra analysen i kapittel 5.1.1. Kostnadene er henholdsvis 0,36 kr/kWh, 0,12 kr/kWh og totalt 0,48 kr/kWh. Endringen skjer i den totale kraftprisen, da elsertifikatprisen er satt til null, og kraftprisen kun representerer elspotprisen, altså 0,38 kr/kWh. Dette resulterer i et årlig resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) per kWh på -0,10 kr/kWh. Dette gir et årlig resultat på -93 MNOK og et resultat per vindparkens levetid på -1 854 MNOK. Modell 1 viste dermed at Roan Vindkraftverk ikke er en lønnsom investering i denne situasjonen uten elsertifikater.



### 5.3 Sensitivitetsanalyse

Med utgangspunkt i basisscenarioet skissert i kapittel 4.2, er det foretatt en sensitivitetsanalyse som viser hvordan årlig resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad) blir påvirket av endring i ulike faktorer (Figur 5.1). Sensitivitetsanalysen bygger på analysen av Roan Vindkraftverk med en installert effekt på 300 MW. Alle forutsetningene og datasettene bak analysen er vist i Vedlegg B.



Figur 5.1: Sensitivitetsanalyse for Roan Vindkraftverk viser hvordan endring i ulike faktorer vil påvirke det årlige resultatet (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

Den røde kurven representerer det årlige resultatets følsomhet på endring i spotprisen, mens den mørkegrønne kurven illustrerer kraftprisen inkludert elsertifikater. Blå kurve viser brukstid, lilla kurve viser drifts- og vedlikeholdskostnad, lyseblå kurve viser investeringskostnad og oransje kurve illustrerer en endring i kalkulasjonsrenta. Den lysegrønne kurven representerer nettleie (energiledet), og den rosa kurven viser balanseringskostnads påvirkning på årlig resultat. Positivt stigningstall betyr at en økning i faktoren vil gi en positiv økning i årlig resultat. Negativt stigningstall betyr at en

økning i faktoren vil gi negative utslag i årlig resultat. I figuren er basisscenarioet vist som 0 % på x-aksen. Kurvene for de ulike faktorene har ulikt størrelse og fortegn i stigningstallet. Dersom faktorene eksempelvis endres med + 10 %, vil det gi følgende utslag på årlig resultat:

- Kraftpris inkludert elsertifikater: ↑ 51 MNOK
- Brukstid: ↑ 40 MNOK
- Spotpris: ↑ 34 MNOK
- Investeringskostnad: ↓ 32 MNOK
- Kalkulasjonsrente: ↓ 17 MNOK
- Drifts- og vedlikeholdskostnad: ↓ 11 MNOK
- Nettleie (energiledd): ↓ 2 MNOK
- Balanseringskostnad: ↓ 2 MNOK

Dette betyr at en økning i kraftpris inkludert elsertifikater, brukstid og spotpris vil gi en positiv effekt på årlig resultat for vindmølleparken, mens en økning i investeringskostnad, kalkulasjonsrente, drifts- og vedlikeholdskostnad, nettleie og balanseringskostnad vil gi negativ effekt på det årlige resultatet.

### **5.3.1 Vindparkeres eksistens etter elsertifikatordningens slutt**

Resultatene fra kapittel 5.2 viser at vindkraftprosjekter er avhengig av elsertifikatene for at investeringen skal være lønnsom. Det er grunn til å tro at investeringskostnadene knyttet til vindkraftprosjekter vil synke i årene fram mot elsertifikatordningens frist i 2020 (Albert 2014). Sensitivitetsanalysen (Figur 5.1) viser at en endring i investeringskostnaden vil gi betydelige utslag på vindmølleparkens resultat. En reduksjon av investeringskostnadene på 30 % vil gi en investeringskostnad per installert effekt på 8,4 MNOK/MW (basisscenario antar 12 MNOK/MW). For å simulere situasjonen med redusert investeringskostnad, er Modell 1s beregningsmetode 1 brukt. Inputverdiene for Roan er gitt i Tabell 5.1, men den samme endringen som i kapittel 5.2, nemlig at elsertifikatprisen er satt lik null. I tillegg er forutsetningen for investeringskostnad per installert effekt (Vedlegg A) endret til 8,4 MNOK/MW.

**Tabell 5.10: Modell 1s resultater for Roan Vindkraftverk ved bruk av beregningsmetode 1 og elsertifikatpris lik null og forutsetningen om investeringskostnaden endret fra 12 til 8,4 MNOK/MW.**

<b>Beregningsmetode 1</b>		
<b>Investeringskostnad</b>	2 520	MNOK
<b>Årlig energiproduksjon</b>	900	GWh/år
<b>Årlig kostnad investering per årlig energiproduksjon*</b>	0,25	kr/kWh
<b>Årlig drifts- og vedlikeholdskostnad</b>	0,12	kr/kWh
<b>Total årlig produksjonskostnad</b>	0,37	kr/kWh
<b>Kraftpris***</b>	0,38	kr/kWh
<b>Årlig resultat per kWh**</b>	0,01	kr/kWh
<b>Årlig resultat**</b>	5	MNOK
<b>Resultat per levetid**</b>	106	MNOK

\* Kapitalkostnad (per årlig energiproduksjon)

\*\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\*\* Elspotpris, siden elsertifikatprisen er satt til null

Investeringskostnaden for Roan Vindpark er nå endret til 2 520 MNOK. Den årlige energiproduksjonen er fortsatt lik 900 GWh. Årlig kostnad for investering (kapitalkostnad) per årlig energiproduksjon reduseres til 0,25 kr/kWh, mens årlig drifts- og vedlikeholdskostnad forblir 0,12 kr/kWh. Dermed blir den total årlig produksjonskostnad endret til 0,37 kr/kWh. Kraftprisen representerer elspotprisen, altså 0,38 kr/kWh, siden elsertifikatprisen er satt til null. Dette resulterer i et årlig resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) per kWh på 0,01 kr/kWh, noe som gir et årlig resultat på 5 MNOK og et resultat per vindparkens levetid på 106 MNOK. Analysen viser nå at Roan Vindkraftverk er en lønnsom investering uten elsertifikater dersom investerings-kostnaden reduseres med 30 % (fra 12 til 8,4 MNOK/MW).

### 5.3.2 Marginaltapssatser og nettleie

I dette kapittelet vises det hvordan marginaltapssatsene påvirker nettleia for energiprodusenter (Tabell 5.11). Energiledet er beregnet ved bruk av likning (5). Store positive marginaltapssatser gir økt nettleie, mens negative marginaltapssatser gir en reduksjon i nettleia. Ved marginaltapssatser lavere enn -3 % vil produsenten få betalt for å mate inn strøm på nettet. En variasjon opp mot 8 % vil gi en total innmatingsavgift/nettleie på 3 øre/kWh, mens en variasjon på opp mot 5 % vil gi en innmatingsavgift/nettleie på 2-3 øre/kWh.

**Tabell 5.11: Nettleiekostnad fordelt på energiledd og effektledd ved ulike marginaltapssatser.**

Marginaltapssats	Energiledd [øre/kWh]	Effektledd [øre/kWh]	Nettleie [øre/kWh]
<b>-15 %</b>	-5,7	1,2	<b>-4,5</b>
<b>-10 %</b>	-3,8	1,2	<b>-2,6</b>
<b>-8 %</b>	-3,0	1,2	<b>-1,8</b>
<b>-5 %</b>	-1,9	1,2	<b>-0,7</b>
<b>-3 %</b>	-1,1	1,2	<b>0,1</b>
<b>0 %</b>	0,0	1,2	<b>1,2</b>
<b>3 %</b>	1,1	1,2	<b>2,3</b>
<b>5 %</b>	1,9	1,2	<b>3,1</b>
<b>8 %</b>	3,0	1,2	<b>4,2</b>
<b>10 %</b>	3,8	1,2	<b>5,0</b>
<b>15 %</b>	5,7	1,2	<b>6,9</b>

Vindkraftprosjekter på Fosen kan bruke marginaltapssatsene i knutepunktet i Namsos som referansepunkt, mens vindkraftprosjekter i Snillfjord kan bruke Viklandet som referansepunkt (Hornnes 2014). Statnetts database for marginaltapssatser viser at gjennomsnittlig marginaltapssats for Namsos var 3,9 % for dag og -1,0 % for natt og helg i 2013 (Tabell 5.12). Viklandet hadde en gjennomsnittlig marginaltapssats lik -0,2 % for dag og -4,4 % for natt og helg.

**Tabell 5.12: Gjennomsnittstall for marginaltapssatsene [%] i knutepunkt Namsos og Viklandet i 2013 (Statnett 2014d).**

	Innmating uke 1-8		Innmating uke 9-16		Innmating uke 17-26		Innmating uke 27-36		Innmating uke 37-44		Innmating uke 45-52		Gjennomsnitt 2013	
	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg
<b>Namsos</b>	6,1	-0,8	2,9	-2,5	1,4	-3,2	3,9	-1,4	5,8	1,3	3,3	0,4	<b>3,9</b>	<b>-1,0</b>
<b>Viklandet</b>	1,1	-5,3	-1,8	-7,5	-2,5	-6,9	1,3	-2,3	1,7	-1,6	-0,6	-2,9	<b>-0,2</b>	<b>-4,4</b>

Statnetts prognose for marginaltapssatsene i 2014 (Tabell 5.13) viser at Namsos vil ha en gjennomsnittlig marginaltapssats på 3,3 % for dag og -2,4 % for natt og helg. Viklandet vil ha en gjennomsnittlig marginaltapssats på -0,6 % for dag og -5,9 % for natt og helg.

**Tabell 5.13: Prognose for marginaltapssatsene [%] i knutepunkt Namsos og Viklandet for 2014 (Statnett 2014c).**

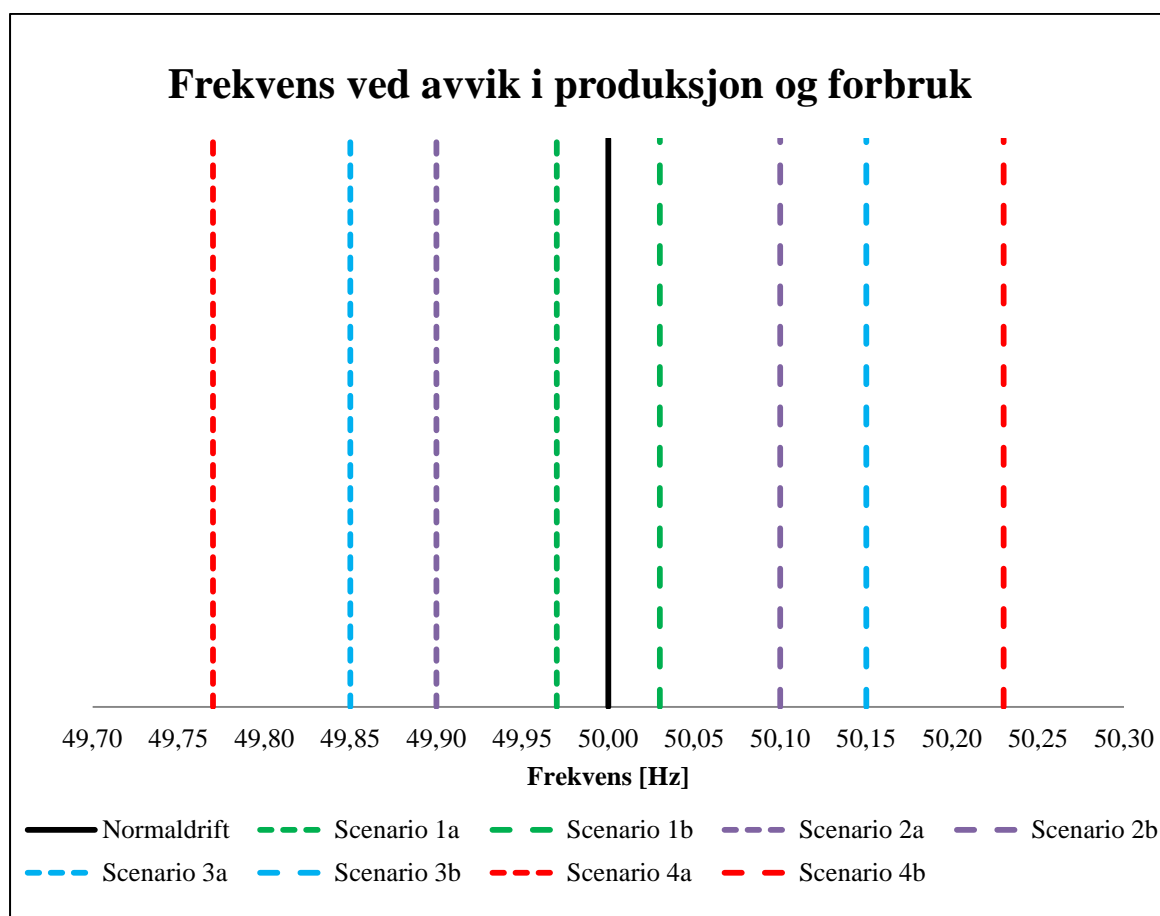
	Innmating uke 1-8		Innmating uke 9-16		Innmating uke 17-26		Innmating uke 27-36		Innmating uke 37-44		Innmating uke 45-52		Gjennomsnitt 2014	
	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg	Dag	Natt/helg
<b>Namsos</b>	3,7	-2,6	1,3	-2,4	4,0	-2,9	2,7	-3,9	4,4	-1,9	3,4	-0,9	<b>3,3</b>	-2,4
<b>Viklandet</b>	-0,6	-6,5	-3,1	-7,0	0,4	-6,2	0,9	-4,5	-0,1	-5,4	-1,3	-5,9	<b>-0,6</b>	-5,9

Dette viser at knutepunktene vindmølleparkene på Roan og Storheia vil ha en gjennomsnittlig marginaltapssats som er negativ. Dette betyr i henhold til Tabell 5.11 at vindmølleparkene i gjennomsnitt vil oppleve at det er sug etter kraft i nettet. Nettleia vil dermed i gjennomsnitt oppleves å være lavere enn det faste effektledet på 1,2 øre/kWh, og i beste fall vil vindkraftaktørene oppleve at nettleia blir negativ. Dette betyr at de får ekstra betalt for å mate inn kraft på nettet.

## 5.4 Modell for frekvensavvik

Modellen for frekvensavvik viser hvordan avvik i produksjon og forbruk vil påvirke nettfrekvensen Figur 5.2. Datasettet for modellen finnes i Vedlegg D. Scenarioene som er skissert representerer følgende endring i forbruk og produksjon:

- Scenario 1a (grønn): Redusert produksjon/økt forbruk = 150 MW
- Scenario 1b (grønn): Økt produksjon/reduert forbruk = 150 MW
- Scenario 2a (lilla): Redusert produksjon/økt forbruk = 600 MW
- Scenario 2b (lilla): Økt produksjon/reduert forbruk = 600 MW
- Scenario 3a (blå): Redusert produksjon/økt forbruk = 900 MW
- Scenario 3b (blå): Økt produksjon/reduert forbruk = 900 MW
- Scenario 4a (rød): Redusert produksjon/økt forbruk = 1400 MW
- Scenario 4b (rød): Økt produksjon/reduert forbruk = 1400 MW



Figur 5.2: Frekvens ved ulike avvik i produksjon og forbruk. Beskrivelse av scenarioene finnes i kapittel 4.3.

Figuren viser at en endring på 150 MW gir et frekvensavvik på  $\pm 0,03$  Hz. Denne endringen simulerer utfall av produksjon til en vindmøllepark. En endring på 600 MW, tilsvarende Statnetts krav til vindkraftutbygging på Fosen, vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,10$  Hz. Endring på 900 MW vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,15$  Hz. Denne endringen simulerer et utfall av produksjon omtrent tilsvarende Statnetts krav for vindkraftinvesteringer på Fosen og i Snillfjord (kravet er omtrent 1000 MW). En endring på 1400 MW vil gi et frekvensavvik på  $0,23$  Hz. Frekvensavvikene er referert til 50,00 Hz.

## 6 Diskusjon

Som ledd i EUs miljøpolitikk har Fornybardirektivet som mål å redusere klimagassutslippene med 20 %, øke andelen energibruk fra fornybare energikilder med 20 % og legge til rette for en økning på 20 % i forhold til energieffektivisering innen 2020. Som medlemsland i EØS har Norge forpliktet seg til å implementere EUs 20-20-20-mål. Dette var bakgrunnen for at Norge i samarbeid med Sverige, gikk inn for en støtteordning for fornybar energi. Elsertifikatordningen trådte i kraft i 2012 og skal stimulere til investering i fornybar energi (til sammen 26,4 TWh) i Norge og Sverige. De fleste store vannkraftprosjekter i Norge er allerede utbygd, derfor forventes det betydelige investeringer i norsk vindkraft og småkraft. Per 3.mars 2014 er det av NVE gitt konsesjoner til 6257 MW vindkraft i Norge, noe som tilsvarer en energiproduksjon på omtrent 17-18 TWh (NVE 2014c), noe som er langt mer enn elsertifikatordningens mål.

I følge vindkart(Figur 3.4) ligger det største vindkraftpotensialet i Norge langs kysten. Fosen og Snillfjord i Trøndelag ses på som et meget attraktivt område for vindkraftprosjekter på grunn av de gode og stabile vindforholdene. Midt-Norge er i dag et kraftunderskuddsområde, og det er derfor ønskelig med utbygging av kraftproduksjon i dette området. Utbyggingen krever i midlertid en utvidelse av sentralnettet, samt spenningsoppgradering av eksisterende sentralnett. Per i dag er det ikke lokal nettkapasitet eller nok ledig kapasitet nord-sør til å bygge ut disse mengdene kraftproduksjon i området. Derfor har Statnett fått konsesjon på å bygge en ny ledning langs kysten mellom Namsos og Trollheim (se kapittel 2.1). Den nye ledningen vil derimot ikke bygges hvis det ikke investeringsbeslutes minst 600 MW vindkraft på Fosen og minst 400 MW vindkraft i Snillfjord. For at vindkraftaktørene skal rekke elsertifikatfristen i 2020, må aktørene snarlig ta en beslutning om utbygging slik at også Statnett har tid til å bygge ut det nødvendige sentralnettet. Derfor har Statnett sagt at utbyggingene på Fosen må ta en beslutning innen første kvartal 2015, mens utbyggingene i Snillfjord må fattes innen fjerde kvartal 2015 (Lie 2014).



## 6.1 Kostnader og lønnsomhet

### 6.1.1 Modell 1s gyldighet

Det er snakk om store summer når det gjelder investering i vindkraftprosjekter, og det er knyttet betydelig risiko til denne typen investeringer. Modell 1 er laget for å gi en oversikt over kostnader og lønnsomhet for vindkraftprosjekter og består av to beregningsmetoder. Beregningsmetode 1 gjør grove antakelser og gir en enkel beregning av resultatet (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) for vindmølleparkene. Beregningsmetode 2 bygger på mer høyoppløselige data, og gir en bedre oppdeling av kostnadene knyttet til vindkraftprosjekter. Kostnadene fordeles på flere poster, eksempelvis administrasjon, vedlikehold, nettleie og balansering. Resultat, inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader, for vindmølleparken gis også av beregningsmetode 2.

Statkraft har oppgitt at deres tre prosjekter på Roan, Storheia og Kvenndalsfjellet vil ha en investeringskostnad per MW installert effekt mellom 10,7-11,7 MNOK/MW og en drifts- og vedlikeholdskostnad mellom 0,11-0,13 kr/kWh. Brukstiden for deres vindmølleparker antar de vil ligge mellom 3000-3300 timer (Mollestad 2014).

Beregningsmetode 1 antar en drifts- og vedlikeholdskostnad på 0,12 kr/kWh, noe som ligger midt i båndet Statkraft oppgir at denne kostnaden vil ligge innenfor. Denne modellantakelsen er basert på konsesjonssøknader fra NVEs nettsider. Modellantakelsen kan dermed sies å være ganske god. Videre antas en investeringskostnad på 12MNOK/MW, noe som er høyere enn hva Statkraft oppgir. Dette kan tyde på at antakelsen for investeringskostnaden er satt litt for høyt i forhold til realiteten. NVEs «*Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025*» anslo i midlertid i 2008 at investeringskostnaden for vindkraftprosjekter ville ligge mellom 13-18 MNOK/MW (Waasgaard et al. 2008). 12 MNOK/MW ble satt på bakgrunn av samtaler med Statkraft og Statnett, samt vindmølleparkeres konsesjonssøknader som ligger på NVEs nettsider.

I forhold til brukstid ligger antakelsen i beregningsmetode 1 (3000 timer) ytterst i båndet Statkraft oppgir for deres tre parker. 3000 timer er satt på bakgrunn av gjennomsnittlig

brukstid for vindmølleparker i 2013 og samtaler med vindkraftaktører (Zephyr og Statkraft). Det vil være en naturlig variasjon mellom parker, både for brukstid og investeringskostnader, avhengig av parkenes beliggenhet. Sammenlikningen med Statkrafts tall kan tyde på at antakelsene som er gjort for investeringskostnad og brukstid gjør at beregningsmetode 1 har et noe konservativt preg. Ved å senke antakelsen for investeringskostnad eller øke inputverdien for brukstid, vil modellen vise et bedre resultat for vindmølleparken (se kurvene til investeringskostnad og brukstid i sensitivitetsanalysen i Figur 5.1).

På den ene siden er det bra at modellen er litt konservativ, da dette er med på å gi investeringene lavere risiko. I tillegg vil det være en naturlig variasjon mellom vindkraftprosjektene, slik at konservative modeller også vil være representative for vindmølleparkene med noe lavere lønnsomhet enn gjennomsnittet. På den andre siden kan det være en svakhet for modellen dersom den har et for konservativt preg. Det kan føre til at modellen ikke gjenspeiler realiteten, noe som kan gjøre at investeringer som i realiteten vil være lønnsomme ikke blir foretatt, på grunn av for strenge krav i modellens antakelser. Modell 1 er ment å fungere for alle vindkraftprosjekter. Roan Vindkraftverk og Storheia Vindpark er to av prosjektene som det sies at er mest sannsynlig at blir utbygd på Fosen, på grunn av deres gode beliggenhet og gode vindforhold. Derfor er det ikke unaturlig at disse vindmølleparkene har en bedre lønnsomhet enn gjennomsnittet.

Det er knyttet en del usikkerhet rundt investeringskostnadene knyttet til eksternt nett. I utgangspunktet er det slik at dersom tilknytningspunktet i sentral- eller regionalnettet er en del av et masket nett, vil kostnaden til eksternt nett være lik null for vindkraftaktøren. Dersom vindmølleparkens tilknytningspunkt ikke kobles til et masket nett, må vindkraftaktøren betale anleggsbidrag. Blir nettet karakterisert som produksjonsrelatert nett, må vindkraftaktøren i tillegg til anleggsbidrag, betale en tariff som dekker kostnadene i nett og anlegg (NVE 2013b). Dersom Namsos-Roan-ledningen blir en del av sentralnettet, vil investeringskostnadene knyttet til eksternt nett være lik null for prosjektene på Roan og Storheia. Dette kan også være en forklaring på hvorfor investeringskostnaden Statkraft oppgir er noe lavere enn gjennomsnittstallet brukt i Modell 1s beregningsmetode 1. Dersom ledningen blir definert som produksjonsrelatert

nett, vil derimot denne investeringskostnaden øke betydelig i form av anleggsbidrag og tariff.

Beregningsmetode 2 gir en investeringskostnad per installert effekt på 11,4 MNOK/MW for vindmølleparker med null investeringskostnad for eksternt nett (slik som er tilfellet på Roan og Storheia). Denne verdien ligger innenfor Statkrafts bånd for investeringskostnad for deres tre parker på Fosen. Også drifts- og vedlikeholdskostnaden fra beregningsmetode 2 ligger innenfor Statkrafts tall, med en variasjon mellom 0,10-0,13 kr/kWh for Roan Vindkraftverk og 0,11-0,14 kr/kWh for Storheia Vindpark. Dette kan bety at beregningsmetode 2 stemmer noe bedre for Statkrafts vindparker på Fosen enn beregningsmetode 1. På den ene siden kunne Statkrafts tall gitt en indikasjon på at antakelsen for investeringskostnadene i beregningsmetode 1 burde reduseres. På den andre siden er det ikke nødvendigvis sånn at situasjonen på Roan og Storheia er representativ for hele Norge. Usikkerheten rundt andre prosjekters investeringskostnad per installert effekt er årsaken til at modellantakelsen er blitt værende på 12 MNOK/MW i beregningsmetode 1. Beregningsmetode 1 ga et resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader) per levetid på 1 386 MNOK for Roan Vindkraftverk og 903 MNOK for Storheia Vindpark, mens beregningsmetode 2 ga et resultat på 1 700 MNOK for Roan Vindkraftverk og 1 045 MNOK for Storheia Vindpark.

Datagrunnlaget bak beregningsmetode 1 er grove lavoppløselige tall for investeringskostnad og driftskostnad, som baserer seg på erfaringstall fra bransjen samt konsesjonssøknader. Denne beregningsmetoden gir dermed et grovt oversiktsbilde av lønnsomheten i vindkraftinvesteringer. Likevel kan det se ut som denne beregningsmetoden fungerer relativt godt for prosjektene på Roan og Storheia, noe som indikerer at beregningsmetode 1 er god. Datagrunnlaget bak beregningsmetode 2 er et høyoppløselig datamateriale som stammer fra et ukjent vindkraftprosjekt hos Multiconsult. I beregningsmetode 2 er dataene skalert og brukt som nøkkeltall sammen med erfaringstall fra vindkraftaktører som Statkraft og Zephyr. På den ene siden er det bundet en del risiko til denne typen kvalitativ datainnsamling, da alle tall fra en vindmøllepark ikke nødvendigvis kan skaleres opp for hvilken som helst annen vindmøllepark. De fleste kostnadspostene er derfor sjekket opp mot erfaringstall.

Resultatene fra beregningsmetode 2 viser at også denne beregningsmetoden fungerer for eksemplene fra Roan og Storheia.

Det er, som nevnt tidligere, i tillegg grunnlag for å tro at beregningsmetode 1 gir et litt mer konservativt bilde av lønnsomheten til vindkraftprosjektene på Roan og Storheia, enn beregningsmetode 2. Dette skyldes antakelsen om en investeringskostnad på 12 MNOK/MW i beregningsmetode 1. Resultatene for Roan Vindkraftverk og Storheia Vindpark viser at begge beregningsmetodene i Modell 1 stemmer med virkeligheten, og modellens gyldighet og pålitelighet kan dermed anses å være god. Det er i hele Modell 1 satt som en forutsetning at vindmølleparken mottar elsertifikater i hele sin levetid på tjue år. Dette er en grov forenkling, da elsertifikatene kun gis til prosjekter i inntil femten år. En endring av denne forutsetningen ville redusert resultatet i løpet av levetiden noe. Dette skyldes at inntektsgrunnlaget vil være lavere de siste årene, når vindmølleparken ikke lenger mottar elsertifikater.

### **6.1.2 Elsertifikatenes viktighet**

Resultatene vist i kapittel 5.2 viser at Roan Vindkraftverk ville gått med et resultat per tjue års levetid på -1 854 MNOK uten elsertifikatene. Uten elsertifikater vil altså ikke investeringen være lønnsom. Dette belyser viktigheten av å rekke å få vindmølleparkene i drift innen 2020, som markerer elsertifikatordningens frist for idriftsettelse. I Norge er det nemlig slik at kraftprodusentene ikke mottar elsertifikater for prosjekter som ikke er i drift innen denne fristen. I Sverige derimot, har de det slik at prosjekter som ikke rekker fristen i 2020 likevel mottar elsertifikater, men at de får fratrukket den tiden de overgikk fristen. Administrerende direktør i SAE Vind, Anders Gaudestad, mener at det er viktig med en slik «nådeperiode» også i Norge og sa følgende til Teknisk Ukeblad i januar i år (Lie 2014).

*«Dette («nådeperioden» red.anm.) er ikke noe insentiv til å utsette byggingen, for man vil jo tape et eller to år med sertifikatinntekter. Det er et risikoavlastende tiltak.»*

Videre påpeker han at det er veldig synd for aktørene først å investere disse enorme summene, for så å risikere å bli stående uten elsertifikater på grunn av noen måneders forsinkelse (Lie 2014). Dette er en problemstilling det bør tas hensyn til når det skal

gjennomføres en kontrollstasjon for elsertifikatorordningen innen utgangen av 2015. Ved kontrollstasjonen vil behovet for endringer og justeringer i elsertifikatorordningen drøftes. En utsettelse av fristen for idriftsettelse vil redusere en av usikkerhetene rundt vindkraftinvesteringer. Dette kan dermed bidra til å gjøre det noe lettere for aktørene å fatte en beslutning om realisering av norsk vindkraft.

Et underskudd på -1 854 MNOK gir grunnlag for å tro at investeringer i vindkraft kun vil være konkurransedyktig fram til 2020, og at investeringene vil stoppe opp etter dette. Et relevant spørsmål i denne sammenhengen er da hvordan vindkraftinvesteringer kan være konkurransedyktig også etter utgangen av 2020. I følge prosjektleder for vindkraft i Statkraft, Ole Christan Albert, vil investeringsbildet for vindkraft se annerledes ut etter 2020. Han tror nemlig at investeringskostnaden for vindkraftprosjekter vil komme til å synke med årene, noe som vil gjøre at vindkraft kan være konkurransedyktig på sikt også uten elsertifikatene (Albert 2014). Den høye utbyggingstakten av vindkraft i Norge og Sverige fram mot 2020 vil gjøre vindkraften til en enda mer moden teknologi. Mer moden teknologi og stor utbygging i løpet av få år betyr mer masseproduksjon av komponenter til vindmøllene, noe som vil gi reduserte produksjonskostnader per enhet.

Tendensen er at turbinene blir både rimeligere, større og bedre med årene som går. Turbinene utgjør rundt 70 % av den totale investeringskostnaden, og det vil derfor være rimelig å tro at også investeringskostnaden for vindkraftprosjekter vil synke i årene framover. Et eksempel på dette ser vi i Statkrafts vindmøllepark på Smøla. Trinn 1 og 2 på Smøla ble satt i drift i henholdsvis 2002 og 2005. I løpet av de 9-12 årene har utviklingen i vindturbiner vært så stor at Statkraft, i disse dager, faktisk vurderer lønnsomheten i å erstatte de eksisterende turbinene med nyere og bedre turbiner (Mollestad 2014). I tillegg til turbinkostnadene, vil erfaringene til vindkraftprosjekter øke i bransjen, noe som også vil redusere kostnadene knyttet til prosjektering, bygging og drift. På den andre siden kan høy etterspørsel gir stort press i leveransemarkedet, noe som kan resultere i høyere priser for elementer til vindmøllene.

Resultatene i kapittel 5.3.1 viser at dersom investeringskostnaden synker med 30 %, fra 12 MNOK/MW til 8,4 MNOK/MW, vil eksempelvis Roan Vindkraftverk, ende opp med

et resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad) per tjue års levetid på 106 MNOK uten elsertifikater. Dette tydeliggjør Alberts teori om at en reduksjon av investeringskostnadene vil bidra til å gjøre vindkraften konkurransedyktig i fremtiden selv uten elsertifikater.

### **6.1.3 Sensitivitetsanalysen**

Sensitivitetsanalysen tar høyde for variasjon i flere av forutsetningene og inputverdiene i Modell 1, nemlig kraftpris (med og uten elsertifikatpris), brukstid, investeringskostnad, kalkulasjonsrente, driftskostnad, balanseringskostnad og nettleie. Sensitivitetsanalysen er utført for Roan Vindkraftverk, som er en relativt stor vindmøllepark i forhold til gjennomsnittlig størrelse på prosjekter som har fått konsesjon av NVE. En gjennomsnittlig vindmøllepark ligger rundt 150 MW installert effekt, altså er Roan Vindkraftverk dobbelt så stor som gjennomsnittet. Årsaken til at Roan Vindkraftverk likevel er brukt i sensitivitetsanalysen, er fordi størrelsen på parken gjør at utslagene for kurvene i sensitivitetsanalysen blir mer tydelige. Mindre vindmølleparker vil ha mindre budsjetter, noe som ville resultert i mindre utslag mellom faktorene som analyseres i sensitivitetsanalysen. Antakelsene til basisscenarioet i sensitivitetsanalysen finnes i Vedlegg B. Gyldigheten av antakelsene ble drøftet i kapittel 6.1.1.

Sensitivitetsanalysen (Figur 5.1) viser at lønnsomheten i vindkraftprosjektet er svært avhengig av spotprisen og den totale kraftprisen (spotpris pluss elsertifikatpris). Med konstant elsertifikatpris på 0,18 kr/kWh vil en endring av spotprisen på -20 % i forhold til basisscenarioet være nok til at investeringen ikke lenger er lønnsom. -20 % endring tilsvarer en spotpris på 0,30 kr/kWh og dermed en total kraftpris inkludert elsertifikater på 0,48 kr/kWh. Som resultatene i kapittel 5.2 viser, vil ikke vindkraftinvesteringer før 2020 være lønnsomme uten elsertifikatene, og sensitivitetsanalysen viser at grensa for lønnsomheten i investeringen ved endring i den totale kraftprisen (inkludert elsertifikater) ligger ved en kraftprisreduksjon på omtrent 14 %. Dette tilsvarer en total kraftpris på 0,48 kr/kWh, samme resultat som for endring i kun spotprisen. Faller den totale kraftprisen lavere enn dette, vil ikke prosjektet lenger være lønnsomt.

Det spekuleres mye rundt hvilken utvikling kraftprisen vil ha i årene framover. Utbygging av overføringskapasitet til utlandet (fra Norge, men også fra andre land i det nordiske kraftmarkedet) gjør at det blir mer og mer snakk om et europeisk kraftmarked. Når det norske og nordiske kraftmarkedet blir tetter og tettere integrert med resten av det europeiske kraftmarkedet, vil kraftprisene i Norge avhenge både av norske og europeiske markedsforhold og politikk. Holdningene til kjernekraft vil også påvirke de fremtidige kraftprisene. Ambisiøse klimamål har økt utbyggingstakten av fornybar kraftproduksjon (spesielt sol- og vindkraft) i Europa. Dette gjøres for å prøve å fase ut gass- og kullkraftproduksjon som gir utslipp som bidrar til økt drivhuseffekt.

Økt andel uregulerbar kraft gir Europa behov for reguleringsevne. Som beskrevet i kapittel 3.2.2 kan dette komme ved at Norge brukes som Europas grønne batteri (ved hjelp av pumpekraftverk og økt overføringskapasitet). Det er derimot ikke lønnsomt med utbygging av pumpekraftverk i Norge, på grunn av for små variasjoner i kraftprisen mellom dag og natt. Den massive solkraftutbyggingen i Tyskland har i tillegg forverret bildet ved at solkraften blir produsert om dagen, når sola skinner og energibehovet er størst. På den måten vil solkraften bidra til en utjevning av prisene i Tyskland, noe som igjen vil redusere lønnsomheten av norsk pumpekraft. Pumpekraft i Norge avhenger også av enorme investeringer i utenlandskabler, for per dags dato er det ikke tilstrekkelig overføringskapasitet til Europa. Europas reguleringsevne må derfor hentes fra andre energikilder. I dag bygges det kjernekraft i blant annet Finland og Frankrike, og det kan tenkes at de ambisiøse klimamålene i Europa kan komme til å endre folks holdninger til kjernekraft.

Økt andel uregulerbar kraftproduksjon vil ganske sikkert føre til at vannet i de norske reguleringsmagasinene spares til høyprisperioder. Dette kan forklares i at det blir mer kraft tilgjengelig i systemet, og dermed trengs ikke vannkraftproduksjonen i like stor grad i de periodene det produseres kraft fra de uregulerbare energikildene. Vindkraftproduksjonen vil være størst i perioder om vinteren med mye vind. Dette er også den perioden elforbruket i Norge er størst og vannmagasinene tappes for vann (Figur 3.3). Økt andel vindkraft i det norske systemet vil gjøre at vann kan spares i magasinene til perioder med høyere kraftpris. Lønnsomheten i vannkraftverk kan dermed øke. Denne

utviklingen krever selvfølgelig at andelen vindkraft ikke øker så mye at gjennomsnittsprisen for kraft faller for mye. Vindkraftproduksjonen foregår når det blåser, og den har ingen mulighet til å styre produksjonen til perioder med høy kraftpris.

Sensitivitetsanalysen viser at også vindmølleparkenes brukstid har stor innflytelse på deres lønnsomhet. En økning i brukstiden på 10 % vil øke det årlige resultatet med omtrent 40 MNOK. Basisscenarioet har brukt en gjennomsnittlig brukstid på 3000 timer, men Statkraft oppgir at alle deres prosjekter på Fosen vil ha en brukstid mellom 3000-3300 timer (Mollestad 2014). Vindkraftmålinger viser til og med en brukstid helt opp mot 3500 timer (NVE 2013c). Brukstiden er avhengig av den årlige energiproduksjonen, og analysen viser at det kritiske punktet for lønnsomhet i investeringen ligger ved en reduksjon på omtrent 18 % i brukstiden. Dette tilsvarer en brukstid på omtrent 2460 timer. Brukstider lavere enn dette, vil resultere i at vindparken går med tap det gjeldende året. Dette viser viktigheten av å ha høy tilgjengelighet i vindmølleparkene. Mye nedetid grunnet feil og vedlikehold vil gi en reduksjon i brukstid, noe som igjen vil påvirke det årlige resultatet stort. Lite behov for vedlikehold og god vind gjennom hele året vil på den andre siden gi et positivt utslag i brukstiden, noe som igjen vil føre til at resultatet det gjeldende året vil øke.

Investeringskostnadskurven har også en forholdsvis bratt kurve i sensitivitetsanalysen, og som vist i Tabell 5.10 vil en reduksjon i investeringskostnaden ha store positive utslag for vindmølleparkenes lønnsomhet. En økning i investeringskostnaden vil naturlig nok gi negative utslag for lønnsomheten. Sensitivitetsanalysen viser at smertegrensa for investeringskostnaden ligger ved en økning på omtrent 21 %, noe som tilsvarer en investeringskostnad på 14,5 MNOK/MW. Statkrafts prosjektleder for vindkraft, Ole Christan Albert, sier at han tror investeringskostnadene for vindkraftprosjekter vil komme til å synke med årene. Dette kan komme til å bidra til at vindkraftinvesteringer fortsatt kan være lønnsomme selv uten elsertifikatene (Albert 2014). Med en slik utvikling kan man si at det norsk-svenske samarbeidet med innføring av elsertifikater har lyktes. Ikke bare har det hjulpet til med en vekst innen fornybar kraftproduksjon, men ordningen har også bidratt med å hjelpe vindkraften til å bli konkurransedyktig. Konkurransedyktig



fornybar kraftproduksjon kan på sikt bidra til å fase ut fossil kraftproduksjon, som er en stor trussel for jordens klima.

Kalkulasjonsrenta sier noe om bedriftens avkastningskrav til investeringer, og i basisscenarioet i sensitivitetsanalysen er den satt til 6,5 %. Kurven til kalkulasjonsrenta ganske flat i sensitivitetsanalysen. En økning i kalkulasjonsrenta fra 6,5 til 8,5 % (en økning på +30 %) vil gi et lavere årlig resultat, men investeringen vil likevel ha en positiv nåverdi og være lønnsom. I konsesjonssøknader brukes ofte en kalkulasjonsrente på 6,5 eller 7,0 %, noen ganger også opp mot 8 %.

Sensitivitetsanalysen viser at en variasjon i drifts- og vedlikeholdskostnaden vil gi små utslag i vindkraftprosjektets lønnsomhet. Statkraft oppgir en driftskostnad mellom 0,11-0,13 kr/kWh for deres tre vindkraftprosjekter på Fosen (Mollestad 2014). Dette ligger innenfor en variasjon på  $\pm 10$  %, og denne variasjonen vil i følge sensitivitetsanalysen gi små utslag i resultatet. Selv om drifts- og vedlikeholdskostnaden vil variere noe i løpet av vindmølleparkens levetid (se resultater i Tabell 5.4 og Tabell 5.8), er ikke dette en kritisk faktor for vindmølleparkenes lønnsomhet.

Balanseringskostnadene vil også i henhold til sensitivitetsanalysen av Roan Vindkraftverk, gi små utslag i årlig resultat. Likevel er dette en kostnad som aktørene ønsker å få så lav som mulig, da det er en kostnadspost som i en ideell verden ikke ville eksistert. Med perfekte værprognoser ville det ikke vært noen ubalanse mellom anmeldt produksjon til Nord Pool og faktisk produksjon til enhver tid. Derfor legges det ned mye arbeid i å utvikle gode prognoseverktøy for vindmølleparker. Statnetts to-prismodell for prising av ubalanser gjør at vindkraftaktørene alltid får den prisen som er minst gunstig for dem ved ubalanser. Produserer de for mye i en time det er underbalanse i markedet, får de betalt spotpris for den ekstra kraftproduksjonen. Produserer de for lite i en time det er underbalanse i markedet, må de betale RK-pris for ubalansen. To-prismodellen gir vindkraftaktørene et insentiv om å overholde produksjonsplanene og hele tiden være i balanse. Dette er også et insentiv til å utarbeide bedre prognoseverktøy for produksjon slik at ubalansene blir så små som mulig.

For å slippe å betale for ubalanser, kan i stedet ubalansene utjevnes ved kjøp og salg i elbasmerket. Dette er en vinn-vinn-situasjon for aktører med ubalanser, da de kan hjelpe hverandre slik at de slipper å betale Statnett for store ubalanser. Store aktører, som eier og drifter både vindkraftverk og vannkraftverk, har også muligheten til å regulere ubalansen internt, ved å endre produksjonen i vannkraftverket ved ubalanser i vindmølleparken. Dette vil i midlertid gi interne kostnader, og det er ikke gitt at dette er mer lønnsomt enn å bruke elbasmerket eller å betale Statnett for ubalansen etter to-prismodellen. Enkelte vindkraftaktører har også valgt å outsource anmelding og balansering. Dette betyr at balanseringskostnaden blir en fast kostnad, og det er utenforstående firmaer som foretar vindprognoser, anmelding og regulering av ubalanser. Eksempel på slike firmaer er AXPO og Bergen Energi.

Nettleia består av et fastledd (effektledd) og et variabelt ledd (energiledd) som avhenger av mengden kraft som leveres på nettet. Energileddet avhenger av marginaltapssatsene i de ulike knutepunktene i nettet. Sensitivitetskurven til nettleias energiledd har også en meget flat kurve i sensitivitetsanalysen. Det betyr at variasjoner i energileddet vil gi små utslag for lønnsomheten i vindkraftprosjekter, men på samme måte som balanseringskostnaden, er dette en kostnad som vindkraftaktørene ser på som unødvendig. Store nettleiekostnader betyr at kapasiteten til nettet i området er for lav, slik at det må betales mye for marginaltap i nettet. Vindkraftaktørene vil da mene at de må betale for at nettet ikke er godt nok bygget ut og for dårlig tilrettelagt for fornybar kraftproduksjon. Statnett, på den andre siden, vil kanskje mene at vindmølleparken er feil plassert i nettet dersom marginaltapssatsene er høye.

#### **6.1.4 Marginaltapssatser**

Analysen i denne oppgaven har fokus på vindkraftutbygging på Fosen og i Snillfjord, og her er det forutsatt ledig kapasitet på nettet. Dette skyldes Statnetts utbygging og spenningsoppgradering av sentralnettet fra Midt-Norge og sørover. Det er planlagt en ny linje mellom Namsos og Klæbu, og det er også nødvendig med en ny linje mellom Trollheim og Viklandet, dersom det blir bygget ut vindkraft i Snillfjord. Videre oppgradering mellom Klæbu og Trollheim er avhengig av behovet i nord-sør-retning, noe

som igjen er avhengig av mengden fornybar kraftutbygging nord for Namsos (Statnett 2013d).

Den nye 420 kV-linja mellom Namsos og Trollheim er planlagt bygd med triplexlinjer med en kapasitet på ca. 3000 MW. Dette er fordi ekstrakostnaden ved bygging av triplex i stedet for duplex er relativt liten og fordi triplex gir større fleksibilitet i forhold til fremtidig overføringsbehov. Linjene må også håndtere et forventet behov for kapasitet i nord-sør-retning. Vindmølleparkene på Fosen og i Snillfjord vil utgjøre henholdsvis mellom 600-880 MW og 400-600 MW. Dette er en lav belastning for en 420 kV-linje, noe som medfører at det ekstra marginaltapet som oppstår mellomproduksjonspunktet for vindkraft og tilknytningspunktet til det maskede nettet vil være relativt lite (Hornnes 2014).

Det kan likevel spekuleres i økte marginaltapssatser dersom det blir bygget ut mye vindkraft i nord, samt på Fosen, men ikke i Snillfjord. Den gjennomgående 420 kV-linja langs kysten i Midt-Norge vil da ikke være samfunnsøkonomisk lønnsom og all produksjon på Fosen må først nordover til Namsos, for så å bli fraktet sørover via Klæbu. Statnett foretar en spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV fra Namsos til Klæbu, men dersom all kraft fra Fosen og Nord-Norge må gjennom denne og den parallelle 300 kV simplex-ledningen, kan det forekomme flaskehals i nettet. Ledningene vil være høyt belastet og dette vil kunne resultere i høye og variable marginaltapssatser for vindkraftprosjektene på Fosen, noe som igjen vil resultere i økte kostnader og dårligere lønnsomhet i prosjektene.

Statnett har i sin tariff for sentralnettet begrenset variasjonen i marginaltapssatsene til  $\pm 15$  %. Resultatene i analysen for variasjon i marginaltapssatser (Tabell 5.11) viser at negative marginaltapssatser gir en reduksjon av nettleia for vindkraftprodusentene. I beste fall (ved en marginaltapssats lavere enn omtrent -3 %) vil de faktisk få ekstra betalt for å mate inn kraft på nettet (fastleddet er medberegnet). Økte marginaltapssatser gir derimot opphav til økt nettleie for vindkraftprodusentene. Sensitivitetsanalysen i Modell 1 viser at variasjonen i nettleia ikke er kritisk for lønnsomheten til vindkraftprosjekter, men som nevnt tidligere blir nettleia sett på som en ekstra kostnad for vindkraftprodusentene. En

marginaltapssats på det maksimale nivået på 15 % vil gi en nettleie på 6,9 øre/kWh i henhold til Tabell 5.12. Dette er en relativt stor kostnad for innmating av kraft i nettet.

I mangel av tall for marginaltap i nett som ikke er bygd ut, er det benyttet marginaltapssatser i Namsos for vindkraft på Fosen, mens for vindkraft i Snillfjord er det tatt utgangspunkt i marginaltapssatsene i Viklandet. Gjennomsnittlig marginaltapssats i Namsos var i 2013 3,9 % for dag og -1,0 % for natt og helg. Prognosene for 2014 viser liknende satser, henholdsvis 3,3 % for dag og -2,4 % for natt og helg. For Viklandet var gjennomsnittlig marginaltapssats negativ for både dag og natt/helg i 2013 (-0,2 % for dag og -4,4 % for natt og helg). Prognosene for 2014 anslår en gjennomsnittlig marginaltapssats på -0,6 % for dag og -5,9 % for natt og helg. Namsos vil bli et sterkt 420 kV-knutepunkt når Klæbu-Namsos-Nedre Røssåga spenningsoppgraderes (Hornnes 2014). Spenningsoppgraderingen er planlagt å være i drift i 2017, noe som betyr at også Namsos er et sterkt knutepunkt i det maskede nettet før vindmølleparkene på Fosen er satt i drift (Statnett 2014a).

Marginaltapssatsen er et signal om hvor hardt nettet er belastet, men den gir også en indikasjon på hvor nettet som har for lav overføringskapasitet. Det er politisk bestemt at det skal bygges ut mer fornybar kraft, og da må det også bygges ut nok overføringskapasitet. Selv om det største forbruket av kraft er på Østlandet, er det langs kysten og i fjellet det er gode vindforhold og det er mulig å bygge ut vindkraftverk. Bygging av vindkraftparker vil derfor i de fleste tilfeller kreve utbygging og oppgradering av sentralnettet i Norge. Dette er Statnett allerede i gang med, men det tar tid og krever store investeringer.

## **6.2 Uregulerbar kraftproduksjons frekvenspåvirkning**

### **6.2.1 Modell 2s gyldighet**

Modell 2 viser hvordan avvik i forbruk og produksjon vil gi stasjonære avvik i nettfrekvensen. Datagrunnlaget til modellen er vist i Vedlegg D (Hornnes 2014). Det hadde vært en fordel om datagrunnlaget var større, men dataene er hentet fra eksisterende dokumentasjon og er gode nok til at modellen gir en god nok indikasjon på hvordan

endring i forbruk og produksjon vil skape ubalanser som gir utslag i frekvensen. I analysearbeidet har ikke simuleringmodeller for frekvens vært tilgjengelige, slik at datagrunnlaget kunne blitt kvalitetssikret. Dette er en svakhet for Modell 2, da scenarioanalysene baseres på et datagrunnlag som ikke er fullt ut kvalitetssikret. For produksjon er det brukt en regulerstyrke på 6000 MW/Hz og for forbruk er det brukt en selvregulering på 400 MW/Hz. Datagrunnlagets referanse har mye erfaring med nett, nettutbygging og frekvensubalanser. Påliteligheten til referansen er derfor stor, noe som bidrar til å forsterke Modell 2s gyldighet.

Scenario 1 tilsvarer et avvik i produksjon eller forbruk på 150 MW. Dette er størrelsen på en gjennomsnittlig vindmøllepark. Utfall av produksjon for en slik park vil gi en frekvens på 49,97 Hz. Dette er avvik som kan fanges opp og reguleres med dagens reguleringsvirkemidler. Ved utfall av flere vindmølleparker samtidig vil avvikene i frekvensen bli større. Scenario 2 viser at et utfall av produksjon tilsvarende Statnetts minimumskrav på Fosen (600 MW), vil frekvensen synke til 49,90 Hz. Dette er helt i kanten av det området Statnett har sagt de skal holde frekvensen innenfor (49,90-50,10 Hz). Trolig vil også et utfall av en slik mengde produksjon også kunne fanges opp av primær-, sekundær- og tertiærreguleringen. I scenario 3 og 4 viser Modell 2 at utfall av henholdsvis 900 og 1400 MW produksjon vil gi frekvens på henholdsvis 49,85 og 49,77 Hz. Dette er et slags «worst-case»-scenario der det plutselig, helt uforutsett, blir vindstille i hele Trøndelag, eller alle parkene faller ut samtidig på grunn av feil. Slike frekvensavvik er meget kritiske for Statnett, da avvik i denne størrelsesordenen svekker forsyningssikkerheten og stabiliteten i nettet.

### **6.2.2 Frekvensregulering**

Det er kjent at mer uregulerbar kraft sammen med økt integrasjon med det europeiske kraftmarkedet vil gjøre kraftsystemet mer utfordrende å drifte (Statnett 2013b). Nord Pools elspotmarked fungerer slik at kraftproduksjonen skal meldes inn dagen før produksjonen skjer. Uregulerbar kraftproduksjon, som vindkraft, er avhengig av vær og vind og kan ikke kontrolleres på samme måte som vannkraftproduksjon. Det vil derfor være en kontinuerlig risiko for avvik mellom anmeldt og faktisk produksjon i vindmølleparker. Som følge av dette vil det med en økt andel uregulerbar kraft,

forekomme flere situasjoner med ubalanser i kraftsystemet. Kraftsystemet fungerer også slik at kraften produseres i det den brukes, og det er alltid balanse mellom produksjon og forbruk. Avvik i planlagt produksjon eller forbruk vil, som simulert i Modell 2, gjenspeiles gjennom at frekvensen avviker fra 50,00 Hz.

I Norge er det stort sett vannkraftverkene som bidrar til frekvensregulering og vannkraftverkernes regulering av produksjonen skjer raskt og rimelig. I kritiske situasjoner kan likevel Statnett pålegge vindkraftaktørene å bidra til frekvensregulering, men dette vil, som beskrevet i kapittel 3.4.1 gi vindkraftaktørene tap av inntekt som følge av at ikke alt potensialet i vinden blir brukt til å generere strøm.

De siste årene har frekvensavvikene økt, og med økt uregulerbar produksjon er det grunn til å tro at frekvensavvikene vil fortsette å øke. Statnetts Ingrid Helene Eivik sa følgende til Teknisk Ukeblad i mars i år (Nilsen 2014):

*«Vi får en betydelig nettkapasitetsøkning til Europa, samtidig som mye ny, fornybar kraftproduksjon med lite fleksibilitet fases inn i Europa. Norge har i dag god fleksibilitet i vannkraftproduksjonen. Når vi knytter oss tettere sammen med et elkraftsystem som har dårligere reguleringsevne enn vi har, trekker de på våre reguleringsressurser. Dette gir god ressursutnyttelse og bidrar til å oppnå klimamål, men det vil påvirke vårt kraftsystem.»*

På grunn av økte ubalanser ble Statnett nødt til å innføre en to-prismodell for prising av ubalanser i nettet. Dette fører til at kraftprodusentene ved ubalanser alltid får den prisen som er minst gunstig for dem. I tillegg er et nytt marked på Nord Pool i vekst på grunn av økt mengde uregulerbar kraft. Elbasmarkedets timesoppløsning gjør at dette markedet kan brukes til å regulere ubalanser inntil en time før driftstimen, via kjøp og salg av effekt i et auksjonsbasert marked. Selv om prognoseverktøyene til vindkraftaktørene stadig blir bedre, observeres det fortsatt avvik mellom anmeldt produksjon og reell produksjon. Elbasmarkedet kan dermed brukes for å kjøpe seg i balanse. Timesmarkedet er et veldig godt tilbud til aktører i kraftmarkedet med ubalanser, da det gir mulighet til å unngå høye RK-priser som følge av to-prismodellen. Balansering og måling/avregning skjer innenfor

timen. Dermed kan for mye produksjon i ett kvarter balanseres av for lite i et annet kvarter.

En mulig løsning på store frekvensavvik kan være kvartersmarkeder. Hensikten med kvartersmarkeder er at frekvensavvikene blir mindre fordi man balanserer innenfor et kortere tidsrom. Kvartersmarkedene kan struktureres på samme måte som elbas-markedet, men ha en oppløsning på ett kvarter i stedet for en time. På denne måten kan ubalansene reguleres i de periodene ubalansen faktisk forekommer. Dette krever selvsagt en endring av tidsoppløsningen også i RK-markedet.

Elbasmarkedet stiller krav til ledig kapasitet i nettet. Dersom det ikke er ledig kapasitet mellom to aktører som i prinsippet kunne handlet med hverandre i elbas-markedet, vil dette føre til at denne handelen ikke vil være mulig. Ubalanser som måtte oppstå vil da bli priset etter to-prismodellen og reguleringen vil bli tatt hånd om av primær-, sekundær og eventuelt tertiærreguleringen. Disse tre reguleringsmetodene krever i midlertid at det er kraftverk med reguleringskapasitet i drift i området. Økt uregulerbar kraftproduksjon vil kunne føre til flere perioder med områder som er selvforsynt med uregulerbar kraft og dermed frakoblet resten av kraftsystemet. Statnetts sommerprosjekt, KUBE, avla i 2013 en rapport som viser en slik type øydriftssituasjon der området ble driftet med egen frekvens og hadde for lite regulerstyrke. Da frekvensen falt ble en del småkraft frakoblet på grunn av for lav frekvens, og det resulterte i at området ble mørklagt i løpet av ti sekunder. Noe av småkraften ble frakoblet ved 49 Hz, mens noe ble stoppet ved 48 Hz. (Kjetså et al. 2013). Økt andel uregulerbar kraftproduksjon måtte altså ta mye av skylden for denne mørkleggelsen, og Statnett arbeider med å finne løsninger på denne typen problemstillinger.

Økt integrering med det europeiske kraftmarkedet blir også sett på som en utfordring for Norges reguleringssevne (Nilsen 2014). Europas klimapolitikk har ført til enorme investeringer i fornybar kraftproduksjon, spesielt i Tyskland. Målet er at sol- og vindkraft skal være med å fase ut gass- og kullkraft, slik at utslippene av klimagasser reduseres. Dette gjør derimot at Tyskland og Europa må ha tilgang på reguleringskapasitet, da de er avhengig av kraft også i de periodene det er lite sol og vind. Norge som «grønt batteri»

(se kapittel 3.2.2) har vært diskutert, men mye tyder på at det ikke er nok politisk vilje til dette i Norge. Det er også tvilsomt om det er økonomisk lønnsomt med utbygging av store mengde pumpekraft i Norge. Dette har ført til at Europa diskuterer innføring av kapasitetsmarkeder, som kan bidra med reguleringsevne.

Utfall av produksjon i situasjoner som i øydriftseksempelet som ble beskrevet tidligere, vil kreve andre metoder å håndtere ubalanser og frekvensavvik på. Dette kan illustrere et behov for innføring av kapasitetsmarked også i Norge. Diskusjonen om kapasitetsmarkeder forekommer, som nevnt tidligere i Europa og andre land og områder som baserer seg på uregulerbar kraftproduksjon. Hensikten med kapasitetsmarkedene er å oppnå en stabil tilgang på produksjonskraft, også i perioder hvor den uregulerbare kraftproduksjonen avviker fra produksjonsplanen. Norge har, som kjent, betydelig magasinkapasitet. Start og stopp av et vannkraftverk er også en rimelig affære i forhold til oppstart av termiske kraftverk. I tillegg representerer vannkraftverkene fornybar kraftproduksjon, i motsetning til termiske kraftverk basert på kull og gass, som er ment å være bidragsyterne til kapasitetsmarkedet i Europa. Å betale vannkraftverk til å være klare for å skru på produksjonen til enhver tid, vil i midlertid gi en ny kostnad forbundet med regulering av ubalanser. Spørsmålet er da hvem som skal betale denne regningen. Skal regningen legges hos de systemansvarlige, de uregulerbare kraftprodusentene eller hos forbrukerne via høyere nettleie?

På den ene siden er det systemansvarlig som har hovedansvaret for leveringssikkerheten til enhver tid. Derfor kan det finnes argumenter for at de bør ta regningen. Det er i midlertid ikke systemansvarlig, men kraftprodusentene, som forårsaker ubalansene. Dersom kostnaden med kapasitetsmarkedene legges på systemansvarlig, vil det ikke bidra til å redusere ubalansene. Legges kostnaden på aktørene som forårsaker ubalansene, vil dette virke som et insentiv til å ha så små ubalanser som mulig. På den andre siden vil dette føre til en ytterligere kostnad for eksempelvis vindkraftaktører. Modell 1 har vist at vindkraftinvesteringer i dag allerede er avhengig av støtte i form av elsertifikater for å være lønnsomme i Norge. Et siste alternativ kan da være å legge regningen på forbrukerne av kraft, i form av forhøyet nettleie. Det er forbrukerne som er avhengig av å alltid ha tilgang på elektrisitet. Dette kan dermed være et argument for at forbrukerne skal



betale regningen som vil komme ved innføring av kapasitetsmarkeder. Uansett hvem som tar kostnaden, er det viktig at kapasitetsmarkedene fremstår som en felles europeisk mekanisme som ikke går på bekostning av det eksisterende kraftmarkedet. Det er også viktig at kapasitetsmarkedene fungerer godt nok slik at det ikke vil forekomme diskriminering av aktører basert på nasjonal tilhørighet (Lie 2013).

Et siste alternativ for å regulere ubalanser i Norge er å inngå flere avtaler med større forbrukere som har mulighet til å redusere forbruket sitt i perioder med utfall av produksjon. Slike avtaler finnes allerede i dag og er en del av sekundærreguleringen i kritiske situasjoner. Frakobling av forbruk vil, i henhold til Modell 2, bidra til å øke frekvensen, slik at frekvensen kan holdes på 50,00 Hz. Slik frakobling vil i midlertid føre til produksjonsstopp hos forbrukerne, noe som vil føre til tap av produksjon og inntekter. Økt andel slike avtaler vil derfor gi systemansvarlig økte kostnader.

Det kan i midlertid diskuteres hvorvidt utbygging av de mengdene uregulerbar kraft som elsertifikatene stimulerer til, vil gi reelle utfordringer i forhold til frekvensregulering i Norge. Norge har over 800 magasiner med en kapasitet på lagre vann tilsvarende 85 TWh. Dette tilsvarer omtrent 70 % av den totale norske kraftproduksjonen i 2011 og omlag halvparten av Europas samlede magasinkapasitet (NOU 2012:9). Vindkraft utgjorde i 2011 kun 1 % av den totale kraftproduksjonen i Norge. I 2013 var den totale vindkraftproduksjonen i Norge 1,9 TWh. I et ekstremt scenario der Norge lykkes med elsertifikatordningen og alle de 13,2 TWh (Norges andel av 26,4 TWh) kommer fra vindkraft, vil den totale vindkraftproduksjonen i 2020 ligge rundt 15 TWh. Med lik produksjon for de andre teknologiene (som i 2011), vil vindkraften nå utgjøre i underkant av 11 % av den totale norske kraftproduksjonen. 15 TWh tilsvarer nesten 40 % av elektrisitetsforbruket i norske husholdninger inkludert landbruk i 2012 (SSB 2014). Spørsmålet er hvorvidt en vindkraftandel på maksimalt 11 % er en reell utfordring for et land som sitter på over halvparten av Europas samlede magasinkapasitet for vann.

Danmark har eksempelvis hatt vindkraftproduksjon i lang tid og i 2011 stod vindkraft for nesten 30 % av den danske kraftproduksjonen (Tabell 3.1). Da Danmark ble en vindkraftnasjon, fantes ikke elbasmarkedet. Den danske systemansvarlige, Energinet.dk,

tok derfor på deg ansvaret for balanseringen av vindkraften. Hvorfor kan ikke Statnett gjøre det samme i Norge? Grunnen til at danskene gjorde dette i sin tid, kan være at det danske kraftsystemet er lite i tillegg til at vindforholdene i Danmark er veldig stabile og forutsigbare. Forutsigbar vind fører til små avvik mellom produksjonsplanen og den reelle produksjonen, noe som igjen gir lave reguleringskostnader. Som nevnt tidligere, fantes heller ikke elbasmarkedet den gangen.

I Norge derimot, er situasjonen noe annerledes. Norge er et land med nesten fire ganger så mye kraftproduksjon som i Danmark. Mesteparten av denne kraftproduksjonen kommer fra vannkraftverk med magasinkapasitet, noe som gir gode reguleringsmuligheter. Mye av vindkraften som etableres i dag, planlegges i kystområder og kapasiteten på overføringsnettene er flere steder begrenset. I tillegg har vinden i Norge mye større variasjoner og er mindre forutsigbar enn i Danmark, noe som gir større avvik mellom anmeldt og reell produksjon. Norge er i tillegg et langstrakt land med krevende terreng, noe som gir store utfordringer i forhold til utbygging av overføringslinjer gjennom hele landet. Alle disse faktorene gjør at kostnadene knyttet til regulering av ubalanser blir større i Norge enn i Danmark. Statnett har derfor valgt at vindkraftaktørene selv skal stå for den ubalansen de utsetter kraftsystemet for. Innføring av to-prismodellen for prising av ubalanser gir i tillegg vindkraftaktørene sterke insentiver til å være i balanse. Innfasingen av vindkraft i Norge skjer også i en tid der elbasmarkedet finnes. Mye tyder på at reguleringen av ubalanser i Danmark også er i endring, der danskene i økt grad bruker elbasmarkedet.

## 7 Oppsummering og konklusjon

Elsertifikatordningen skal stimulere til utbygging av 26,4 TWh ny fornybar energi i Norge og Sverige, derav minst 13,2 TWh i Norge. Det forventes derfor betydelige investeringer i norsk vind- og småkraft. I mange tilfeller krever dette utbygging og oppgradering av det norske overføringsnettet. Statnett planlegger derfor å bygge en ny 420 kV kraftlinje fra Namsos i Nord-Trøndelag, via Fosenhalvøya, til Trollheim i Møre og Romsdal. Denne linja er ikke samfunnsøkonomisk lønnsom dersom det ikke blir bygget ut minst 600 MW vindkraft på Fosen og mindst 400 MW vindkraft i Snillfjord. Målet med oppgavens er å legge til rette for betydelig investeringer i vindkraft på Fosen og i Snillfjord.

### 7.1 Kostnader og lønnsomhet

Utgangspunktet for analysen var å kartlegge hvilke kostnader vindkraftaktørene vil ha knyttet til det å komme på nett i Norge, i det eksisterende kraftsystemet. I tillegg skulle kritiske faktorer knyttet til lønnsomheten i vindkraftprosjekter identifiseres, med mål om å redusere en del av usikkerheten rundt investering i vindkraft. I dette arbeidet ble det utviklet en modell for lønnsomhet i vindkraftinvesteringer. Casestudiene av Roan Vindkraftverk og Storheia Vindpark viser at Modell 1 (modell for beregning av lønnsomhet i vindkraftprosjekter) stemmer godt overens med virkeligheten. Statkraft oppgir følgende nøkkeldata for deres tre prosjekter på Fosen (Roan, Storheia og Kvenndalsfjellet):

- Investeringskostnad per MW installert effekt: 10,7-11,7 MNOK/MW
- Drifts- og vedlikeholdskostnad: 0,11-0,13 kr/kWh
- Brukstid: 3000-3300 timer

Modell 1s beregningsmetode 1 bruker følgende antakelser:

- Investeringskostnad per MW installert effekt: 12 MNOK/MW
- Drifts- og vedlikeholdskostnad: 0,12 kr/kWh
- Brukstid: 3000 timer

Modell 1s beregningsmetode 2 beregner følgende nøkkeltall for prosjektene på Roan og Storheia:

- Investeringskostnad per MW installert effekt: 11,4 MNOK/MW
- Drifts- og vedlikeholdskostnad (Roan / Storheia): 0,10-0,13 / 0,11-0,14 kr/kWh
- Brukstid: 3000 timer (antakelse)

Nøkkeltallene fra Statkraft viser at Modell 1 gir et bilde av kostnader og lønnsomhet som gjenspeiler virkeligheten for vindkraft i Norge.

Beregningsmetode 1 gjør grove antakelser om investeringskostnad, drifts- og vedlikeholdskostnad og brukstid. Basert på disse antakelsene gis et resultat, inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad, per vindparkens levetid på 1 386 MNOK for Roan Vindkraftverk og 903 MNOK for Storheia Vindpark. Beregningsmetode 2 gir høyere oppløsning i resultatene fra analysen, men metoden krever også flere inputdata. Basert på et høyoppløselig datamateriale er resultatet, inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad, per vindparkens levetid beregnet til å være 1 700 MNOK for Roan Vindkraftverk og 1 045 MNOK for Storheia Vindpark. Variasjonen i resultatene fra de to beregningsmetodene kan først og fremst forklares av at investeringskostnad er høyere i beregningsmetode 1.

En analyse av vindkraftprosjektets lønnsomhet uten elsertifikater, viser at vindkraftinvesteringer før 2020 er helt avhengig av å motta elsertifikater for å være lønnsomme. Modell 1 viser at Roan Vindkraftverk ville gått med et underskudd (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnad) per parkens levetid på -1 854 MNOK uten elsertifikater. Dette belyser at vindkraftinvesteringer som gjøres før 2020 er helt avhengig av å motta elsertifikater. For å redusere vindkraftinvesteringers risiko, bør det derfor vurderes å innføre en «nådeperiode» (slik det er gjort i Sverige) når det skal gjennomføres en kontrollstasjon for elsertifikatordningen innen utgangen av 2015. En «nådeperiode» betyr at prosjekter som blir forsinket, og dermed ikke settes i drift innen utgangen av 2020, likevel mottar elsertifikater, men at de blir fratrukket den tiden de overgikk fristen.

Sensitivitetsanalysen viser at vindkraft fortsatt vil være konkurransedyktig etter elsertifikatorordningens slutt dersom investeringskostnadene reduseres med -30 %, fra 12 til 8,4 MNOK/MW. Med denne investeringskostnaden ville Roan Vindkraftverk gått med et overskudd på 106 MNOK i stedet for et underskudd på -1 854 MNOK i løpet av tjue års levetid uten elsertifikater. Dette forutsetter selvsagt en høy utbyggingstakt av vindkraft i Norge og Sverige fram mot 2020, noe som vil gjøre vindkraften til en mer moden teknologi. Mer moden teknologi og stor utbygging i løpet av få år, betyr mer masseproduksjon av komponenter til vindmøllene, noe som vil gi reduserte produksjonskostnader per enhet.

Videre viser sensitivitetsanalysen at kraftprisen og brukstiden har stor påvirkning på vindkraftprosjekters lønnsomhet. Også kalkulasjonsrente og drifts- og vedlikeholdskostnadene vil påvirke lønnsomheten i investeringene. Analysen viser at variasjon i balanseringskostnad og nettleie ikke vil gi store utslag i investeringenes lønnsomhet, at men dette er kostnadsposter som, av vindkraftaktørene, ses på som unødvendige. To-pris-modellen gjør at vindkraftaktørene alltid får den prisen som en minst gunstig for dem ved ubalanser. Dette gjør at aktørene arbeider mye med å utforme gode prognoseverktøy for produksjon, slik at ubalansene blir så små som mulig.

Analysen av marginaltapssatsene viser at negative marginaltapssatser fører til en reduksjon i den totale nettleia (nettleia blir mindre enn effektleddet). En marginaltapssats lavere enn -3 % vil gi negativ nettleie, noe som betyr at produsentene får ekstra betalt for å levere strøm på nettet. Enkelte aktører oppgir at nettleia varierer stort, men på Fosen og i Snillfjord vil situasjonen være noe annerledes. Ekstra marginaltap fra vindmølleparkenes tilknytningspunkt på Fosen- og Snillfjordledningen og ut til nærmeste knutepunkt i det maskede sentralnettet vil være små. Derfor kan marginaltapssatsene i Namsos og Viklandet brukes som referansepunkter for vindkraft henholdsvis på Fosen og i Snillfjord. I Viklandet var variasjonene lave og gjennomsnittet negativt i 2013, og prognosene for 2014 viser nesten uendrede marginaltapssatser. I Namsos var dagsgjennomsnittet rundt 3 % og natt/helg-gjennomsnittet omtrent lik null. Dette gjør at variasjonene i nettleia for vindkraft på Fosen og i Snillfjord sannsynligvis blir små. Dette krever selvsagt at nettet blir oppgradert og bygget ut etter dagens planer.

## 7.2 Uregulerbar kraftproduksjons frekvenspåvirkning

Økt andel uregulerbar kraftproduksjon i tillegg til økt integrasjon med Europa vil gjøre kraftsystemet mer utfordrende å drifte. Modell 2 (modell for frekvensavvik) viser at en endring i produksjon/forbruk på 150 MW vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,3$  Hz, mens en endring på 600 MW vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,1$  Hz. En endring av produksjon/forbruk på 900 MW vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,15$  Hz, og en endring på 1400 MW vil gi et frekvensavvik på  $\pm 0,23$  Hz. Endringene simulerer utfall av vindkraftproduksjon på Fosen og i Snillfjord.

I Norge er det vannkraft som bidrar til frekvensregulering, gjennom primær-, sekundær- og tertiærregulering. Vindkraft bidrar i utgangspunktet ikke med frekvensregulering, da vindmøllene ikke har samme mulighet som vannkraft, til å regulere produksjonen. Statnett kan i midlertid pålegge vindkraftaktører å bidra med sekundærregulering i kritiske situasjoner. Dette er imidlertid ikke optimalt for vindkraftaktørene, da det fører til at vindmøllene ikke kan produsere all den energien de potensielt kunne produsert til enhver tid, fordi de skal ha muligheten til å øke produksjonen.

I samhandling med vannkraft, kan vindkraften lagres ved at vann holdes igjen i norske vannmagasiner. Økt andel regulerbar kraftproduksjon kan på den andre siden gi opphav til flere øydriftssituasjoner, som betyr at et område er selvforsynt med kraft og dermed frakoblet fra resten av kraftsystemet. Dersom det ikke er tilstrekkelig regulerstyrke innenfor øydriften, vil dette svekke forsyningssikkerheten, og ved frekvensavvik er risikoen for mørkleggelse er stor.

Elbasmarkedet bidrar til å redusere ubalanser i kraftsystemet, men det kan tenkes at det vil bli behov for kortere tidsperioder enn elbasmarkedets timesoppløsning. Kvartermarkedet kan bidra til å gjøre frekvensavvikene mindre på grunn av hyppigere avregning og balansering av ubalanser. Kapasitetsmarkeder kan også gjøre reguleringen enklere, da kraftverk vil få betalt for å være klare til å starte opp ved ubalanser som fører til frekvensavvik i kraftsystemet. Statnett kan også inngå flere avtaler med store forbrukere, slik at forbruket i større grad kan andres ved frekvensavvik. Både

kapasitetsmarkeder og avtaler med forbrukere vil gi økte kostnader, og da oppstår en diskusjon om hvem som skal betale denne ekstra regningen for frekvensregulering.

### **7.3 Videre arbeid**

Gjennom et bredere datamateriale kan det gjøres ytterligere forbedringer av datagrunnlaget og antakelsene i Modell 1. Det kan også gjøres dybdeanalyser av de ulike faktorerens påvirkning på lønnsomheten i vindkraftprosjekter. Videre arbeid kan også foreta simuleringer av uregulerbar krafts innvirkning på frekvensen og forsynings sikkerheten. Det kan også arbeides med å finne nye virkemidler som kan bidra til å redusere ubalanser og frekvensavvik i kraftsystemet.

## Referanseliste

- Albert, O. C. (2014). *Personlig kommunikasjon*. Møte: Statkraft (29.04.2014).
- Bye, T. & Hoel, M. (2009). Grønne sertifikater - dyr og formålløs forbybar moro. *Samfunnsøkonomen*, 7: 34-37.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G. & Riis, C. (2010). Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem: Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet. 116 s.
- Direktoratet for økonomistyring. (2014a). *Kalkulasjonsrente*. Tilgjengelig fra: <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hvordan-gjennomfore-en-samfunnsokonomisk-analyse/Trinn-4-Beregne-samfunnsokonomisk-lonnsomhet/Kalkulasjonsrente/> (lest 23.04.2014).
- Direktoratet for økonomistyring. (2014b). *Nåverdimetoden*. Tilgjengelig fra: <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/Hvordan-gjennomfore-en-samfunnsokonomisk-analyse/Trinn-4-Beregne-samfunnsokonomisk-lonnsomhet/Naverdimetoden/> (lest 23.04.2014).
- EIA. (2014). *International Energy Statistics*. Tilgjengelig fra: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=alltypes&aid=12&cid=DA,FI,NO,SW,&syid=2007&eyid=2011&unit=BKWH> (lest 03.03.2014).
- EU. (2014). *The EU climate and energy package*. Tilgjengelig fra: <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/> (lest 10.januar).
- Fossdal, M. L., Arnstad, E., Mathiesen, K. B. & Eriksen, B. (2007). *Fornybar energi: fornybar.no*. 181 s.
- Hofstad, K. & Rosvold, K. A. (2013). *Betz' lov: Store norske leksikon*. Tilgjengelig fra: [http://snl.no/Betz%27\\_lov](http://snl.no/Betz%27_lov) (lest 25.02.2014).
- Hornnes, K. (2014). *Personlig meddelelse*. e-mail og samtale: Statnett (februar-mai 2014).
- Kjetså, C. S. M. E. S., Bonnevie-Svendsen, M., Holand, F., Grønning, S. M. & Valseth, Å. S. (2013). Tilrettelegging for ny fornybar kraftproduksjon: KUBE, Statnett. 80 s.
- Lie, Ø. (2013, 23.november). Energikommisæren vil jobbe for norske kabler til Europas kapasitetsmarkeder. *Teknisk Ukeblad*.
- Lie, Ø. (2014, 16.januar). Vindkraftbyggerne risikerer enorme tap hvis de blir forsinket. *Teknisk Ukeblad*.
- Mollestad, K. (2014). *Personlig meddelelse*. møte: Statkraft (29.04.2014).



- Nilsen, J. (2013a, 14.oktober). Det må være like lønnsomt med vindkraft i Norge som i Sverige. *Teknisk Ukeblad*.
- Nilsen, J. (2013b, 7.oktober). Sverige bygger sju ganger mer fornybar energi. *Teknisk Ukeblad*.
- Nilsen, J. (2014, 17.mars). Mer fornybar energi vil øke risikoen for kollaps i kraftnettet. *Teknisk Ukeblad*.
- Nord Pool Spot. (2013). Annual report 2012. 50 s.
- Nord Pool Spot. (2014). *Europe's leading power markets*. 14 s.
- Nordel. (1997). Frekvens, tidsavvik, regulérstyrke og reserve. Tilgjengelig fra: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Frekvens,%20tidsafvigelse,%20regulerstyrke%20og%20reserve%20-%201997.pdf>.
- Norsk Vindkraftforening. (2014a). *Kostnader og investering*: vindportalen.no. Tilgjengelig fra: <http://www.vindportalen.no/oekonomi/kostnader-og-investering.aspx> (lest 26.02.2014).
- Norsk Vindkraftforening. (2014b). *Teknologi*: vindportalen.no. Tilgjengelig fra: <http://www.vindportalen.no/teknologi.aspx> (lest 26.02.2014).
- NOU 1998:11. *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Oslo: Olje- og energidepartementet. 603 s.
- NOU 2012:9. *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*. Oslo: Olje- og energidepartementet. 233 s.
- NVE. (2009). *Vindkart for Norge*. 54 s.
- NVE. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Oslo. 137 s.
- NVE. (2011). *Energistatus*. Oslo. 99 s.
- NVE. (2013a). *Beregning av innmatingstariffer*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Beregning-av-innmatingstariffer/> (lest 26.03.2014).
- NVE. (2013b). *Produksjonsrelaterte nettanlegg*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Produksjonsrelaterte-nettanlegg/> (lest 09.05.2014).
- NVE. (2013c). *Vindkraft - produksjon i 2012*. Oslo. 73 s.
- NVE. (2014a). *Bilaterale kontrakter*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Engrosmarkedet/Bilaterale-kontrakter/> (lest 12.02.2014).

- NVE. (2014b). *Diagram magasinfyllingen - hele Norge*. Tilgjengelig fra: <http://vannmagasinfylling.nve.no/Default.aspx?ViewType=Chart&Tidsenhet=Aar&Omr=NOs> (lest 20.04.2014).
- NVE. (2014c). *Vindkraft - konsesjoner gitt*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonsaker/Vindkraft/> (lest 05.03.2014).
- NVE. (2014d). *Vindkraft - Produksjon 2013*. 66 s.
- Olje- og energidepartementet. (2013). *Fakta - Energi og vannressurser i Norge*. 84 s.
- Olje- og energidepartementet. (2014). *Elsertifikatorordningen*. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi\\_og\\_vannressurser/elsertifikat er.html?id=517462](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannressurser/elsertifikat er.html?id=517462) (lest 14.02.2014).
- Remmen, R. (2014). *Personlig meddelelse*. telefonsamtale: Multiconsult (13.03.2014).
- Rommetveit, O. (2014). *Personlig meddelelse*. møte: Zephyr (26.03.2014).
- Ross, S. A., Westerfield, R. W. & Jordan, B. D. (2008). *Essentials og Corporate Finance Sixth Edition*. New York, USA: McGraw-Hill/Irwin. 620 s.
- Rosvold, K. A. (2013). *Statikk: i kraftverk*: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: [http://snl.no/statikk/i\\_kraftverk](http://snl.no/statikk/i_kraftverk) (lest 29.04.2014).
- Rosvold, K. A. (2014). *Kapasitetsmarked*: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/kapasitetsmarked> (lest 05.05.2014).
- Sprenger, M. (2013, 6.mars). Historisk høye kraftinvesteringer. *Teknisk Ukeblad*.
- SSB. (2014). *Elektrisitet, årstal, 2012*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar> (lest 06.05.2014).
- St.meld. nr. 18 (2003-2004). *Om forsynings sikkerheten for strøm mv*. Olje- og energidepartementet. Oslo. 136 s.
- Statkraft. (2010). *Vindkraft kort fortalt*. Tilgjengelig fra: <http://www.statkraft.no/energikilder/vindkraft/vindkraft-kort-forklart/> (lest 13.02.2014).
- Statnett. (2009). Nordisk harmonisert balanseavregning. Tilgjengelig fra: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Balanseavregning/Implementasjonsbeskrivelse\\_%20oppdatert%2026aug%202009.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Balanseavregning/Implementasjonsbeskrivelse_%20oppdatert%2026aug%202009.pdf) (lest 12.02.2014).
- Statnett. (2012a). Systemdrifts- og markedsutviklingsplan. 63 s.
- Statnett. (2012b). Veileder - Funksjonskrav i kraftsystemet 2012. 115 s.
- Statnett. (2013a). *Namsos - Roan - Storheia*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Namsos---Roan---Storheia/> (lest 20.02.2014).

- Statnett. (2013b). Nettutviklingsplan 2013. 109 s.
- Statnett. (2013c). *Om reservemarkeder*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/> (lest 12.02.2014).
- Statnett. (2013d). *Spenningsoppgradering Midt-Norge*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/#Oppgradering%20Midt-Norge> (lest 13.05.2014).
- Statnett. (2013e). *Statnetts historie*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Om-Statnett/Statnetts-historie/> (lest 07.02.2014).
- Statnett. (2013f). *Storheia - Trollheim*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Storheia---Trollheim/> (lest 20.02.2014).
- Statnett. (2013g). *Vårt samfunnsoppdrag*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/> (lest 05.02.2014).
- Statnett. (2014a). *Klæbu - Namsos*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Klæbu-Namsos/> (lest 09.05.2014).
- Statnett. (2014b). *Kraftuttrykk*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/> (lest 13.05.2014).
- Statnett. (2014c). *Langtidsprognose marginaltap*. Tilgjengelig fra: <https://www.nettavregning.no/Marginaltap/Langtidsprognose.aspx> (lest 28.04.2014).
- Statnett. (2014d). *Marginaltapssatser*. Tilgjengelig fra: <https://www.nettavregning.no/Marginaltap/Marginaltapssatser.aspx> (lest 28.04.2014).
- Statnett. (2014e). *Om regulerkraftmarkedet (RK)*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/RKOM1/Om-regulerkraftmarkedet-RKM/> (lest 15.03.2014).
- Statnett. (2014f). *Primærreserver (FCR)*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/Primærreserver/> (lest 09.04.2014).
- Statnett. (2014g). *Sekundærreserver (FRR-A)*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/sekundærreserver/> (lest 09.04.2014).
- Statnett. (2014h). Sentralnettariiffen 2014. 10 s.
- Statnett. (2014i). Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-2020. 94 s.
- Statnett. (2014j). *Tertiærreserver (FFR-M)*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/RKOM1/> (lest 09.04.2014).

- Store norske leksikon. (2013). *Samkjøring: i kraftforsyningen*. Tilgjengelig fra: [http://snl.no/samkj%C3%B8ring%2Fi\\_kraftforsyningen](http://snl.no/samkj%C3%B8ring%2Fi_kraftforsyningen) (lest 05.02.2014).
- Twidell, J. & Weir, T. (2006). *Renewable energy and resources*. Abingdon, Oxford, UK: Taylor & Francis. 601 s.
- Waasgaard, I. H., Christophersen, E. B. & Slungård, I. (2008). Mulighetsstudie landbasert vindkraft: NVE. 31 s.

## Vedlegg A: Forutsetninger Modell 1.

Tabellen viser forutsetninger for Modell 1s beregningsmetode 1. Investeringskostnaden er 12 MNOK/MW og annuitetsfaktoren er 9,08 %. Årlig kostnad for investering (kapitalkostnad) er 326,7 MNOK og 363 MNOK/MWh energiproduksjon. Annuitetsfaktoren og årlig kostnad for investering blir beregnet etter likning (8) og (7). Driftskostnaden er satt til 12 øre/kWh.

Forutsetninger for beregningsmetode 1		
Investeringskostnad per installert effekt	12	MNOK/MW
Annuitetsfaktor	9,1 %	
Årlig kostnad for investering*	326,7	MNOK
Årlig kostnad investeringskostnad per energiproduksjon*	363,0	MNOK/MWh
Driftskostnad	12	øre/kWh

\*Kapitalkostnad. Kostnaden avhengig av antall MW installert effekt og energiproduksjonen.

Tabellen viser forutsetninger for analysen av investeringskostnader (CAPEX) i Modell 1s beregningsmetode 2. Fundamentkostnaden er 0,9 MNOK/MW, turbinkostnaden er 8 MNOK/MW og grunnkostnaden er 0,1 MNOK/MW. Kostnad knyttet til internt nett er 0,6 MNOK/MW og investering knyttet til vei og anlegg er 1,5 MNOK/MW. Den eksterne nettkostnaden avhenger av hva som settes som inputdata i modellen.

Forutsetninger for CAPEX-analysen:		
Fundamentkostnad	0,9	MNOK/MW
Turbinkostnad	8	MNOK/MW
Grunnkostnad	0,1	MNOK/MW
Intern nettkostnad	0,6	MNOK/MW
Prosjektledelse	0,3	MNOK/MW
Vei og anlegg	1,5	MNOK/MW
Ekstern nettkostnad*	0	MNOK

\* Ekstern nettkostnad avhenger av hva som settes som inputdata.

Tabellen viser forutsetningene for analysen av drifts- og vedlikeholdskostnader i Modell 2s beregningsmetode 2. Dataene bygger på data for et ukjent vindkraftprosjekt hos Multiconsult, samt samtaler med Zephyr.

Forutsetninger for OPEX-analysen:		
Årlig administrasjon for hele anlegget	0,82	øre/kWh
Årlig leie til grunneier	1859	kNOK/år
Årlig erstatning reindrift	152	kNOK/år
Eiendomsskatt	erfaringstall fra Multiconsult er brukt	
Vedlikeholdskostnad turbiner år 1-5	3,47	øre/kWh/år
Vedlikeholdskostnad turbiner år 6-10	5,69	øre/kWh/år
Vedlikeholdskostnad turbiner år 11-15	6,85	øre/kWh/år
Vedlikeholdskostnad turbiner år 16-20	7,17	øre/kWh/år
Vedlikeholdskostnad for bygg og anlegg	0,25 %	av anleggskostnad
Vedlikeholdskostnad for produksjonsradial	103	kNOK/år
Forsikringer - Turbiner- Brann og lynnedslag	9050	NOK/turbin/år
Forsikringer - Bygninger	110	kNOK/år
Balanseringskostnad	2,5 %	av omsetning
Nettleie (effekt- og energiledd)	3	øre/kWh

## Vedlegg B: Forutsetninger og data bak sensitivitetsanalysen i Modell 1.

Tabellen viser antakelser for basisscenarioet i Modell 1s sensitivitetsanalyse av Roan Vindkraftverk. Forutsetningene bygger på data fra vindkraftprosjekters konsesjonssøknader og samtaler med Statkraft, Zephyr og Multiconsult.

Basisscenario:		
Installert effekt	300	MW
Produksjon	900	GWh/år
Fullasttimer	3000	timer/år
Spotpris	0,38	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,18	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	kr/kWh
Investeringskostnad	12	MNOK/MW
Kalkulasjonsrente	6,5 %	
Levetid	20	år
Annuitetsfaktor	9,1 %	
Årlig kostnad investering*	326,72	MNOK
Årlig kostnad investering per energiproduksjon*	0,36	kr/kWh
Årlig driftskostnad	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,48	kr/kWh
Nettleie - effektledd	0,012	kr/kWh
Nettleie - energiledd	0,018	kr/kWh
Balanseringskostnad	2,5 %	av omsetning

\* Kapitalkostnad (per energiproduksjon)

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på ±10, 20 og 30 % i kraftprisen inkludert elsertifikater vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

KRAFTPRIS INKL. ELSERTIFIKATER	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Spotpris	0,27	0,30	0,34	<b>0,38</b>	0,42	0,46	0,49	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,13	0,14	0,16	<b>0,18</b>	0,20	0,22	0,23	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,39	0,45	0,50	<b>0,56</b>	0,62	0,67	0,73	kr/kWh
Total produksjonskostnad	0,48	0,48	0,48	<b>0,48</b>	0,48	0,48	0,48	kr/kWh
Årlig resultat per energiproduksjon*	-0,09	-0,04	0,02	<b>0,08</b>	0,13	0,19	0,24	kr/kWh
Årlig resultat*	-82	-32	19	<b>69</b>	120	170	220	MNOK
Resultat per levetid*	-1638	-630	378	<b>1386</b>	2394	3402	4410	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på  $\pm 10$ , 20 og 30 % i spotprisen (antar konstant elsertifikatpris) vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

SPOTPRIS	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Spotpris	0,27	0,30	0,34	<b>0,38</b>	0,42	0,46	0,49	kr/kWh
Elsertifikatpris	0,18	0,18	0,18	<b>0,18</b>	0,18	0,18	0,18	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,45	0,48	0,52	<b>0,56</b>	0,60	0,64	0,67	kr/kWh
Total produksjonskostnad	0,48	0,48	0,48	<b>0,48</b>	0,48	0,48	0,48	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	-0,04	0,00	0,04	<b>0,08</b>	0,11	0,15	0,19	kr/kWh
Årlig resultat*	-33	1	35	<b>69</b>	103	138	172	MNOK
Resultat per levetid*	-666	18	702	<b>1386</b>	2070	2754	3438	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på  $\pm 10$ , 20 og 30 % i brukstid vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

BRUKSTID	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Brukstid	2100	2400	2700	<b>3000</b>	3300	3600	3900	timer
Energi-produksjon	630	720	810	<b>900</b>	990	1080	1170	GWh
Årlig kostnad investering per energi-produksjon**	0,52	0,45	0,40	<b>0,36</b>	0,33	0,30	0,28	kr/kWh
Årlig driftskostnad	0,12	0,12	0,12	<b>0,12</b>	0,12	0,12	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,64	0,57	0,52	<b>0,48</b>	0,45	0,42	0,40	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	-0,08	-0,01	0,04	<b>0,08</b>	0,11	0,14	0,16	kr/kWh
Årlig resultat*	-50	-10	30	<b>69</b>	109	148	188	MNOK
Resultat per levetid*	-990	-198	594	<b>1386</b>	2178	2970	3762	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på ±10, 20 og 30 % i drifts- og vedlikeholdskostnaden vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

DRIFTS- OG VEDLIKEHOLDS-KOSTNAD	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Årlig drifts- og vedlikehold-kostnad	0,08	0,10	0,11	<b>0,12</b>	0,13	0,14	0,16	kr/kWh
Årlig kostnad investering per energi-produksjon**	0,36	0,36	0,36	<b>0,36</b>	0,36	0,36	0,36	kr/kWh
Total årlig produksjons-kostnad	0,45	0,46	0,47	<b>0,48</b>	0,50	0,51	0,52	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	0,11	0,10	0,09	<b>0,08</b>	0,06	0,05	0,04	kr/kWh
Årlig resultat*	102	91	80	<b>69</b>	58	48	37	MNOK
Resultat per levetid*	2034	1818	1602	<b>1386</b>	1170	954	738	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på ±10, 20 og 30 % i investeringskostnaden vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

INVESTERINGS-KOSTNAD	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Investerings-kostnad	8,40	9,60	10,80	<b>12</b>	13,20	14,40	15,60	MNOK/MW
Årlig kostnad investering**	0,25	0,29	0,33	<b>0,36</b>	0,40	0,44	0,47	kr/kWh
Årlig driftskostnad	0,12	0,12	0,12	<b>0,12</b>	0,12	0,12	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjons-kostnad	0,37	0,41	0,45	<b>0,48</b>	0,52	0,56	0,59	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	0,19	0,15	0,11	<b>0,08</b>	0,04	0,00	-0,03	kr/kWh
Årlig resultat*	167	135	102	<b>69</b>	37	4	-29	MNOK
Resultat per levetid*	3346	2692	2039	<b>1386</b>	732	79	-575	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon



Tabellen viser dataene for hvordan en endring på  $\pm 10$ , 20 og 30 % i kalkulasjonsrenta vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

KALKULASJONS-RENTE	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Kalkulasjonsrente	4,6 %	5,2 %	5,9 %	<b>6,5 %</b>	7,2 %	7,8 %	8,5 %	
Annuitetsfaktor	7,7 %	8,2 %	8,6 %	<b>9,1 %</b>	9,5 %	10,0 %	10,5 %	
Årlig kostnad investering**	0,31	0,33	0,34	<b>0,36</b>	0,38	0,40	0,42	kr/kWh
Årlig driftskostnad	0,12	0,12	0,12	<b>0,12</b>	0,12	0,12	0,12	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,43	0,45	0,46	<b>0,48</b>	0,50	0,52	0,54	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	0,13	0,11	0,10	<b>0,08</b>	0,06	0,04	0,02	kr/kWh
Årlig resultat*	118	102	86	<b>69</b>	52	35	17	MNOK
Resultat per levetid*	2361	2044	1719	<b>1386</b>	1044	695	339	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på  $\pm 10$ , 20 og 30 % i nettleia (energiledd) vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

NETTLEIE (ENERGILEDD)	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Energiledd	0,013	0,014	0,016	<b>0,018</b>	0,020	0,022	0,024	kr/kWh
Effektled	0,012	0,012	0,012	<b>0,012</b>	0,012	0,012	0,012	kr/kWh
Nettleie	0,025	0,026	0,028	<b>0,030</b>	0,032	0,034	0,036	kr/kWh
Årlig driftskostnad	0,116	0,117	0,119	<b>0,121</b>	0,123	0,125	0,127	kr/kWh
Årlig kostnad investering**	0,36	0,36	0,36	<b>0,36</b>	0,36	0,36	0,36	kr/kWh
Total årlig produksjonskostnad	0,48	0,48	0,48	<b>0,48</b>	0,49	0,49	0,49	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	0,08	0,08	0,08	<b>0,08</b>	0,07	0,07	0,07	kr/kWh
Årlig resultat*	73	72	70	<b>68</b>	67	65	63	MNOK
Resultat per levetid*	1458	1440	1404	<b>1386</b>	1332	1296	1260	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon

Tabellen viser dataene for hvordan en endring på  $\pm 10$ , 20 og 30 % i balanseringskostnaden vil påvirke Roan Vindkraftverks resultat (inkludert grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader).

BALANSERINGS-KOSTNAD	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	Enhet
Balanserings-kostnad	1,8 %	2,0 %	2,3 %	<b>2,5 %</b>	2,8 %	3,0 %	3,3 %	av omsetning
Driftskostnad	0,117	0,118	0,120	<b>0,120</b>	0,122	0,123	0,125	kr/kWh
Årlig kostnad investering**	0,36	0,36	0,36	<b>0,36</b>	0,36	0,36	0,36	kr/kWh
Total produksjons-kostnad	0,48	0,48	0,48	<b>0,48</b>	0,49	0,49	0,49	kr/kWh
Kraftpris inkl. elsertifikater	0,56	0,56	0,56	<b>0,56</b>	0,56	0,56	0,56	kr/kWh
Årlig resultat per energi-produksjon*	0,08	0,08	0,08	<b>0,08</b>	0,07	0,07	0,07	kr/kWh
Årlig resultat*	72	71	69	<b>69</b>	67	67	65	MNOK
Resultat per levetid*	1440	1422	1386	<b>1386</b>	1350	1332	1296	MNOK

\* Resultat inkluderer grunnleie, eiendomsskatt og kapitalkostnader

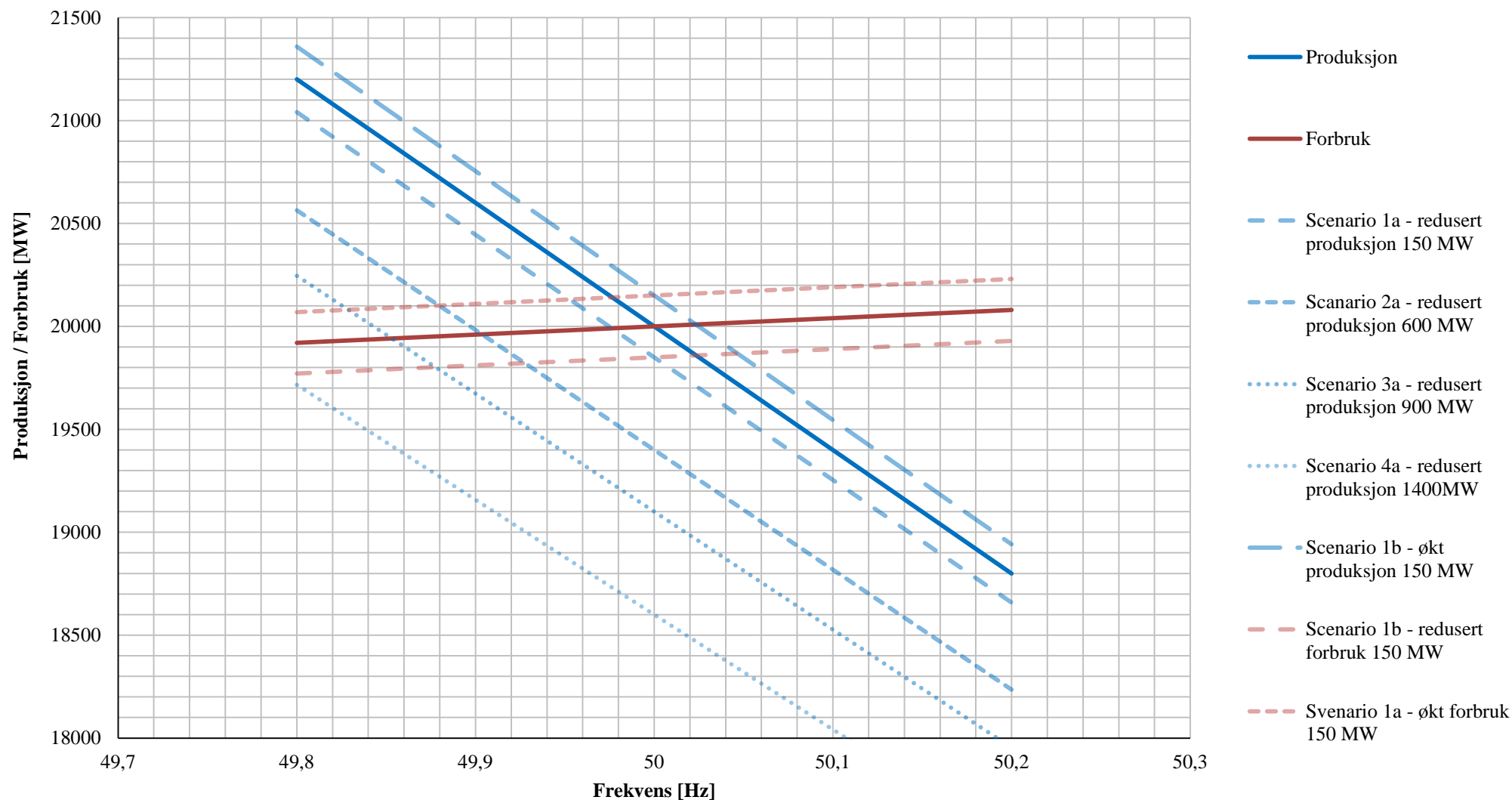
\*\* Kapitalkostnad per energiproduksjon

## Vedlegg D: Datagrunnlag for Modell 2.

Tabellen viser datagrunnlaget for Modell 2 og viser hvordan en endring i produksjon og forbruk vil påvirke frekvensen. Dataene for «Produksjon» og «Forbruk» stammer fra oppgitt referanse (Hornnes 2014), og er ment å illustrere hvordan frekvensubalanser oppstår ved variasjon i forbruk og produksjon. Likningene som vises i nederste rad illustrerer produksjon/forbruk som funksjon av frekvensen.

f [Hz]	Produksjon [MW]	Forbruk [MW]	Scenario 1a Redusert produksjon 150 MW	Scenario 2a Redusert produksjon 600 MW	Scenario 3a Redusert produksjon 900 MW	Scenario 4a Redusert produksjon 1400 MW	Scenario 1b Økt produksjon 150 MW	Scenario 1b Redusert forbruk 150 MW	Scenario 1a Økt forbruk 150 MW
49,8	21200	19920	21041	20564	20246	19716	21359	19771	20069
49,9	20600	19960	20446	19982	19673	19158	20755	19810	20110
50	20000	20000	19850	19400	19100	18600	20150	19850	20150
50,1	19400	20040	19255	18818	18527	18042	19546	19890	20190
50,2	18800	20080	18659	18236	17954	17484	18941	19929	20231
y(f)	$y = -6000f + 320\ 000$	$y = 400f$	$y = -5955f + 317\ 600$	$y = -5820f + 310\ 400$	$y = -5730f + 305\ 600$	$y = -5580f + 297\ 600$	$y = -6045f + 322\ 400$	$y = 397f$	$y = 403f$

## Balansering av produksjon og forbruk



Figuren viser kurvene for produksjon (blå) og forbruk (rød). De stiplede linjene illustrerer en reduksjon eller økning av produksjon/forbruk. Frekvensen må ligge der produksjonskurven krysser forbrukskurven til enhver tid





Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
67 23 00 00  
[www.nmbu.no](http://www.nmbu.no)