



# Økonomiske utsikter for norsk landbasert vindkraft

*En analyse av norske vindkraftverks langsiktige marginalkostnad (Levelized Cost Of Energy- LCOE) og konkurransevne i dag og frem mot 2030.*

**Andreas Dale og Leif Inge Husabø**

**Veileder: Gunnar Stensland**

Masterutredning i fordypningsområdene Energy, Natural Resources and the Environment og finansiell økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet



## Sammendrag

Utredningen tar for seg kostnadssituasjonen og lønnsomheten til norsk landbasert vindkraft i dag, og frem mot år 2020 og 2030. Med utgangspunkt i kostnads- og produksjonsestimater for 33 planlagte vindkraftprosjekter som har fått byggekonsesjon i perioden år 2009- 2012, beregnes den forventede langsiktige marginalkostnaden (Levelized Cost Of Energy- LCOE) ved å produsere elektrisitet for norske vindkraftverk.

For å reflektere den store usikkerheten ved vindkraftproduksjon utføres kostnadsberegninger for tre ulike scenarioer. Sensitivitetsanalyser belyser hvilke variabler som har størst innvirkninger på kostnadene, samt hvor fokus bør ligge med hensyn til fremtidige kostnadsreduksjoner. Videre analyseres det hvordan vindkraftens kostnads- og produksjonsfaktorer kan forventes å utvikle seg frem mot år 2020 og 2030, og det utarbeides prognoser for fremtidige LCOE- kostnader.

Vindkraftverkernes inntekter består av salg av elektrisitet og elsertifikater, hvor prisnivået er svært usikkert. I utredningen redegjøres det for mekanismene i kraftmarkedet, og hvilke faktorer som har påvirkning på elektrisitetsprisen på kort og lang sikt.

Med utgangspunkt i prognoser for LCOE- kostnader og inntekter, presenterer vi et bilde av hvordan norsk vindkraft forventes å kunne konkurrere i det nordiske kraftmarkedet. Vi finner at norske vindkraftprosjekter under gjeldende subsidieordning, vil kunne drive lønnsomt i dag og i årene fremover. Marginene er imidlertid små og lønnsomheten er svært følsom for endringer i elektrisitets- og elsertifikatpriser. Til tross for at kostnadene er anslått å falle, viser analysen at norsk landbasert vindkraft i dag og frem mot år 2020 og 2030, er avhengig av betydelige subsidier for å konkurrere i det nordiske kraftmarkedet.

Utfordringen for bransjen er blant annet et forventet langvarig nordisk produksjonsoverskudd som kan gi lave kraftpriser i mange år fremover. Dette nøytraliserer den positive kostnadsutviklingen, hvilket gjør at man trolig må revurdere ambisjonen for når norsk vindkraft kan klare seg uten økonomisk støtte og subsidier.



## Forord

Utredningen er skrevet under hovedprofilene Energy Natural Resources and the Environment og finansiell økonomi, som en avsluttende del av masterutdanningen ved Norges Handelshøyskole (NHH).

Det har de siste årene vært stort fokus på utbygging av vindkraft, både internasjonalt og i Norge. Vi har med interesse fulgt utviklingen, og samtidig registrert at det er knyttet stor usikkerhet til den faktiske lønnsomheten av vindkraftsatsingen.

Mens vindkraftens kostnads- og lønnsomhetssituasjon er godt dokumentert i blant annet EU og USA, er det svært begrenset med litteratur og forskning på temaet i Norge. Norsk produksjon faller også utenfor de fleste internasjonale studier, og det synes for oss å være behov for å vite mer om hvordan norsk vindkraft gjør det i konkurranse med annen kraftproduksjon.

Underveis har vi fått nyttige innspill fra blant andre David Weir i NVE, Andreas Åsheim i NORWEA, og Erik Dugstad i OED, samt hatt gode diskusjoner og verdifull hjelp fra vår veileder Professor Gunnar Stensland. Takk til dere, og alle andre som har bidratt til det endelige resultatet.

Bergen, juni 2013

Andreas Dale og Leif Inge Husabø



## Innholdsfortegnelse

Sammendrag .....	2
Forord .....	4

### INNLEDNING

Problemstilling og struktur .....	12
Bakgrunn .....	12

### GENERELT OM VINDKRAFT

<b>1. Om vindkraft.....</b>	<b>14</b>
1.1 Introduksjon av vindkraft .....	14
1.2 Vindturbinen.....	15
1.3 Vindteori.....	16
1.4 Vindkraftverket - fra planlegging til nedleggelse.....	19
1.4.1 Planlegging og konsesjonsprosess .....	19
1.4.2 Vindkraftverkets og vindturbinens livsløp.....	21

### KOSTNADSSIDEN

<b>2. Levelized Cost of Energy (LCOE).....</b>	<b>22</b>
2.1 Investeringskostnader .....	25
2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader.....	26
2.3 Produksjon .....	28
2.4 Kalkulasjonsrente .....	29
2.4.1 Kapitalverdimodellen (CAPM).....	30
2.4.2 Valg av kalkulasjonsrente .....	30
2.5 Økonomisk levetid.....	31
2.6 Begrensinger ved modellen .....	31
2.6.1 Nedleggelse av vindkraftverket.....	32
2.6.2 Eksterne miljømessige virkninger.....	32
2.6.3 Usikkerhet og risiko .....	32
2.6.4 Produksjons- og nettverkskostnader.....	33
2.6.5 Forsyningsikkerhet .....	33

2.6.6	Profilkostnader .....	34
<b>3.</b>	<b>Datagrunnlag.....</b>	<b>36</b>
3.1	Kostnadsjusteringer av datamaterialet.....	38
3.2	Usikkerhet ved datagrunnlag .....	39
3.2.1	Usikkerhet ved drifts- og vedlikeholdskostnader.....	40
3.2.2	Usikkerhet ved investeringskostnadene .....	40
3.2.3	Usikkerhet ved brukstid .....	40
3.3	Presentasjon av scenarioer.....	41
<b>4.</b>	<b>LCOE - beregninger (år 2012).....</b>	<b>42</b>
4.1	Basisscenario .....	42
4.2	Godt og dårlig scenario.....	43
4.3	LCOE for småkraftverk .....	45
4.4	Vurdering av LCOE- resultater .....	45
4.5	Sensitivitetsanalyser .....	47
<b>5.</b>	<b>Fremtidig utvikling av LCOE.....</b>	<b>50</b>
5.1	Utvikling av investeringskostnadene.....	51
5.1.1	Prognoser for investeringskostnader .....	53
	Erfaringskurven.....	53
	Beregning av fremtidige investeringskostnader.....	59
5.2	Utviklingen av brukstid .....	60
5.2.1	Prognoser på fremtidig brukstid .....	62
5.3	Utvikling av drifts- og vedlikeholdskostnader .....	64
5.3.1	Prognoser på fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader .....	66
5.4	LCOE frem mot år 2020 og år 2030 .....	66

## INNTEKTSSIDEN

<b>6.</b>	<b>Kraftmarkedet.....</b>	<b>68</b>
6.1	Fysisk marked.....	69
6.1.1	Nord Pool .....	70
6.2	Statnett SF og balansemarkedet.....	74
6.3	Finansielt marked .....	74
6.4	Faktorer som påvirker elektrisitetsprisen på kort og lang sikt.....	75
6.4.1	Kortsiktige prispåvirkninger .....	75



6.4.2	Langsiktige prispåvirkninger.....	78
6.4.3	Systemprisutvikling.....	79
6.4.4	Systempris frem mot år 2030 .....	81
6.5	Subsidier i det norske kraftmarkedet .....	83
6.5.1	Tiden før elsertifikatorordningen.....	84
6.6	Elsertifikater .....	84
<b>7.</b>	<b>Inntektsprognoser .....</b>	<b>86</b>
7.1	Prognose for systempris.....	87
7.2	Prognose for elsertifikatpris.....	88
7.3	Vindkraftverkets totalinntekter.....	90

## **LØNNSOMHET OG KONKLUSJON**

<b>8.</b>	<b>Lønnsomhetsberegninger .....</b>	<b>91</b>
8.1	Lønnsomhet i år 2012 .....	91
8.2	Lønnsomhet i år 2020 og 2030 .....	92
8.3	Grid Parity .....	93
<b>9.</b>	<b>Oppsummering og konklusjon.....</b>	<b>95</b>
	<b>Referanseliste.....</b>	<b>96</b>
	<b>Appendiks .....</b>	<b>102</b>

## Figur- og tabelloversikt

Figur 1: Vindturbin og nettverkskobling.....	15
Figur 2: Rotorbladets aerodynamiske effekter .....	16
Figur 3: Vindturbin med over- og undertrykk.....	16
Figur 4: Teoretisk effekt, teoretisk utnyttbar effekt og praktisk unyttbar effekt.....	17
Figur 5: Vindturbinens Effektkurve. ....	17
Figur 6: Normalårskorrigert middelvind i 80m høyde .....	18
Figur 7: De viktigste trinnene i konsesjonsprosessen .....	19
Figur 8: Norske vindkraftverk i drift og gitt byggekonsesjon per 1. kvartal år 2011 .....	20
Figur 9: Vindturbinens livsløp .....	21
Figur 10: Investeringskostnadenes sammensetning, europeiske vindkraftverk .....	25
Figur 11: Inndelingen av D&V- kostnader .....	26
Figur 12: Kraftutveksling i norden år 2003.....	34
Figur 13: Profilkostnader. Produksjon og pris over 7 dager i prisområde DK1 .....	35
Figur 14: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i basisscenarioet.....	43
Figur 15: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i godt scenario .....	44
Figur 16: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i dårlig scenario. ....	44
Figur 17: LCOE- beregninger for småkraftverk < 25 MW, gitt betingelsene i basisscenario	45
Figur 18: Teknologiers enhetskostnader .....	47
Figur 19: Sensitivitetsanalyse LCOE 1 .....	48
Figur 20: Sensitivitetsanalyse LCOE 2 .....	49
Figur 21: Utvikling av norske priser på konstruksjonsstål, fra år 2005 til 2013 .....	52
Figur 22: Historisk utvikling av global akkumulert vindkraftkapasitet (år 1996-2011).....	56
Figur 23: Årlig nyinstallering av global kapasitet (år1996-2011).....	56
Figur 24: Utviklingen av global akkumulert vindkraftkapasitet fra år 2012 – 2030.....	58
Figur 25: Prognose for utviklingen av investeringskostnader.....	60
Figur 26: Utvikling av turbinstørrelse fra år 1980 til år 2010 .....	61
Figur 27: Historisk utvikling av brukstid i Norge .....	62
Figur 28: Utviklingen av brukstid og kapasitetsfaktor for norsk vindkraft (år 2012-2030) . .	64
Figur 29: LCOE prognoser for norsk landbasert vindkraft fra 2012 og frem mot 2030.....	67
Figur 30: Organiseringen av det nordiske kraftmarkedet.....	69
Figur 31: Fastsettelse av systempris .....	71
Figur 32: Områdeinndeling av Norge .....	72

Figur 33: Utvikling i nominelle område- og systempriser fra 1999-2011 .....	73
Figur 34: Merit-kurven.....	75
Figur 35: Månedlig systempris fra januar 2003 til desember 2012.....	79
Figur 36: Fyllingsgrad i norske vannmagasiner årene 2006, 2010 og 2012 .....	80
Figur 37: Kullpriser API2 (dollar/tonn) .....	81
Figur 38: Prisutvikling i utslippsrettigheter for CO <sub>2</sub> .....	81
Figur 39: Utvikling av elsertifikatkvoter (fornybarandel i %) .....	85
Figur 40: KPI Norges Bank.....	86
Figur 41: Historisk og forventet fremtidig utvikling av systempris.....	87
Figur 42: Historisk og forventet Elsertifikatpriser fra år 2008 - 2018 .....	88
Figur 43: Vindkraftverkets totalinntekter.....	90
Figur 44: Oversikt over inntekter og LCOE for prosjektene i utredningen .....	92
Figur 45: Grid parity- analyse for norsk vindkraft.....	94
Tabell 1: Kraftverk med kapasitet > 25MW.....	37
Tabell 2: Vindkraftverk med kapasitet <25M.....	38
Tabell 3: Presentasjon av scenarioer og variablnivåer.....	42



# INNLEDNING

---

## Problemstilling og struktur

I denne masterutredningen ønsker vi å se på lønnsomheten til norsk landbasert vindkraft. Utredningen tar for seg 33 planlagte vindkraftprosjekter som har fått byggekonsesjon mellom år 2009 og år 2012. Med utgangspunkt i kostnads- og produksjonsestimater, hentet fra Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) sin konsesjonsdatabase, beregnes forventet langsiktig marginalkostnad, heretter betegnet som LCOE (Levelized Cost Of Energy) for prosjektene. Ut fra dette vil vi forsøke å gi et realistisk bilde av hvordan ny norsk vindkraft gjør det i konkurranse med andre kraftprodusenter i markedet. Med ambisjoner og forventninger om en omfattende kapasitetsutbygging fremover, vil også fremtidig utvikling i LCOE og lønnsomhet analyseres. Problemstillingen er derfor som følger:

*Hva er langsiktig marginalkostnad (Levelized Cost Of Energy- LCOE) for norsk landbasert vindkraft i dag og frem mot 2030, og hvordan vil vindkraftens konkurransevne være i det nordiske kraftmarkedet fremover?*

Utredningen deles inn i fire hoveddeler. I første del av utredningen gis det en introduksjon og innføring i generell vindkraftteori, samt en kort gjennomgang av konsesjonsprosessen for vindkraftprosjekter. I del to, "kostnadssiden", presenteres modellverktøy, datamateriale, sensitivitetsanalyser og scenarier med LCOE beregninger for i dag og årene frem mot 2030. I del tre rettes fokus mot vindkraftverkernes inntekter. Her gjennomgår vi det nordiske kraftmarkedet, prissetting av elektrisitet, utvikling av priser på kort og lang sikt og den nye subsidieordningen elsertifikater. Det utarbeides til slutt prognoser for vindkraftverkets inntekter. I fjerde og siste del utføres lønnsomhets- og *grid parity*- analyser. Her sammenlignes LCOE opp mot inntekter fra salg av kraft og elsertifikater, og vi vurderer konkurransevnen for norsk vindkraft i dag og frem mot 2030.

## Bakgrunn

Med lang kystlinje, rikelig med tilgjengelig areal og svært gode vindforhold har Norge kanskje det største vindkraftpotensialet i Europa. Vindkraftinvesteringer har inntil nå likevel vært beskjedne. Ved utgangen av år 2012 hadde Norge 23 vindkraftverk med totalt 315 vindturbiner i drift. Med en installert ytelse på 704 MW kan vindkraftverkene levere en

produksjon på omkring 1,6 TWh, tilsvarende vel 1,1 % av elektrisitetsproduksjonen i Norge (Weir, 2013a).

I henhold til EUs fornybardirektiv, 2009/28/EF, har Norge forpliktet seg til at 67,5 % av energiforsyningen skal komme fra fornybar energi innen 2020<sup>1</sup>. Som et ledd i deres fornybarmål har Norge og Sverige innført et felles elsertifikatmarked fra 1.1.2012. Her har myndighetene satt som mål at det skal bygges ut ny elektrisitetsproduksjon basert på fornybare energikilder tilsvarende 26,4 TWh frem mot år 2020, hvorav halvparten skal finansieres av Norge. I tillegg til utbygging av vann- og bioenergi, legges det opp til at en betydelig andel av den nye kapasiteten skal komme i form av vindkraft.

Med utgangspunkt i klimaforliket<sup>2</sup> fra år 2008 har norske myndigheter satt seg ambisiøse mål for den overordnede klimapolitikken. Norge har blant annet påtatt seg å kutte de globale klimagassutslippene med 30 % av det som var utslippsnivået i 1990, frem mot 2020, samt være et karbonnøytralt land innen 2050 (Miljøverndepartementet, 2012). Som et ledd i klimapolitikken trekkes økt satsning på fornybar energi og vindkraftproduksjon frem som ett av mange tiltak.

Rammevilkårene rundt vindkraft har lenge vært uklare og uforutsigbare, noe som har begrenset investeringene i bransjen. Til tross for at over 5250 MW kapasitet er gitt byggekonsesjon, er bare litt over 700 MW i drift per mai 2013 (NVE, 2013a).

Med en langsiktig støtteordning på plass, mener mange at vindkraftutbyggerne endelig gis den økonomiske forutsigbarheten som trengs for å trygt realisere sine prosjekter. 2012 var det året da det historisk sett ble installert mest ny vindkraftkapasitet i Norge. Utviklingen kan tyde på at det er optimisme blant utbyggerne, og at den nye subsidieordningen er ventet å ha positive effekter på lønnsomheten. Oppmuntret av ambisiøse planer fra myndighetene, har et rekordhøyt antall vindkraftprosjekter de siste årene vært under planlegging eller bygging.

I motsatt retning trekker nå forventninger om vedvarende lave priser på CO<sub>2</sub>, elektrisitet og elsertifikater, og vinden virker dermed å ha snudd for vindkraftsatsingen.

---

<sup>1</sup> I 2010 var fornybarandelen omkring 61 %, OED (2012b).

<sup>2</sup> "Klimaforliket betegnelsen på et politisk kompromiss av 17. januar 2008 om Norges miljø- og klimapolitikk mellom regjeringspartiene SV, AP og SP og opposisjonspartiene Høyre, KRF og Venstre" (Store norske leksikon, 2013a)

# GENERELT OM VINDKRAFT

---

Første del av utredningen er ment som en introduksjon til temaet vindkraftproduksjon. Her presenterer vi korte trekk den historiske utviklingen av vindkraft globalt og i Norge, samt de viktigste komponentene i en vindturbin. Videre gis en generell innføring i vindteori, samt vindkraftverkets livsløp fra konsesjonssøknad til nedleggelse.

## 1. Om vindkraft

### 1.1 Introduksjon av vindkraft

Den moderne vindkraftindustrien sies ofte å ha oppstått i kjølvannet av oljekrisen i 1973. Etter krisen ble det satt i gang forskning internasjonalt, med mål om å utvikle alternative energikilder. Man så et behov for å øke forsyningssikkerheten, og fokuset var i stor grad økonomisk motivert. Myndighetene i flere land, inkludert Tyskland, Storbritannia, Sverige, Danmark og USA, satte i gang større forskningsprosjekter. Utover 1970- og 80- tallet ble det utviklet stadig mer effektive vindturbiner, og stimulert av gunstige økonomiske støtteordninger ble det etterhvert installert betydelig kapasitet i land som Danmark, Tyskland, Spania og USA.

Globalt har vindkraft vært i kraftig vekst de siste ti årene. Ved utgangen av år 2012 var det installert vindkraftkapasitet på totalt 282,6 GW (GWEC, 2013). Denne kapasiteten kan årlig levere omkring 437 TWh elektrisitet, tilsvarende 2 % av verdens totale elektrisitetsproduksjon. Tradisjonelt har Europa og USA vært verdensledende innen vindkraft, men de siste årene har Asia, med Kina i spissen, stått for den største utbyggingen.

Vindkraftindustrien i Norge er relativt ung. Med rikelig tilgang til vannkraft og billig elektrisitet derfra, har det tidligere vært lite fokus på vindkraft. Moderne utnyttelse av vindkraft startet i Norge med Titran vindkraftanlegg i Sør-Trøndelag i år 1986. Den første anleggskonsesjonen for et vindkraftverk ble gitt i 1997 og de første stor- skala vindverkene ble bygget på starten av 2000- tallet. Da Statkraft ferdigstilte Smøla vindkraftverk i 2005 var dette Europas største (Store norske leksikon, 2013b).

## 1.2 Vindturbinen

En vindturbin består grovt inndelt av rotor med tre rotorblader, nav, nacelle (maskinhus), generator, turbintårn og fundament.

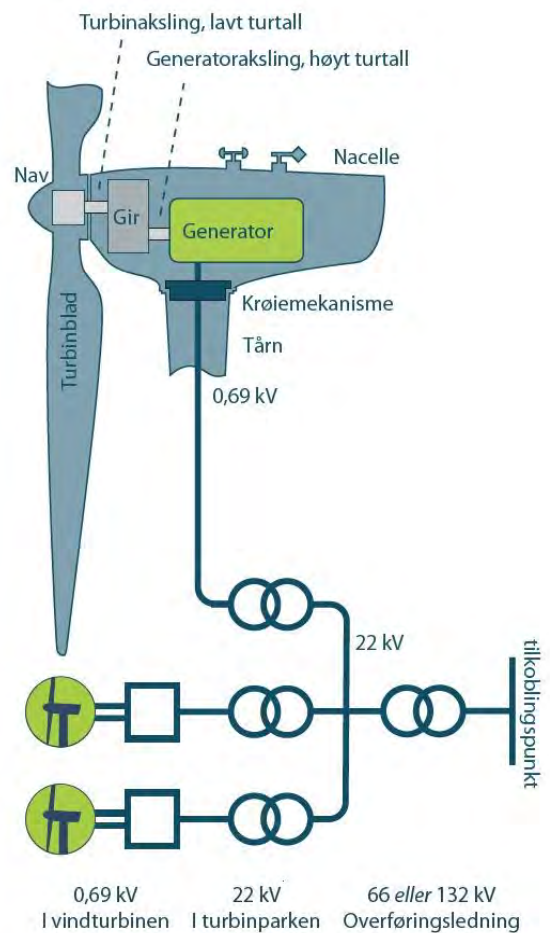
**Rotorblader.** Rotorbladene er festet til et nav som driver en elektrisitetsproduserende generator. Bladene er profilert som en fly-vinge, og ved tilstrekkelig vind vil rotorbladene rotere ved hjelp av undertrykk og oppdrift (aerodynamikk).

**Nacellen.** Rotor, nav og generator er samlet i den lukkede nacellen, som igjen er montert øverst i turbintårnet. I nacellen finner man blant annet brems, kjøleanlegg og et elektronisk kontrollsystem med vindmåleinstrumenter som sikrer at rotorbladene best mulig kan tilpasses vindretning og vindstyrke. Selve nacellen vil i tillegg kunne dreie rundt sin akse for å oppnå optimal vindutnyttelse.

**Generator.** Generatoren produserer elektrisitet ved å omdanne mekanisk energi, som overføres fra rotor og aksling, til elektrisk energi. Mange vindturbiner har også et girsystem som sikrer at tilstrekkelig omdreiningshastighet oppnås i generatoren.

**Turbintårn.** Turbintårnet er bygget i stål, eller av en kombinasjon av stål og betong. Tårnhøyden varierer, men er i Norge normalt 70 til 80 meter. I høyden er vindhastigheten større og turbulensen mindre. Det bygges derfor turbiner med tårn på opp til 140 meter (NORWEA, 2012).

**Fundament.** Tårn og vindturbin er forankret i et kraftig fundament. Fundamentet består av betong forsterket med stål, som igjen ofte er forankret i grunnfjellet.



**Figur 1: Vindturbin og nettverkskobling.**  
Kilde: (Fornybar.no, 2013a)



### 1.3 Vindteori

Effekten som genereres av en vindturbin ( $P(W)$ ) kan i følge (Åtland, et al., 2011a) forenklet beskrives av formelen:

$$P(W) = 0,5 * C_p * A * \rho * V^3 \quad (1.1)$$

hvor,

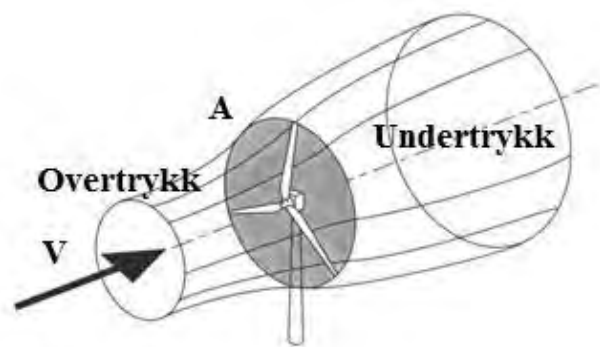
$C_p$  = Effektfaktoren (turbinens virkningsgrad), dvs. forholdet mellom produsert energi og luftens bevegelsesenergi.  $A$  = Turbinens strømningsstverrsnitt, dvs. sveipt areal i  $m^2$ .  $\rho$  = Luftens tetthet ( $kg/m^3$ ), og  $v$  = Vindhastigheten ( $m/s$ ).

Effekten i vinden avhenger av vindhastigheten og lufttettheten (tyngden av vinden). Tyngden av vinden øker med høyt lufttrykk og lave temperaturer. Av formel (1.1) ser vi at vindturbinens effekt påvirkes av vindhastigheten i tredje potens. Ved en dobling av vinden vil man dermed oppnå en åttedobling av effekten, noe som gjør vindhastigheten til den klart viktigste variabelen for vindkraftproduksjon.

Vinden vil alltid bevege seg fra områder med høytrykk til områder med lavtrykk. I denne bevegelsen ligger det lagret energi som kan utnyttes av vindturbiner. Når vinden treffer de flyving- formede rotorbladene vil det, grunnet trykkforskjeller på undersiden og oversiden av bladet, skapes en løfteeffekt som får bladene til å rotere. Denne effekten er illustrert i figur 2. Når rotorbladene roterer vil det i tillegg oppstå forskjeller i lufttrykket på forsiden og baksiden av vindturbinen, illustrert av figur 3. Denne trykkforskjellen vil skape en dra- effekt, som sammen med løfteeffekten bidrar til bladrotasjonen.

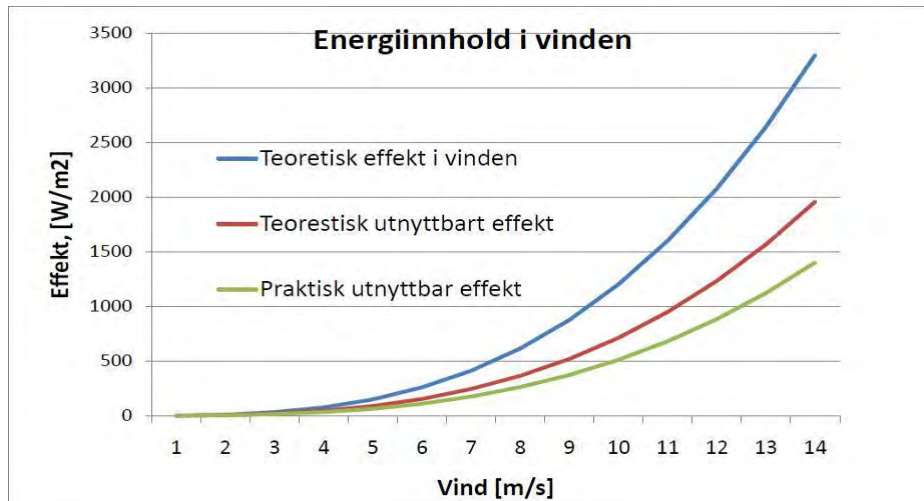


Figur 2: Rotorblad og aerodynamikk.  
Kilde: (Åtland, et al., 2011a)



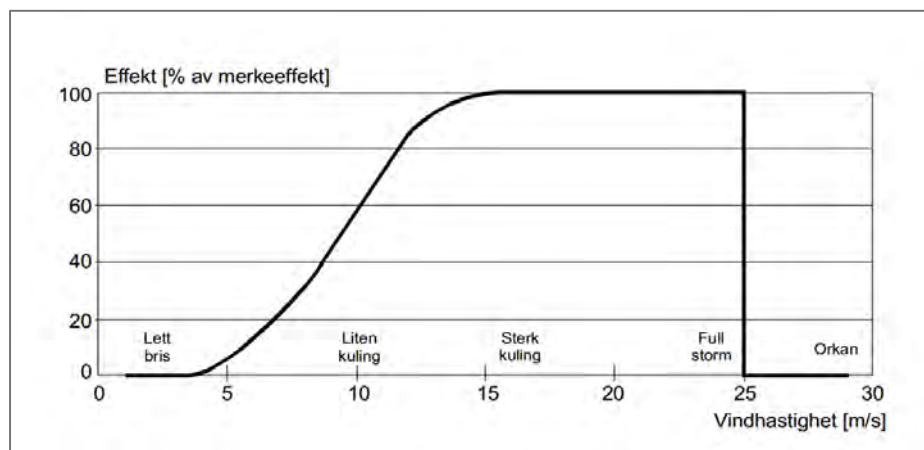
Figur 3: Vindturbin med over- og undertrykk.  
Kilde: (ivt.ntnu.no, 2007)

En vindturbin vil aldri klare å fange opp all tilgjengelig energi i vinden. I følge Belt's lov er den teoretisk utnyttbare effekten av bevegelsesenergien i vinden maksimalt 59,3 % (ivt.ntnu.no, 2007). Det oppstår betydelige effektivitetstap ved omgjøring av mekanisk energi til elektrisk energi, og vindturbiner vil i praksis aldri klare å utnytte all teoretisk utnyttbar effekt i vinden. De beste vindturbinene leverer i dag en effekt på omkring 45 % av den teoretiske effekten i vinden. Sammenhengene illustreres i figur 4.



Figur 4: Teoretisk effekt, teoretisk utnyttbar effekt og praktisk unyttbar effekt. Kilde: (NORWEA, 2012, a)

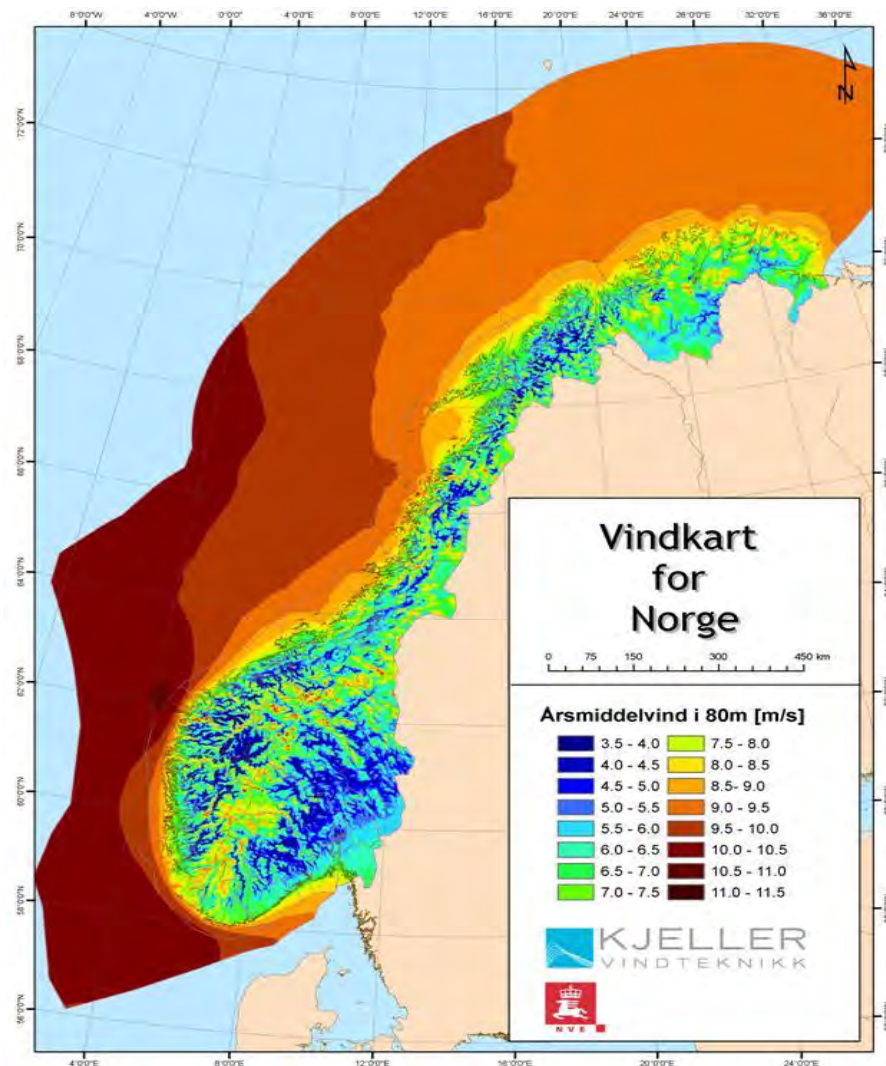
Hver turbinmodell har sin egen effektkurve. En endring i vindhastigheten på 1 m/s gir derfor ulikt utslag i produksjonen for ulike turbiner. Effektkurvene er ikke lineære, og de fleste av dagens vindturbiner produserer på vindhastigheter mellom 4 og 25 m/s, med høyest effekt ved 12 – 14 m/s (NVE, 2012a). Det er derfor avgjørende for produksjonen hvor på effektkurven man er, illustrert av effekt gitt vindstyrke i figur 5.



Figur 5: Vindturbinens effektkurve. Kilde: (NORWEA, 2012, a)

Ved spesielt høye vindstyrker vil turbinen ikke kunne utnytte bevegelsesenergien i vinden på en optimal måte. En økning i vindstyrken på 1 m/s ved spesielt høy vindhastighet vil ikke gi samme økning i produksjonen som ved lav vindhastighet. For å unngå unødvendig påkjenning og slitasje på vindturbinene, vil de fleste vindturbiner automatisk stoppe opp ved vindstyrker på over 25 m/s.

Figur 6 viser et vindkart for Norge, utarbeidet av Kjeller Vindteknikk for NVE i år 2009. I kartet illustreres årsmiddelvinder, målt i 80 – meters høyde. Kartet gir et godt grunnlag for planlegging av fremtidig vindkraftutbygging. Basert på gunstige vindforhold og betydelig tilgjengelig areal, ligger det største vindkraftpotensialet i Finmark (NVE, 2009c). Rogaland har også svært gode vindforhold. De høyeste vindhastighetene finnes rundt Stadt, med årsmiddelvind over 10 m/s. Til tross for dette regnes ikke Stadt som et spesielt godt egnet område for vindkraftproduksjon. Dette kommer av ustabile vindforhold og mye stormfullt vær.



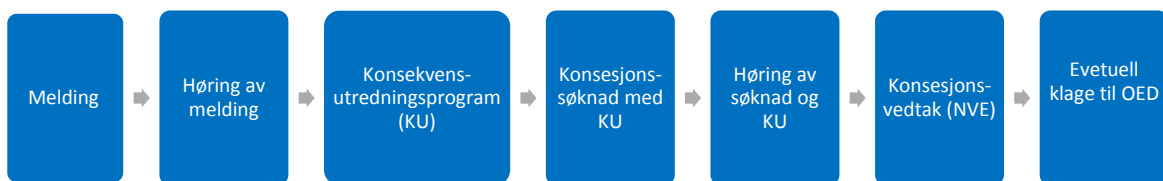
Figur 6: Normalårskorrigert middelvind i 80m høyde. Kilde: (NVE, 2009c)

## 1.4 Vindkraftverket - fra planlegging til nedleggelse

Et vindkraftverk er en samling av en eller flere vindturbiner. Flere vindturbiner plasseres i samme område for å dra nytte av stordriftsfordeler ved blant annet installasjon, drift, vedlikehold, nettverkstilknytning og veibygging (NORWEA, 2012). De neste avsnittene beskriver kort vindkraftparkens og vindturbinenes livsløp, fra planlegging og godkjenning av byggekonsesjon, til installering, driftsperiode og nedleggelse.

### 1.4.1 Planlegging og konsesjonsprosess

Ved bygging av et vindkraftverk må utbygger gjennom en omstendelig og svært ressurskrevende søknads- og planleggingsprosess. Det vil ofte gå flere år fra konsesjonssøknaden leveres og etter hvert eventuelt godkjennes, til byggingen kan starte. Figur 7 illustrer de viktigste trinnene i konsesjonsprosessen.



**Figur 7: De viktigste trinnene i konsesjonsprosessen. Kilde: (NORWEA, 2012)**

Før konsesjonssøknaden sendes, må utbygger informere og melde alle berørte parter om planene for utbygging av vindkraftverket. Gjennom en offentlig høring vil lokale og regionale myndigheter, innbyggere, miljøorganisasjoner og andre interessegrupper få mulighet til å si sin mening om hvilke hensyn som må tas og hvilke områder som bør konsekvensutredes. NVE fastsetter et konsekvensutredningsprogram og nødvendige konsekvensutredninger utføres. Her tas det hensyn til blant annet biologisk mangfold, naturinngrep og samfunnsmessige påvirkninger. I tillegg må det utføres omfattende vindmålinger og analyser av økonomi, produksjon og nettverkstilknytning. Basert på konsekvensutredninger, analyser, ytterligere høringer og eventuelle innkomne klager, vil NVE i sitt endelige vedtak godkjenne eller avslå utbyggers konsesjonssøknad. I det endelige vedtaket er positive og negative sider ved det aktuelle prosjektet vurdert opp mot hverandre, i henhold til gjeldende lovverk og samfunnsmessige virkninger.

Hvilke prosjekter som skal prioriteres først er basert på en helhetlig vurdering av enkeltprosjekter i forhold til kriterier som vindressurser, forsyningsikkerhet/regional

kraftbalanse, nærhet til nett med ledig kapasitet, miljøvirkninger, fylkesdelplaner, økonomi og virkning for andre næringer (NVE, 2009a).

Ved innvilget konsesjon gis det tillatelse for bygging og drifting av vindparken i inntil 30 år, hvor byggeperioden skal være fullført innen fem år (NORWEA, 2012). Per 25.4.2013 var det gitt konsesjon for bygging av 5248,95 MW ny kapasitet tilsvarende en produksjon på 14459,3 GWh (NVE, 2013a). Samtidig hadde 3484,25 MW ny kapasitet fått avslag på konsesjonssøknaden, mens 15509,5 MW ny kapasitet fremdeles var under behandling (NVE, 2013a). Til sammenligning var total installert kapasitet ved utgangen av år 2012 på 704 MW, tilsvarende en produksjon på 1 569 GWh (Weir, 2013a).

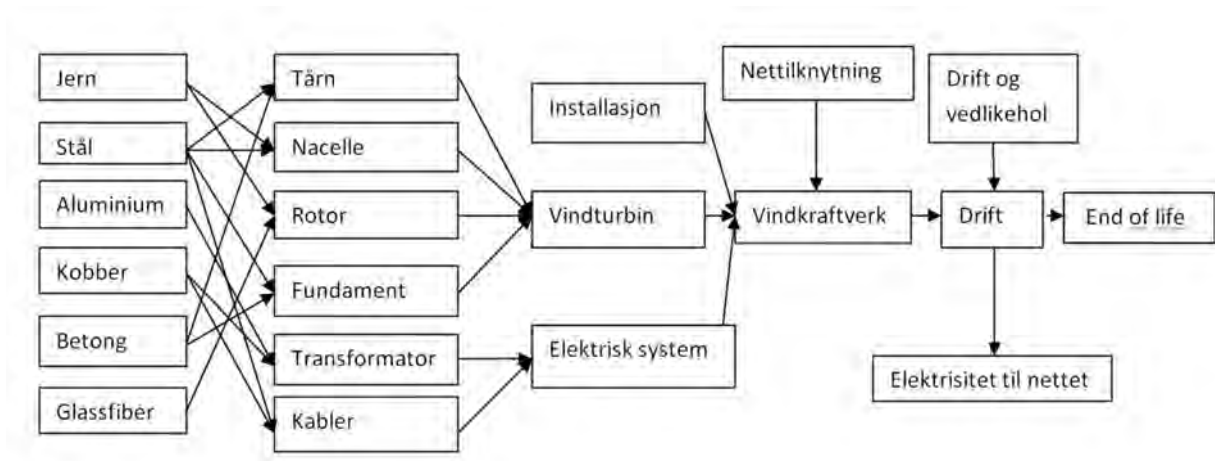
Figur 8 illustrerer norske vindkraftverk i drift eller gitt byggekonsesjon per 1. kvartal 2011. Med gunstige vindforhold bygges vindkraftverk langs hele den vestlige kystlinjen, fra Lindesnes til Nordkapp.



Figur 8: Norske vindkraftverk i drift og gitt byggekonsesjon per 1. kvartal år 2011. Kilde: (NORWEA, 2012, a)

## 1.4.2 Vindkraftverkets og vindturbinens livsløp

Vindturbinens livsløp kan illustreres av figur 9. Selve vindturbinen (tårn, nacelle og rotor) bestående av blant annet jern, stål, betong og glassfiber, leveres av internasjonale vindturbinprodusenter. Ved installering av vindturbinen konstrueres fundament, nødvendig infrastruktur (vei, kaianlegg, servicebygg, etc.) og elektrisk system (transformator og kabler). Når vindturbinene er reist, knyttes vindparkens interne nettverk til regional - og sentralnettverket. Komplexiteten og kostnaden forbundet med nettverkstilknytning varierer mye fra prosjekt til prosjekt, alt etter vindkraftverkets tilgjengelighet og kapasiteten i nærområdets nettverk. Når installasjon og nettilknytning er utført kan vindparken åpnes for drift. Elektrisitet kan da produseres og leveres til nettet.



Figur 9: Vindturbinens livsløp. Kilde: (NORWEA, 2012, a)

I løpet av vindturbinens tekniske levetid (typisk 20 år), vil det foregå jevnlig vedlikehold og reparasjonsarbeid. Med avansert og kostbar teknologi er det behov for fagpersonell som kan drifte og vedlikeholde turbinene. Drift og vedlikehold vil derfor ofte dekkes gjennom drifts- og serviceavtaler med turbinleverandørene. Etter at konsesjonsperioden er utløpt, eller når vindturbinens tekniske levetid er over, skal vindturbinene demonteres og vindparkområdet så langt det lar seg gjøre tilbakeføres til sin opprinnelige natur.

# KOSTNADSSIDEN

---

I denne delen av utredningen presenteres modellverktøyet, datamaterialet, sensitivitetsanalyser og beregninger av LCOE i 2012 og frem mot år 2020 og 2030. Det legges også betydelig vekt på utvikling av de ulike kostnads- og produksjonsfaktorer.

## 2. Levelized Cost of Energy (LCOE)

Gjennom de siste tiårene har fornybar energi, ved hjelp av generøse støtteordninger, blitt en viktig kilde til produksjon av elektrisitet. Den faktiske lønnsomhetsutviklingen av fornybar energiproduksjon har lenge vært skjult bak energipolitiske støtteordninger. Det bør derfor være av generell interesse å synliggjøre hvordan fornybare teknologier faktisk gjør det i konkurranse med tradisjonell kraftproduksjon. Etter hvert som teknologier som vindkraft og solkraft utvikles, er tanken at teknologiene i økende grad vil tåle å bli direkte eksponert for kraftprisen og konkurransen i markedet. Støtte fra subsidieordninger til fornybar energi, vil derfor over tid gradvis reduseres. Utviklingen har gitt forskere, myndigheter og investorer behov for å sammenligne ulike teknologiers produksjonskostnader og lønnsomhetspotensiale. I den sammenheng er ulike modeller utviklet, hvorav *Levelized Cost of Energy (LCOE)*-modellen kanskje er det mest benyttede og anvendelige modellverktøyet. LCOE- modellen er vårt utgangspunkt for vurderingen av konkurransedyktigheten til norsk vindkraft. Modellen kan i sin enkleste form beskrives som følger:

$$LCOE = \frac{\text{Nåverdi av totale levetidskostnader (NOK)}}{\text{Neddiskontert produksjon over prosjektets levetid (kWh)}}$$

I modellen kalkuleres de gjennomsnittlige enhetskostnadene av å produsere elektrisitet over kraftverkets levetid. Årlige kostnader og produksjon diskonteres tilbake til i dag ved hjelp av en fastsatt kalkulasjonsrente.

LCOE- modellen er et nyttig verktøy for å forstå de viktigste kostnadsdriverne i et kraftsystem. Modellen er designet slik at man på enhetsnivå kan sammenligne kostnaden ved produksjon av elektrisitet fra ulike kraftkilder. Etersom modellen er enkel og intuitiv og

resultatene er direkte sammenlignbare teknologier imellom, vil modellen kunne gi et bilde på effekten av støtteordninger og avgifter. LCOE- modellen er derfor et godt utgangspunkt for energipolitiske og samfunnsøkonomiske analyser og vurderinger.

Myndigheter og private investorer vil også kunne bruke LCOE- modellen til å få et overblikk over lønnsomhetspotensialet for ulike teknologier. Sensitivitetsanalyser av LCOE- variablene vil avsløre hvor mye hver av variablene påvirker kostnadsnivået og hvor potensialet ligger for kostnadsreduksjoner, økt produksjonseffektivitet og forbedret lønnsomhet.

Modellens fleksibilitet gjør at den lett kan utvides og tilpasses forskjellig bruk og formål. Ulike lands regulatoriske regimer kan for eksempel reflekteres ved å inkludere gjeldende skatter og spesifikke finansielle instrumenter og incentivordninger (skattefordeler, gunstige lån etc.). Med slike modifikasjoner vil modellens relevans øke for private investorer. For å få et sikrere beslutningsgrunnlag kan LCOE- modellen med fordel også kombineres med andre mer detaljerte analyser, som i større grad tar høyde for risiko og usikkerhet.

Utredningen har ikke som mål å sammenligne LCOE for vindkraftprosjekter på tvers av land med ulike regulatoriske regimer. Da vi ser på lønnsomheten av norske vindkraftprosjekter på et mer overordnet perspektiv, tar vi ikke høyde for spesifikke finansielle aspekter og instrumenter i selve LCOE- beregningen.

## **Modellutledning og forutsetninger**

Før vi utleder modellen presiserer vi følgende forutsetninger:

- Produksjonskostnadene er stabile og uendret over hele prosjektets levetid.
- Elektrisitetsprisen ( $P_{Elektrisitet}$ ) er stabil og uendret over hele prosjektets levetid.
- Kalkulasjonsrenten ( $r$ ) er stabil og uendret over hele prosjektets levetid.
- Alle variabler brukt i modellen er oppgitt i reelle tall.

Formel (2.1), hentet fra IEA (2010), uttrykker likevekten mellom nåverdien av summen av neddiskonterte inntekter og kostnader. På venstresiden finnes den neddiskonterte summen av alle årlige inntekter, mens på høyre side finnes investeringskostnadene og den neddiskonterte summen av alle årlige kostnader.



$$\sum_{t=1}^T (\text{Produksjon}_t * P_{\text{Elektrisitet}} * (1+r)^{-t}) = I + \sum_{t=1}^T ((D\&V_t + \text{Fuel}_t + \text{CO}_{2t}) * (1+r)^{-t}) \quad (2.1)$$

Hvor,

$\text{Produksjon}_t$  = Produksjon i år  $t$  (Brukstid i året (timer) \* installert kapasitet (MW))

$P_{\text{Elektrisitet}}$  = Elektrisitetspris (konstant over levetiden)

$I$  = Investeringskostnader

$D\&V_t$  = Drifts- og vedlikeholdskostnader i år  $t$

$\text{Fuel}_t$  = Drivstoffkostnader i år  $t$

$\text{CO}_{2t}$  =  $\text{CO}_2$ - kostnader i år  $t$

$r$  = Kalkulasjonsrente (%)

$t$  = År

$T$  = Levetid i år

Ved sette  $\text{LCOE} = P_{\text{Elektrisitet}}$ , vil en investering i vindkraft akkurat gå i null, nå representert ved at den gjennomsnittlige kostnaden av å produsere én enhet elektrisitet (NOK/kWh) er lik prisen på elektrisitet (NOK/kWh). Dette er uttrykt i formel (2.2):

$$\text{LCOE} = P_{\text{Elektrisitet}} = \frac{I + \sum_{t=1}^T ((D\&V_t + \text{Fuel}_t + \text{CO}_{2t}) * (1+r)^{-t})}{\sum_{t=1}^T (\text{Produksjon}_t * (1+r)^{-t})} \quad (2.2)$$

Da vindressursene er gratis og vindkraftproduksjon ikke medfører  $\text{CO}_2$ - utslipp, setter vi  $\text{Fuel}_t = \text{CO}_{2t} = 0$ . Dette gir oss vår endelige LCOE formel (2.3):

$$\text{LCOE} = \frac{I + \sum_{t=1}^T ((D\&V_t) * (1+r)^{-t})}{\sum_{t=1}^T (\text{Produksjon}_t * (1+r)^{-t})} \quad (2.3)$$

Vi har nå en modell hvor fem overordnede variabler bestemmer enhetskostnadene i produksjonen: Investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, produksjon (*brukstid* \* kapasitet), kalkulasjonsrente og kraftverkets levetid. De ulike variablene vil bli grundig gjennomgått, samtidig som begrensninger og kostnader som ikke reflekteres i modellen vil bli belyst.

## 2.1 Investeringskostnader

I likhet med annen fornybar energi (vannkraft, solkraft, etc.) krever et vindkraftverk store investeringer. De totale investeringskostnadene for et norsk vindkraftprosjekt vil i år 2012 normalt ligge på 11 - 13 millioner NOK per MW installert kapasitet (NVE, 2012b). Da dagens vindkraftparker typisk kan bestå av 50 vindturbiner á 2-3 MW, vil de totale investeringskostnadene kunne bli svært høye. Investeringskostnader relativt til installert kapasitet vil variere fra prosjekt til prosjekt, alt etter valg av turbintype, terrengkompleksitet, behov for bygging av infrastruktur og utgifter til nettverkstilknytning (avhengig av avstand til sentralnettet).

I følge NVE (NVE, 2012a) kan investeringskostnadene deles inn i følgende komponenter; turbinpriser, nettilknytning, trafobehov, terrengarbeid som veier, grøfter og fundament, servicebygg og kostnadene tilknyttet prosjektstyring. Figur 10 viser inndelingen av investeringskostnadene med tilhørende kostnadsnivå, uttrykt både i EUR/MW og i prosent av totale investeringskostnader, basert på data fra europeiske vindkraftverk i 2008. Kostnadsfordelingen stemmer relativt godt overens med hva som er gjeldende for norske forhold. I Norge vil det være ekstra utfordringer med hensyn på tilgjengelighet og terrengkompleksitet, noe som ofte gjøre installasjonen utfordrende og kostbar.

	INVESTERING 1000 EURO/MW	ANDEL AV TOTALE KOSTNADER %
Turbin (uten arbeid)	928	75,6
Nettverkstilknytning	109	8,9
Fundament	80	6,5
Leie av land	48	3,9
Elektrisk installasjon	18	1,5
Konsulentttjenester	15	1,2
Finansielle kostnader	15	1,2
Veikonstruksjon	11	0,9
Kontrollsystemer	4	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>1.227</b>	<b>100</b>

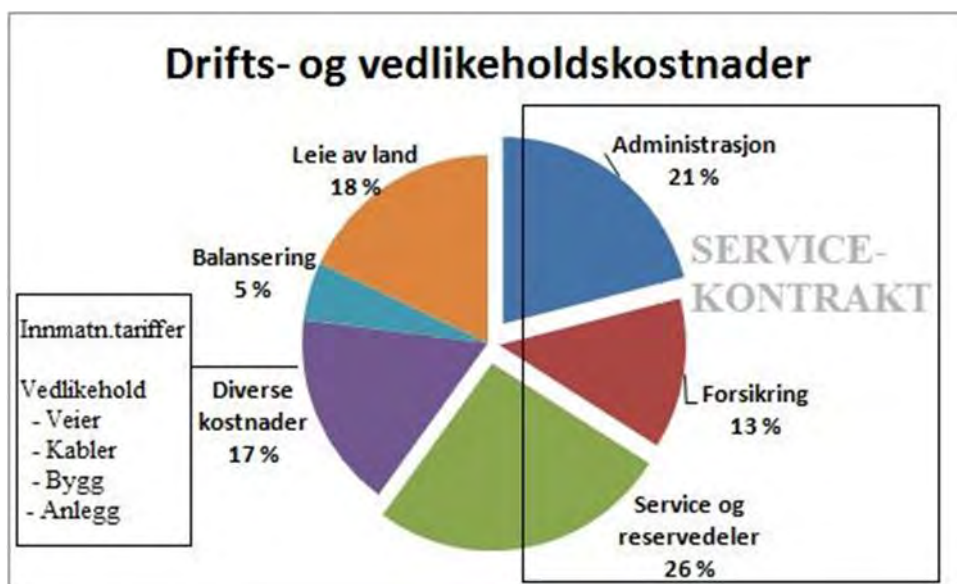
Figur 10: Investeringskostnadenes sammensetning. Kilde: (EWEA, 2009).

Figur 10 viser at turbinen uten installasjon utgjør den største utgiftsposten, omkring 75 prosent av den total investeringskostnaden. Utgifter til nettverkstilknytning og konstruksjon av turbinfundament utgjør de nest største kostnadene. I utredningen vil vi i mindre grad

fokusere på kostnadsnivået til hver enkelt komponent, men heller se på den totale investeringskostnaden som sammensetningen utgjør.

## 2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene (D&V- kostnadene) for vindkraftverk er relativt lave sammenlignet med kostnadene for tradisjonell kraftproduksjon (kull, gass, etc.). Dette kommer av at fossilt brensel er kostbart, mens vindressursene er gratis. Drifts- og vedlikeholdskostnader for norske vindkraftprosjekter i 2012 vil normalt ligge på mellom 0,12 og 0,18 NOK per kWh produsert elektrisitet (NVE, 2012a). Kostnadene vil variere fra prosjekt til prosjekt, avhengig av blant annet valg av operatør, lokalisering og størrelse på vindkraftverket. Figur 11 viser en inndeling av drifts- og vedlikeholdskostnader. Datamaterialet er basert på tyske vindkraftprosjekter i år 1997- 2001 (DEWI, 2002), men gir likevel et godt bilde på hvordan kostnadene er inndelt. Som alt annet industrielt utstyr krever vindturbiner service og vedlikehold, og dette utgjør en betydelig del av de totale kostnadene for et vindkraftprosjekt. Drifts- og vedlikeholdskostnader knytter seg til påløpte variable og faste kostnader som følge av produksjon. Det er vanlig at utbygger inngår service- og vedlikeholdskontrakter med turbinleverandøren. I figur 11 illustreres en slik kontrakt av boksen som omslutter administrasjon, forsikring, service og vedlikehold. Innholdet og omfanget av slike avtaler vil variere, alt fra full service, hvor alt av reparasjoner, ekstradeler og service inngår, til en mer enkel avtale hvor man forhandler om hver enkelt tjeneste eller ekstradel.



Figur 11: Inndelingen av D&V- kostnader. Kilde: (DEWI, 2002)

Turbinleverandøren vil i mange tilfeller ta seg av mye av den daglige driften av vindparken. Prisen på kontrakten vil variere ut i fra hvem som er turbinleverandør, samt lengden og omfanget av avtalen. Under normale driftsforhold kan norske vindkraftverk i år 2012 forvente en drifts- og vedlikeholdskostnad på 9-11 øre/kWh de første 5 årene (NVE, 2012a). Disse kostnadene vil øke med alderen på anlegget, etter hvert som reparasjons- og vedlikeholdsbehovet øker. For enkelhets skyld opererer vi med ett fast kostnadsnivå på drifts- og vedlikeholdskostnader over hele levetiden til prosjektet. Dette innebærer at estimatene for de første årene blir litt for høye, og tilsvarende for lave for de senere årene.

Vindkraftprodusenten betaler *eiendomsskatt* til den kommunen kraftverket er lokalisert i, gitt at eiendomsskatt kreves i kommunen. Juridisk sett går vindkraftverk inn under definisjonen *verk og bruk*, og eiendomsskatt betales årlig, basert på 0,2- 0,7 % av den *industrielle taksten*<sup>3</sup> til vindkraftparken (NORWEA, 2012).

Det vil ofte være betydelige *balansekostnader* forbundet med avvik mellom forventet produksjon og faktisk produksjon. Kraftprodusenter må daglig melde inn forventet produksjon, time for time, det neste døgnet. Ettersom vindforholdene varierer og er vanskelige å predikere, vil det ofte oppstå avvik mellom forventet, innmeldt produksjon, og faktisk produksjon. Ved avvik må vindkraftprodusenten aktivisere/deaktivere annen produksjon eller handle i markedet for å produsere rett nivå i den aktuelle timen (NORWEA, 2012).

Diverse andre kostnader omfatter blant annet vedlikehold av infrastruktur som kabler, veier, bygg og anlegg. I tillegg må norske vindkraftutbyggere normalt betale en *innmatingstariff* for leveranse av elektrisitet over kraftnettverket. Tariffen reflekterer merkostnadene som oppstår av at den svært variable vindkraften belaster nettet.

---

<sup>3</sup> Den industrielle taksten utgjør normalt 70-100 % av parkens totale investeringskostnader (NORWEA, 2012)

## 2.3 Produksjon

I likhet med annen uregulerbar kraftproduksjon vil produksjonen ved et vindkraftverk variere mye over tid. Den forventede årlige elektrisitetsproduksjonen beregnes enklest ved å multiplisere vindkraftverkets forventede gjennomsnittlige *brukstid* med total installert kapasitet. Brukstiden sier hvor mange timer turbinene må gå med full effekt for å oppnå årets produksjon, og beregnes ved å dividere årlig produksjon på installert kapasitet (NORWEA, 2012):

$$\text{Brukstid (fullastimer)} = \frac{\text{Årlig produksjon MWh}}{\text{Installert kapasitet MW}}$$

Vindturbinens effekt kan også uttrykkes som en *kapasitetsfaktor*. Kapasitetsfaktoren er brukstiden uttrykt i prosent av antall timer i året:

$$\text{Kapasitetsfaktor (\%)} = \frac{\text{Brukstid i løpet av året}}{\text{Timer i året (8760)}}$$

I 2012 var brukstiden for alle norske kraftverk i normal drift, sett under ett ca. 2734 timer, hvilket tilsvarer en kapasitetsfaktor på ca. 31 % (Weir, 2013a).

Selv om vindhastigheten er den viktigste variabelen for høy brukstid vil den endelige årsproduksjonen i tillegg påvirkes av en rekke andre faktorer. Produksjonen som oppnås avhenger blant annet av *tilgjengeligheten* til turbinene og av eventuelle *produksjonstap* som følger av diverse eksterne påvirkninger.

Tilgjengeligheten til vindkraftverket uttrykker hvor mye av året vindturbinene er i normal drift, uten driftsstans grunnet for eksempel vedlikehold eller tekniske feil. Den gjennomsnittlige årstilgjengeligheten for norske vindkraftverk i normal drift var i år 2012 på 95,6 % (Weir, 2013a). Tilgjengeligheten sier mye om hvilken kvalitet og teknisk tilstand vindkraftverk er i. Man kan derfor forvente at tilgjengeligheten reduseres med alderen på vindkraftverket, da slitasje gjør at uregelmessig driftsstans og tekniske feil oftere oppstår, og reparasjons- og vedlikeholdsbehovet øker.

Vindkraftverkets produksjonstap kan være betydelig, ofte tilsvarende omkring 10 % av produksjonen (NVE, 2011). Vindregimet og fordelingen mellom høye og lave vindhastigheter vil være viktig for produksjonen, da vindturbinens effekt er gitt av dens tekniske spesifikasjoner og effektkurve. *Turbulens* kan være med på å redusere turbinens brukstid og oppstår særlig i områder med høy terrengkompleksitet. Under kalde og våte klimatiske

forhold vil *ising* kunne redusere virkningsgraden til vindturbinen ved at vingeprofilen og de aerodynamiske egenskapene til rotorbladene reduseres. Samtidig øker slitasjen på vindturbinen, noe som kan redusere levetiden. Ising er særlig aktuelt for kraftverk i drift langs kysten og i høyden.

I et vindkraftverk bestående av flere vindturbiner vil det kunne oppstå produksjonstap ved at vindturbinene skygger for hverandre. Denne effekten kalles gjerne for *vaketap*. Omfanget av vaketapet avhenger av hvor tett, og hvor i terrenget turbinene er plassert i forhold til hverandre. Vaketapet vil normalt kunne utgjøre et produksjonstap på 4 - 6 % (NVE, 2011). *Lufttettheten* vil også til en hver tid påvirke produksjonen av vindkraft (jfr. formel 1.1). For samme vindhastighet vil kald, tung luft inneholde høyere bevegelsesenergi enn varm luft. Dette kommer av at ” *bevegelsesenergien i luften er proporsjonal med luftens egenvekt*” (NVE, 2011). Grunnet faktorene nevnt ovenfor er det altså viktig å velge den turbintypen som passer best for de vind- og klimaforhold som er gjeldende i det området hvor vindkraftparken skal bygges.

Videre i utredningen er alle produksjonstall og brukstider allerede justert for tilgjengelighet og produksjonstap.

## 2.4 Kalkulasjonsrente

Vi er ute etter et realavkastningskrav for norske vindkraftprosjekter. Ettersom det allerede finnes anerkjent litteratur for fastsettelse av avkastningskrav for fornybare prosjekter, utføres ingen egne beregning på dette området. Fokus rettes heller mot å vurdere hva som bør ligge til grunn for valg av riktig kalkulasjonsrente.

Kalkulasjonsrenten spiller en viktig rolle når man skal bestemme fremtidig kostnadsnivå for et vindkraftprosjekt. Ved vurdering av samfunnsøkonomiske prosjekter er diskonteringsrenten ofte omtalt som kalkulasjonsrenten. Man kan også se på kalkulasjonsrenten som et avkastningskrav som skal gjenspeile en investerings alternative avkastning i et tiltak med noenlunde samme risiko som den aktuelle investeringen (Nitter-Huge, 2005). I følge NVE sin *håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* (Fossdal, 2003), skal kalkulasjonsrenten gjenspeile nyttetap ved utsatt konsum og grad av systematisk risiko i prosjektet. Økonomisk teori definerer riktig avkastningskrav for et gitt prosjekt, som den forventede avkastningen kapitalmarkedet tilbyr på tilsvarende risikable investeringer

(Gjølberg & Johnsen, 2007). Kalkulasjonsrentenivået er interessant for dette studiet, da endringer påvirker nivået på LCOE.

### 2.4.1 Kapitalverdimodellen (CAPM)

I fastsettelsen av avkastningskrav for et gitt prosjekt tar man tradisjonelt utgangspunkt i data fra aksjemarkedet og deretter bruk av kapitalverdimodellen (CAPM), for å finne riktig rentenivå. I følge Gjølberg og Johnsen (2007) er kapitalverdimodellen den vanligste og mest brukte modellen når en skal sette pris på risiko. CAPM forutsetter da at aktørene i finansmarkedet ønsker å diversifisere seg til det punktet hvor man bare står igjen med systematisk risiko. Systematisk risiko er definert som den risikoen man ikke kan diversifisere seg bort fra. CAPM formuleres som følger:

$$CAPM: E[R_i] = R_f + \beta * E[R_m]$$

CAPM består av faktorene  $E[R_i]$ ,  $R_f$ ,  $E[R_m]$ , og  $\beta_i$  som henholdsvis er definert som forventet avkastning, risikofri rente, ikke-diversifiserbar risiko representert med  $\beta$ -faktoren (beta) og forventet meravkastning (i forhold til  $R_f$ ).

### 2.4.2 Valg av kalkulasjonsrente

I denne utredningen har vi valgt å støtte oss til de funnene som ble gjort av Gjølberg og Johnsen (2007), samt retningslinjene stipulert i NVE sin håndbok for samfunnsøkonomiske prosjekter (Fossdal, 2003). Gjølberg og Johnsen (2007) finner i sin studie et nominelt avkastningskrav etter skatt på 7,7 % for kapital investert i et representativt Enova- prosjekt. Avkastningskravet gjelder alle typer fornybare prosjekter i Norge, og er delt opp i henholdsvis 5 % langsiktig rente, samt et risikotillegg på 2,7 %. For vurdering av offentlige og ubeskattede prosjekter finner Gjølberg og Johnsen (2007) et representativt avkastningskrav før skatt på 10,7 %. Justert for inflasjon, gir dette et realkrav før skatt på ca. 8 %.

Selv om NVE i sin håndbok for samfunnsøkonomiske prosjekter anbefaler en kalkulasjonsrente på 8 %, benyttes det i de fleste rapporter og konsesjonsvurderinger jevnt over en kalkulasjonsrente på 6 % i vurdering av større vindkraftprosjekter (NVE, 2011). NVE krever i tillegg at store prosjekter, tilsvarende de vi har inkludert i denne utredningen, skal foreta egne anslag på kalkulasjonsrenten. Disse kan leses direkte ut fra utbyggers konsesjonssøknader, og varierer fra 6- 8 %.

Ettersom vi er interessert i å kartlegge faktorer som har innvirkning på lønnsomheten, har vi beregnet LCOE for flere kalkulasjonsrenter. Sensitivitetsanalysen vil peke på hvor stort utslag en lavt (6 %) kontra en høy (8 %) kalkulasjonsrente har for prosjektene.

I senere beregninger av LCOE for det typiske norske vindkraftverket, benyttes et fast realavkastningskrav på 7 %.

## **2.5 Økonomisk levetid**

Levetiden på de ulike vindkraftprosjektene er av stor betydning og bestemmes hovedsakelig av den tekniske levetiden til vindturbinen. Ettersom vindturbinene utgjør store deler av totalkostnaden i et vindkraftprosjekt, bør ikke prosjektets levetid overgå vindturbinens tekniske levetid. Feilberegning av levetid kan føre til tap av fremtidige kontantstrømmer, hvilket igjen har en negativ effekt på økonomien i prosjektet. Samtidig er sannsynligheten til stede for at turbinene produserer utover forventet levetid, hvilket på sin side kan øke profitabiliteten til prosjektet. I følge NVE er turbulens, ising og terreng viktige faktorer som bør tas høyde for når man skal bestemme levetiden til en vindturbin (NVE, 2012b). Moderne vindturbiner regnes i dag å ha en teknisk levetid på ca. 20 år, noe vi også har valgt som utgangspunkt for denne utredningen. Levetiden holdes fast på 20 år for alle vindkraftverk behandlet i analysen, uavhengig av de ulike prosjektenes lokasjon og ytre påvirkninger.

## **2.6 Begrensinger ved modellen**

LCOE- modellen slik vi har benyttet den er enkel og intuitiv. Ved å se bort fra inntektssiden og utelukkende fokusere på produksjonskostnadene, vil LCOE- resultatene kunne sammenlignes direkte opp mot resultatene for andre teknologier (og kraftprisen i markedet). Dette gjør modellen informativ. Fremgangsmåten har likevel sine klare begrensinger. I realiteten vil en rekke kostnader, andre enn bare investeringskostnadene, drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader og levetid, påvirke lønnsomheten, både direkte og indirekte. Relevansen av disse kostnadene vil igjen avhenge av om leseren ser på lønnsomhet fra et samfunnsmessig, eller et investorbasert perspektiv. Vi vil videre kort nevne noen elementer som er utelatt i våre analyser.



### 2.6.1 Nedleggelse av vindkraftverket

Som konsesjonær må man tidlig i søknadsprosessen ta stilling til hva man skal gjøre med vindkraftparken etter at prosjektet er avsluttet. Her må man følge retningslinjer fra energiloven og de juridiske vilkår som kreves for nedleggelse av vindkraftverk som ikke lenger er i drift (NVE, 2012b). Kostnaden knyttet til nedleggelsen regnes som forskjellen mellom skrapverdien og nedleggelseskostnaden. Selv om kravene fra NVE er strenge, og prosessen rundt nedleggelsen er omfattende, har vi vurdert nedleggelseskostnadene til å være null. Dette er gjort hovedsakelig fordi det ikke finnes tilgjengelig data på området. Videre er nåverdien av denne kostnaden er lav, samtidig som det kan tenkes at skrapverdien langt på vei utligner nedleggelseskostnaden.

### 2.6.2 Eksterne miljømessige virkninger

Produksjon av elektrisitet fra vindkraft har som de fleste andre industrier eksterne virkninger. I følge et notat fra Finansdepartementet (1997), oppstår eksterne virkninger når; *”konsum- eller produksjonsaktiviteter til en konsument eller en bedrift påvirker andre konsumenter eller bedrifter på en annen måte enn gjennom markedsprisene”*. Vindkraftproduksjon fører ikke med seg negative eksternaliteter i form av CO<sub>2</sub>-utslipp, slik konvensjonell kraftproduksjon gjør. Negative eksternaliteter tilknyttet støynivå og naturødeleggelser vil derimot kunne være betydelige. Ettersom det ikke finnes noen spesifikk metode for å beregne denne type kostnad, velger vi å se bort fra de eventuelle kostnadene tilknyttet eksterne virkninger. Samtidig har NVE i sine konsesjonsvurderinger tatt høyde for denne type eksternaliteter, og vurdert de aktuelle kraftverkene som samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Analyser av vindkraft vil ofte trekke frem hvordan vindkraftproduksjon fortrenger CO<sub>2</sub>-intensiv produksjon, og med dette sparer samfunnet for de betydelige negative eksternalitetene slik produksjon medfører. Selv om dette kan være et fornuftig argument som taler til fordel for vindkraft, vil denne problemstillingen ikke bli tatt hensyn til i denne analysen.

### 2.6.3 Usikkerhet og risiko

En svakhet ved modellen er at den forutsetter en statisk verden hvor det ikke forekommer usikkerhet, og hvor de årlige kostnadsstrømmene er gitt av faste kostnads- og produksjonsnivåer. Modellen vil derfor ikke reflektere kompleksiteten, risikoen og

usikkerheten i kraftmarkedet. LCOE- modellens manglende hensyn til risiko- og usikkerhetsaspekter vil trolig være spesielt begrensende for private investorer.

### **2.6.4 Produksjons- og nettverkskostnader**

Modellen overser kostnader som oppstår i kraftsystemet, andre enn produksjonskostnader. Særlig vil vindkraft, med sin volatile produksjonsprofil, føre til store belastninger på kraftnettverket. Selv om slike kostnader til en viss grad vil reflekteres gjennom innmatingstariffer (som en del av drifts- og vedlikeholdskostnadene), kan det være store samfunnsøkonomiske tilleggskostnader.

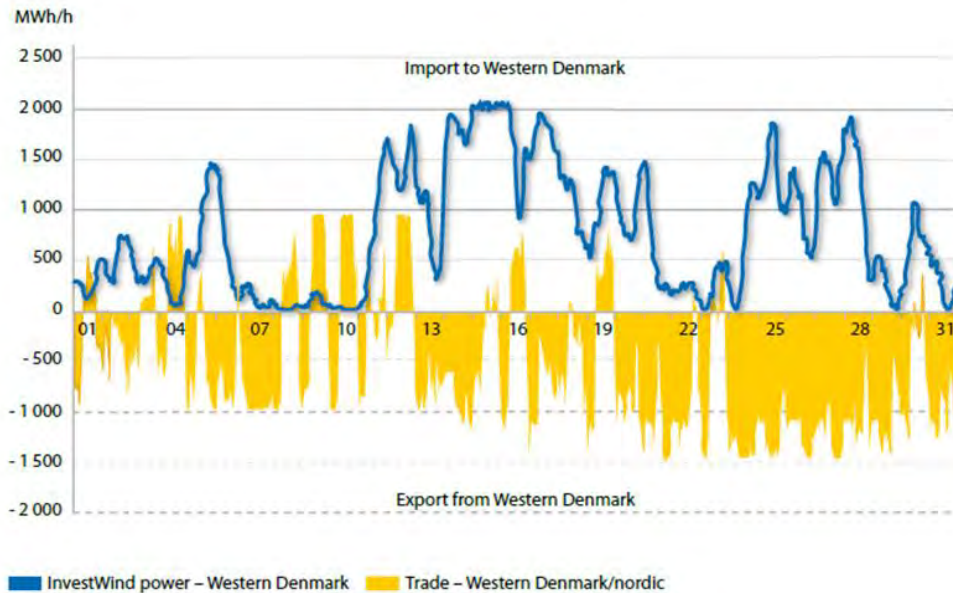
I følge IEA (2010) vil produksjonskostnadene for et kraftverk typisk bare utgjøre 60 % til 67 % av de totale systemkostnadene som oppstår ved at kraftverket er tilknyttet kraftnettverket. I tillegg til nettverkskostnader består de resterende kostnadene blant annet av distribusjonskostnader, markedsførings/administrasjonskostnader og balanseringskostnader. Ved stort innslag av uregulerbar vindkraft vil balanseringsbehovet bli spesielt stort. I Norge vil imidlertid vannkraften begrense kostbarheten av balansebehovet. Vindkraft er derfor beregnet å kunne utgjøre ca. 10 % av det norske elektrisitetsforbruket uten å medføre vesentlige tekniske og økonomiske virkninger (NVE, 2009b).

### **2.6.5 Forsyningssikkerhet**

Forsyningssikkerhet avhenger av sikker og forutsigbar elektrisitetsleveranse. Et kraftsystem med stort innslag av fornybar energi, inkludert vindkraft, vil ha større risiko for å oppleve perioder med produksjonsunderskudd. Av hensyn til forsyningssikkerheten trengs det derfor ekstra balanse- kapasitet, noe som innebærer kostnader for samfunnet. Selv om en del av disse kostnadene fanges opp gjennom mekanismer på kraftmarkedet Nord Pool og produsentenes balanseringsforpliktelser (inkludert i driftskostnadene), vil balanseringsbehovet innebære samfunnsøkonomiske kostnader som trolig ikke fullt ut reflekteres i LCOE- modellen.

Ytterligere integrasjon av kraftmarkeder, med investering i nettverkskapasitet mellom regioner og land, vil øke forsyningssikkerheten, redusere produksjons- og prisvolatiliteten, og tillate mer fornybar energi i kraftmiksen. Figur 12 illustrerer omfanget av kraftutvekslingen mellom de nordiske landene i desember 2003. Et godt integrert kraftmarked muliggjør effektiv og rimelig balansering av den volatile vindkraftproduksjonen i Danmark. I perioder med vindkraftoverskudd vil Danmark eksportere kraft til de andre nordiske landene. Samtidig vil import av vannkraft fra Norge og Sverige bli brukt til å balansere kraftleveransen når

vindkraftproduksjonen er lav. Alternativet til den nordiske balanseringen ville i de fleste tilfeller være å aktivere/kjøpe kostbar back- up produksjon (ofte kullkraftverk og/eller gassturbiner) fra kontinentet.



Figur 12: Kraftutveksling i Norden år 2003. Kilde: (IEA, 2010).

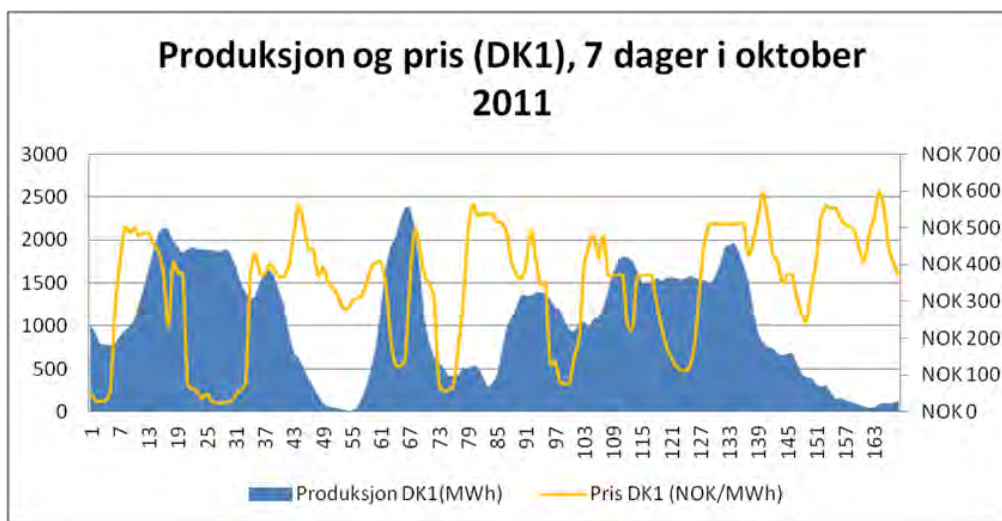
## 2.6.6 Profilkostnader

Produksjon av vindkraft er til en hver tid gitt vindforholdene ved kraftverket, og produsenten har ikke mulighet til å regulere produksjonen etter markedsforholdene. Det vil derfor kunne oppstå skjulte, indirekte kostnader i form av at produsenten over tid selger kraft i perioder hvor etterspørsel og pris er relativt lav. Kostnadene som oppstår kalles *profilkostnader*. For investor blir profilkostnadene en alternativkost av å investere i vindkraft kontra regulerbar energiproduksjon. Slike kostnader er ikke reflektert i LCOE- modellen.

Til tross for betydningen av "skjulte" profilkostnader virker det å være lite fokus på dette i offentlige lønnsomhetsstudier av vindkraft. Det vil i videre studier derfor kunne være interessant å undersøke hvorvidt det oppstår større profilkostnader for vindkraftprodusenter enn for andre energiprodusenter. Ettersom kraftmarkedet er svært volatilt vil det være nærmest umulig å oppnå en optimal produksjonsprofil, og selv for svært fleksible kraftprodusenter vil det alltid oppstå visse profilkostnader. Da profilkostnader ikke inngår i LCOE modellen, blir det ikke brukt plass på å sammenligne profilkostnader mellom ulike teknologier. De neste avsnittene brukes imidlertid på og kort presentere våre funn og indikasjoner på profilkostnadens omfang.

For å undersøke profilkostnadene nærmere, har vi tatt for oss produksjonsprofilen for dansk vindkraftproduksjon i 2011 og 2012. Her er utvalget stort, samtidig som nødvendig produksjons- og prishistorikk finnes offentlig tilgjengelig på Nord Pool Spot sine hjemmesider (Nordpool, 2013a). For å få et mest mulig detaljert bilde av profilkostnadene har vi sammenlignet produksjonsprofilen time for time, direkte opp mot tilhørende kraftpriser - time for time. Vi benytter produksjonstall og priser for 17 520 timer, over en periode på to år (1.1.2011 til 31.12.2012). Da vi ikke har tilgang til produksjonsprofiler på produsentnivå, benytter vi den aggregerte produksjonen for alle vindkraftverk i Danmarks to prisområder (DK1 og DK2).

Ved å beregne forskjellen mellom gjennomsnittet av pris- og kvantum, og gjennomsnittlig pris multiplisert med gjennomsnittlig kvantum, finner vi at profilkostnadene for dansk vindkraft i 2011 og 2012, i prisområde DK 1 og DK 2, var på hhv. 7 % og 11 %, og 11 % og 10 %. Basert på danske forhold virker profilkostnader for vindkraft altså å ligge på omkring 10 %. Dette innebærer at vindkraftprodusentene har et skjult tap på 10 % av potensiell produksjonsverdi. Figur 13 viser forholdet mellom vindkraftproduksjon og priser i DK1, i en tilfeldig valgt uke i oktober 2011. Vi ser indikasjoner på at produksjonen er høy når prisen er lav. Det er viktig å ha for seg at denne sammenhengen trolig forsterkes av at vindkraft i Danmark utgjør en stor andel, vel 25 %, av energimiksen. Når vindforholdene er gode vil en høy aggregert vindkraftproduksjon drive ned kraftprisene i Danmark. Denne effekten vil ikke være den samme i Norge, da norsk vindkraft har et langt lavere innslag i energimiksen, tilsvarende vel 1 %. Størrelsen på profilkostnadene kan derfor tenkes å være forskjellig for vindkraftverk i Norge og Danmark.



**Figur 13: Profilkostnader. Produksjon og pris over 7 dager i prisområde DK1.**

### 3. Datagrunnlag

Utredningen tar utgangspunkt i NVE sine kostnads- og produksjonsdata for 33 urealiserte vindkraftprosjekter tildelt utbyggingskonsesjoner i tidsrommet år 2009 til og med år 2013. Seks av disse prosjektene er vurdert som svært små, med en installert ytelse på under 25 MW. Disse kraftverkene blir heretter referert til som *småkraftverk*, og analyseres separat fra resten av utvalget.

Datagrunnlaget er hentet fra offentlig tilgjengelige konsesjonsrapporter som NVE publiserer på sine nettsider (NVE, 2013a). For godkjente byggekonsesjoner offentliggjøres det en omfattende rapport av NVE kalt *bakgrunn for vedtak*. NVE presenterer i denne rapporten vurderinger av fordeler og ulemper ved bygging av det godkjente vindkraftprosjektet. Her tar man blant annet høyde for utslagsgivende parametere som årsmiddelvind og potensiell produksjon, investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader, kalkulasjonsrente, samt økonomiske utsikter. I rapporten presenteres både utbyggers og NVEs kostnads- og produksjonsestimater. Basert på NVE sine egne vindmålinger og erfaringer fra lignende prosjekter, vil NVE i mange tilfeller vurdere utbyggers estimater som urealistiske. Gjennomgående for konsesjonssøknadene er at utbyggers estimater er noe mer optimistiske enn hva NVE kommer frem til. Ettersom NVE har inngående kunnskap og erfaring i å vurdere økonomiske utsikter for kraftprosjekter, samt utfører mer objektive vurderinger, har vi valgt å legge NVE sine estimater til grunn.

En utfordring med datamaterialet er at data ikke alltid presenteres på en konsekvent måte av de ulike saksbehandlerne i NVE. Vi har derfor tatt visse forutsetninger der hvor presenterte data er uklare eller mangelfulle:

- Når estimater presenteres som intervaller har vi benyttet gjennomsnittet som utgangspunkt.
- Når data mangler, har vi benyttet NVEs *referansetall*<sup>4</sup> for norske vindprosjekter, gjeldende for det året konsesjonen ble gitt.

Tabell 1 viser alle kraftverk, med kapasitet over 25 MW, som er tildelt konsesjon i perioden år 2009 til 2012. Her inkluderes tilhørende planlagt kapasitet, estimerte kostnads- og produksjonstall, og levealder. All kostnadsdata benyttet i analysen er omgjort til reelle tall for

---

<sup>4</sup> For NVE sine referansetall: se appendiks, tabell 1.

år 2012 ved hjelp av kostnadsutviklingen i perioden, nærmere beskrevet i delkapittel 3.1. Verdier markert med grønn, er gjennomsnittsverdier fra konsesjonsrapportene, og representerer input- data i LCOE- beregningene. For drifts- og vedlikeholdskostnadene (D&V) og investeringskostnadene (I), finnes de kostnadsjusterte tallene i kolonnene *D&V – 2012* og *I – 2012*. *Referansekraftverket* betegnes som det typiske norske vindkraftverket for år 2012, og representerer gjennomsnittsverdier av all prosjektdata. Videre i utredningen vil referansekraftverket være utgangspunktet for sensitivitets- og lønnsomhetsanalyser.

**Tabell 1: Vindkraftverk med kapasitet > 25MW**

Konsesjon	Prosjektnavn	Turbiner	MW/turb	Kapasitet	Bruktid	D&V	D&V- 2012	I	I- 2012	Levealder
År	Kraftverk > 25 MW	Stk	MW	MW	Timer	NOK/kWh	NOK/kWh	mNOK/MW	mNOK/MW	År
2013	Fålesråasa	60	3	180,0	3100	0,135	0,135	13,00	13,00	20
2012	Geitfjellet	60	3	180,0	2700	0,150	0,150	11,00	11,00	20
2012	Håmrfjell	n/a	n/a	120,0	2792	0,150	0,150	13,40	13,40	20
2010	Kvenndalsfjellet	n/a	n/a	100,0	2600	0,100	0,130	12,00	11,04	20
2010	Råkkocarro	67	3	200,0	3000	0,125	0,163	13,75	12,65	20
2012	Remmafjellet	36	3,6	130,0	2700	0,150	0,150	11,20	11,20	20
2012	Raudfjell	60	3	180,0	2840	0,165	0,165	12,00	12,00	20
2010	Roan	110	3	330,0	2700	0,100	0,130	12,00	11,04	20
2009	Sørmarkfjellet	65	2,3	149,5	2800	0,100	0,145	12,00	10,56	20
2012	Tellenes	n/a	n/a	192,0	2700	0,146	0,146	10,78	10,78	20
2009	Ulvalanda	77	3	231,0	3251	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Moi- Laksvelafjellet	57	3	171,0	3161	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Brusali-Karten	40	3	120,0	3034	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Eikeland-Steinsland A2	50	2,5	125,0	3080	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2011	Egersund	35	3	105,0	3000	0,135	0,155	12,00	11,52	20
2010	Storheia	95	2,3	220,0	2800	0,100	0,130	12,00	11,04	20
2012	Svarthammaren-Pållifjellet	n/a	n/a	150,0	2700	0,150	0,150	12,00	12,00	20
2012	Ånstadblåheia	n/a	n/a	32,2	2700	0,150	0,150	12,00	12,00	20
2012	Frøya	26	2,3	60,0	2700	0,125	0,125	11,50	11,50	20
2012	Kvinesheia	20	3	90,0	2700	0,150	0,150	8,90	8,90	20
2011	Lutelandet	15	3	45,0	2700	0,149	0,171	13,25	12,72	20
2009	Stigafjell	13	2,3	29,9	3376	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Skinansfjellet	33	3	99,0	3000	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Gravdal	40	2,3	92,0	3030	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Eikeland-Steinsland A1	40	2	80,0	3250	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2011	Hitra 2	25	3	75,0	2800	0,135	0,176	13,00	11,96	20
2012	Sørfjord	30	3	90,0	2800	0,150	0,150	12,00	12,00	20
2012	<b>Referansekraftverk</b>	48	2,8	132,5	<b>2889</b>	0,125	<b>0,147</b>	12,29	<b>11,55</b>	<b>20</b>

Av tabell 1 ser vi at referansekraftverket, i år 2012, består av følgende gjennomsnittverdier:

- Bruktid: 2889 timer
- Drifts- og vedlikeholdskostnader: 0,147 NOK/kWh
- Investeringskostnader: 11,55 MNOK/MW
- Levetid: 20 år

NVE vurderer i år 2012 at brukstid, drifts- og vedlikeholdskostnader og investeringskostnader for norske vindkraftverk ligger på hhv. 2700 timer, 0,12- 0,18 NOK/kWh og 11-13 MNOK/MW, jfr. tabell 1 i appendiks. I NVE rapporten *Kostnader ved Produksjon av Kraft og Varme* fra år 2011 (NVE, 2011), benytter NVE investeringskostnader på 12,889 MNOK/MW, og drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,15 NOK/kWh, ved beregning av LCOE.

Norwegian Wind Energy Association (NORWEA) opererer i sine LCOE- beregninger med investeringskostnader på 11,047 MNOK/MW, drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,151 NOK/kWh og en brukstid på 3000 timer (Åsheim, 2013). Størrelsene er basert på norske vindkraftutbygges egne kostnads- og produksjonsdata, innsamlet av NORWEA.

Sammenligner vi data fra vårt referansekraftverk opp mot NVE og NORWEA sine estimater, virker våre prisjusterte data å være fornuftige. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er omtrent på samme nivå, mens brukstiden og investeringskostnadene avviker noe. Investeringskostnadene har falt merkbart siden år 2011 (fra 12,889 til 11,55 NOK/MW), hvilket er som forventet.

### Småkraftverk

Småkraftverk virker å ha lavere investeringskostnader enn kraftverk med kapasitet over 25 MW, jfr. tabell 2. Kraftverk som *Roymyrå* og *Friestad*, med lave kostnader relativt til andre kraftverk, vil trolig ikke være representative for det typiske norske vindkraftverket. Det kan likevel være interessant å merke seg at de aller minste kraftverkene, som planlegger installasjon av små 0,8MW vindturbiner, virker å ha lavere investeringskostnader enn større kraftverk. Til tross for at dette strider mot teorien om skalafordeler i installasjonen, kan det tenkes at de lave kostnadene kommer av at transport og installasjon er mindre komplisert og kostbart for de små vindturbinene. I tillegg er de minste kraftverkene (under 10 MW) unntatt loven om konsekvensutredninger (Miljøverndepartementet, 2009).

**Tabell 2: Vindkraftverk med kapasitet < 25MW**

Konsesjon	Prosjektnavn	Turbiner	MW/turb	Kapasitet	Brukstid	D&V	D&V- 2012	I- 2012	Levealder	
År	Småkraftverk	Stk	MW	MW	Timer	NOK/kWh	NOK/kWh	mNOK/MW	mNOK/MW	År
2010	Friestad	3	0,8	2,4	2500	0,100	0,130	10,00	9,20	20
2010	Roymyrå	3	0,8	2,4	3125	0,100	0,130	10,00	9,20	20
2011	Svåheia	8	2,3	18,4	2964	0,145	0,167	11,50	11,04	20
2012	Dønnesfjord	5	2	10,0	3000	0,150	0,150	12,00	12,00	20
2009	Vardøya	2	2,5	5,0	3150	0,100	0,145	13,00	11,44	20
2009	Bessakerfjellet 2	5	2	10,0	2700	0,128	0,185	13,00	11,44	20
2012	Referansekraftverk	4,3	1,7	8,0	2907	0,120	0,151	11,58	10,72	20

### 3.1 Kostnadsjusteringer av datamaterialet

Vi ønsker å beregne LCOE per år 2012 for vindkraftprosjekter som har fått godkjent sine konsesjonssøknader i årene 2009, 2010, 2011 og 2012. Kostnadsestimater for investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader, gjort ett, to og tre år tilbake justeres derfor i forhold til kostnadsnivået i 2012. En overveiende andel av de totale kostnadene er gitt av priser i det internasjonale vindkraftmarkedet, herunder leverandørenes priser på turbiner og serviceavtaler. Dette betyr at det ikke vil være hensiktsmessig å justere kostnadsnivåer kun

etter den generelle prisøkningen i den norske økonomien. Generelt har investeringskostnadene falt mens drifts- og vedlikeholdskostnadene har økt.

NVE sine estimater på investeringskostnaden for det typiske vindkraftprosjektet i Norge, har i analyseperioden falt fra 13- 15 MNOK/kWh i år 2009, til 11- 13 MNOK/kWh i år 2012, jfr. tabell 1 i appendiks. Vi ser at investeringskostnaden for norske kraftverk virker å ha falt med omkring 15 % fra 2009 til 2012.

Turbinpriser er den viktigste driveren for utviklingen i totale investeringskostnader for utbyggere. Det er ingen turbinproduksjon i Norge, hvilket gjør at vindkraftutbyggere tar internasjonale turbinpriser som gitt. Siden år 2008 er turbinprisene redusert med omkring 20 % (NVE, 2012a). I analyseperioden, år 2009 – 2012, står fallet i turbinprisen dermed for det meste av reduksjonen i investeringskostnaden.

- For perioden år 2009 til år 2012 reduserer vi tidligere estimater på investeringskostnader med 3,33 % årlig.

I motsetning til investeringskostnadene, har drifts- og vedlikeholdskostnadene økt betydelig i analyseperioden. NVE sine estimater på drifts- og vedlikeholdskostnader, for det typiske vindkraftprosjektet i Norge, har økt fra 0,10 NOK/ kWh i år 2009, til 0,12- 0,18 NOK/ kWh i år 2012, jfr. tabell 1 i appendiks. Veksten i drifts- og vedlikeholdskostnadene kan derfor ha vært på så mye som 50 %, langt mer enn den generelle prisøkningen i økonomien. Mye av dette kommer trolig av at prisen på internasjonale serviceavtaler har økt betydelig de senere årene (Nielsen, et al., 2010, p. 20).

- For perioden år 2009 til år 2012 øker vi tidligere estimater på drifts- og vedlikeholdskostnader med 15 % årlig.

### **3.2 Usikkerhet ved datagrunnlag**

Det er viktig å merke seg at det endelige kostnadsbildet ofte vil avvike relativt mye fra det som presenteres i konsesjonssøknaden. Da konsesjonsprosessen er komplisert og langvarig, vil det ofte ta flere år fra konsesjonssøknaden godkjennes, til investeringen og utbyggingen faktisk gjennomføres. Man kan derfor ikke uten videre forvente at de kostnads- og produksjonstall som presenteres i rapportene vil samsvare med de tallene som faktisk gjelder når prosjektet blir bygd og er i drift. Grunnet den store usikkerheten ved estimatene i



konsesjonsrapportene har vi utarbeidet usikkerhetsintervaller og scenarier, hvor vi lar kostnads- og produksjonstall variere med følgende prosentsetser:

- D&V- kostnader: Gjennomsnittverdi i konsesjonsrapporten +/- 15 %
- Investeringskost: Gjennomsnittverdi i konsesjonsrapporten +/- 7,5 %
- Brukstimer: Gjennomsnittverdi i konsesjonsrapporten +/- 20 %

### **3.2.1 Usikkerhet ved drifts- og vedlikeholdskostnader**

Det foreligger stor usikkerhet omkring estimer for D&V- kostnadene. Ofte er dette kostnadsdata som ikke er offentlig tilgjengelig. NVE har selv ikke direkte tilgang til slik data (Weir, 2013b) og benytter derfor langt på vei kostnadsestimer fra konsesjonssøknader som utgangspunkt for beregning av egne referansetall. Videre legger NVE til grunn at totale drifts- og vedlikeholdskostnader for prosjekter i år 2012 kan ventes å ligge mellom 0,12 og 0,18 NOK/kWh (NVE, 2012a). Dette intervallet gir en variasjon i D&V- kostnadene på +/- 15 % om gjennomsnittverdien 0,15 NOK/kWh.

### **3.2.2 Usikkerhet ved investeringskostnadene**

For år 2012 har NVE estimert investeringskostnaden for det typiske vindkraftverket til å ligge mellom 11-13 MNOK/MW. Intervallet gir en variasjon på +/- 7,5 % omkring gjennomsnittverdien 12 MNOK / MW.

Da det er krevende å predikere investeringskostnaden flere år frem i tid er det også her usikkerhet rundt estimatene. Som nevnt vil spesielt endringer i turbinpriser påvirke de totale investeringskostnadene. Samtidig vil valg av turbintype i enkelte tilfeller ikke være avgjort under konsesjonsprosessen, noe som kan føre til andre turbinkostnader enn først antatt.

### **3.2.3 Usikkerhet ved brukstid**

Variasjon i vindstyrke kan potensielt gi store utslag i produksjonen. I følge NVE (2012a) vil en økning i vindhastigheten på 10 % generelt gi 15-20 % høyere elektrisitetsproduksjon. Over en periode på 30 år vil i tillegg årsmiddelvinden variere med +/- 20 %. Hva som blir den faktiske brukstiden og produksjonen er altså svært usikkert.

Variasjon i kvaliteten på vindmålingene gjort ved de ulike prosjektene er også grunnlag for usikkerhet i forventet brukstid og produksjon. Presise vindmålinger er avgjørende for å unngå unødvendig usikkerhet i produksjonsestimer. Da middelvinden varierer fra år til år, er det viktig at vindmålingene foregår over en lengre tidsperiode. I tillegg til utbyggers vindmålinger

utfører NVE og Kjeller Vindteknikk derfor egne vindmålinger for hvert omsøkt prosjekt. Til tross for dette er usikkerheten betydelig. Ambisiøse målsetninger for vindkraftutbygging, kombinert med press for å minimere behandlingstiden for konsesjonssøknader, fører til at vindmålingsperioden ofte blir for kort.

Det at valg av vindturbin ikke alltid er avgjort under konsesjonsprosessen, skaper ekstra usikkerhet rundt brukstidsestimatene. Valg av riktig vindturbin i forhold til de vindforhold som er gjeldende ved prosjektområdet, er avgjørende for å maksimere produksjonen. I tillegg til vindhastigheten er det en rekke andre faktorer som påvirker den endelige brukstiden. Vindregimet i området (forholdet mellom sterke og lave vindhastigheter, vindretning, turbulens), ising og utilgjengelighet grunnet vedlikehold og tekniske feil, er med på å skape betydelig usikkerhet rundt hva som blir den endelige brukstiden.

### 3.3 Presentasjon av scenarier

Med bakgrunn i den betydelige usikkerheten har vi for hvert kraftverk valgt å presentere LCOE- verdier basert på forutsetningene i følgende tre scenarier:

1. **Basisscenario:** I basisscenarioet vil alle innsatsfaktorer være middelverdier, og dermed samsvare med de data man finner i NVE sine konsesjonsvurderinger.
2. **Godt scenario:** I det gode scenarioet er brukstiden høy (+20 %), investeringskostnaden lav (-7,5 %), og drifts- og vedlikeholdskostnadene lave (-15 %).
3. **Dårlig scenario:** I det dårlige scenarioet er brukstiden lav (-20 %), investeringskostnaden høy (+7,5 %) og drifts- og vedlikeholdskostnadene høye (+15 %).

Resultatene fra beregningene for de ulike scenarioene<sup>5</sup> kan studeres nærmere i appendiks, tabell 2 og 3. Under viser tabell 3 variabelnivået for referansekraftverket ved de ulike scenarioene. Disse verdiene vil være utgangspunktet for lønnsomhetsanalyser av norsk vindkraft.

---

<sup>5</sup> Gitt kostnads- og produksjonsnivåer for hvert av scenarioene, presenteres her LCOE – beregninger for tre ulike kalkulasjonsrenter: 6 %, 7 % og 8 %. Da valg av kalkulasjonsrente varierer i litteraturen, gir dette oss et bedre sammenligningsgrunnlag mot resultater i andre studier.

Tabell 3: Tabellen viser variabelnivåer for referansekraftverkets ulike scenarier.

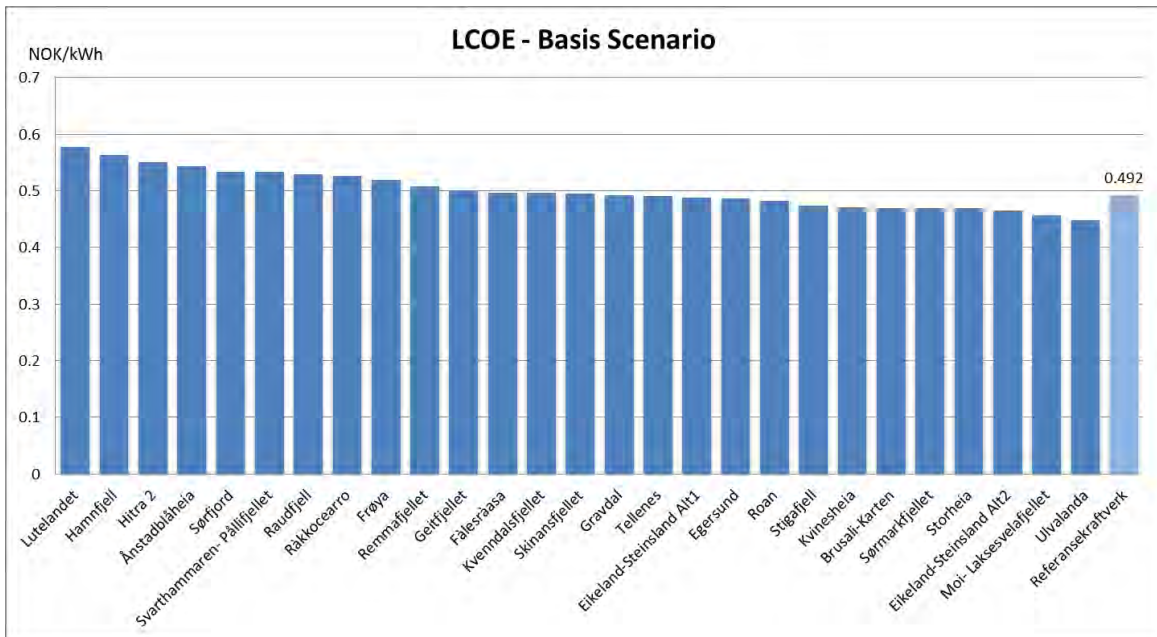
Variabler	Basisscenario	Dårlig scenario	Godt scenario
Investeringskostnad (MNOK/MW)	11,55	12,42 (+7,5 %)	10,68 (- 7,5 %)
Drift- og vedlikeholdskostnad (NOK/kWh)	0,1474	0,1695 (+15 %)	0,1253 (- 15%)
Brukstid (timer)	2889	2312 (- 20 %)	3467 (+ 20 %)
Kalkulasjonsrente (%)	7	7	7

## 4. LCOE - beregninger (år 2012)

I dette kapittelet presenteres LCOE- beregninger for de ulike kraftverkene, gitt forutsetningene i de tre scenarioene. Resultatene presenteres grafisk i figur 14- 16, mens flere beregninger finnes i tabell 2 og 3 i appendiks. Hovedfokuset vil være på kraftverk med en installert kapasitet over 25 MW. Småkraftverkernes resultater presenteres i figur 17, men vil ikke være med i senere sensitivitets- og lønnsomhetsanalyser.

### 4.1 Basisscenario

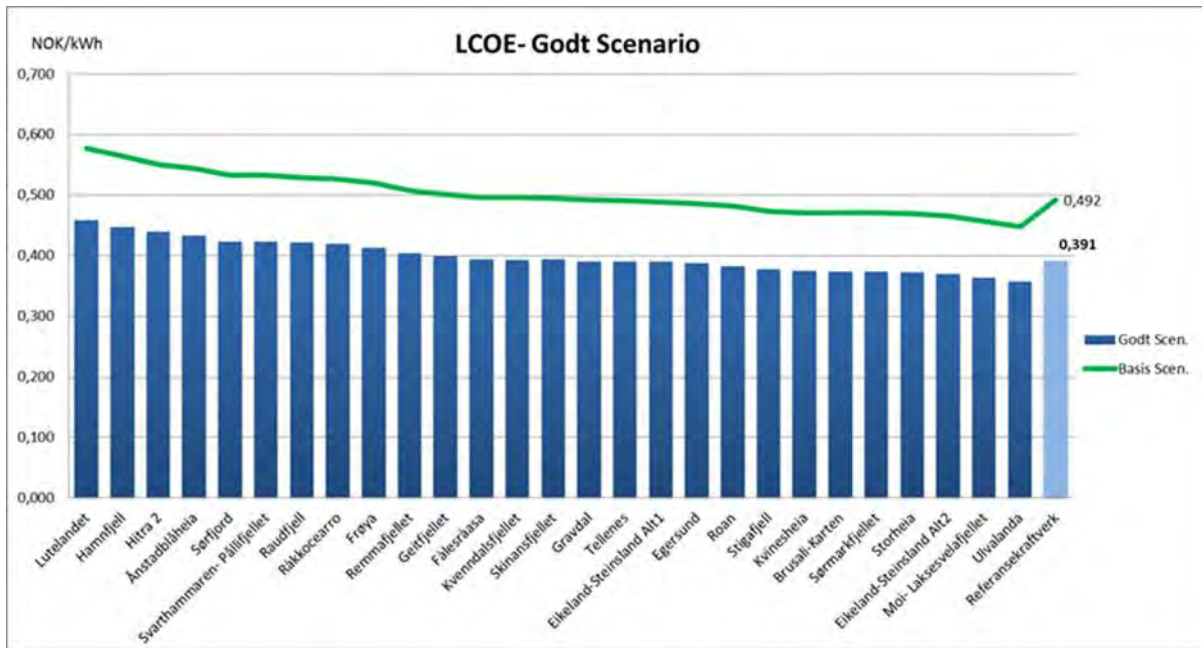
I figur 14 vises LCOE- beregningene for kraftverk med kapasitet over 25 MW. Her er LCOE presentert for alle kraftverkene, gitt en 7 % kalkulasjonsrente og forutsetningene i basisscenarioet. Referansekraftverket er markert lyseblå. LCOE spenner fra det minst lønnsomme kraftverket Lutelandet, med en beregnet LCOE på 0,578 NOK/kWh, til det mest lønnsomme kraftverket Ulvelanda, med en beregnet LCOE på 0,449 NOK/kWh. Variasjonen er på 0,129 NOK/kWh. Ikke overraskende ligger de fleste kraftverkernes LCOE tett opptil referansekraftverkets LCOE, på 0,492 NOK/kWh.



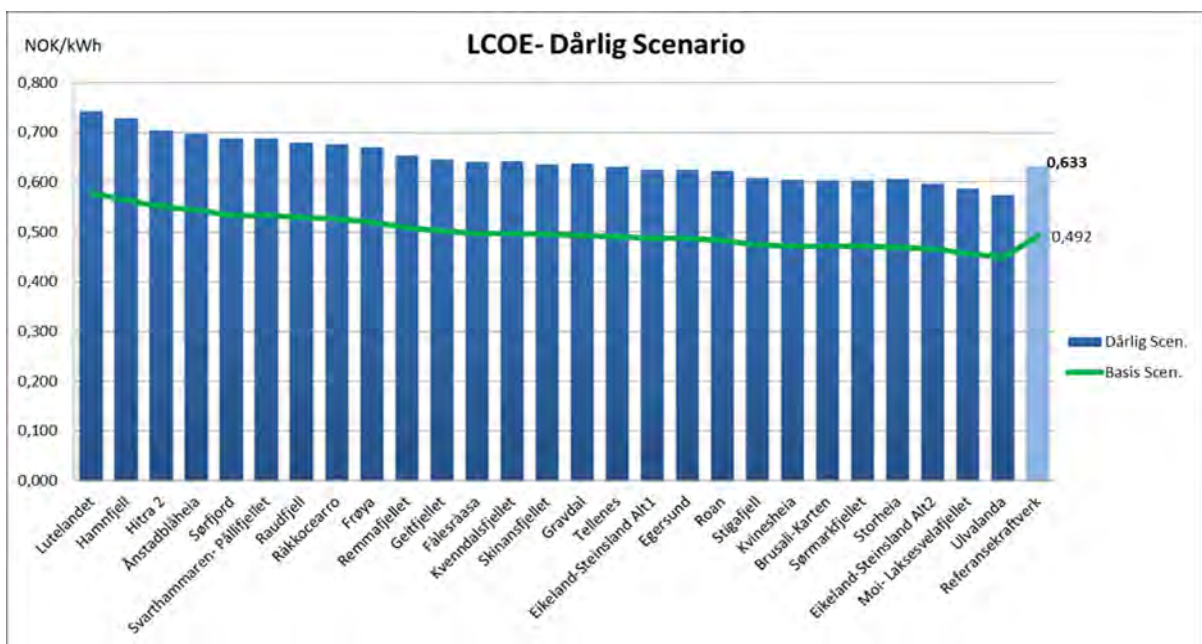
**Figur 14: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i basisscenarioet. Referansekraftverket er markert i lyseblått.**

## 4.2 Godt og dårlig scenario

Figur 15 og 16 viser LCOE- beregninger gitt forutsetningene i hhv. det gode og dårlige scenarioet. For det gode scenarioet spenner LCOE- verdier seg fra 0,459 til 0,357 NOK/kWh, og LCOE- verdien for referansekraftverket er her på 0,391 NOK/kWh. For det dårlige scenarioet varierer LCOE fra 0,743 til 0,575 NOK/kWh. Referansekraftverket har her en LCOE- verdi på 0,633 NOK/kWh.



Figur 15: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i godt scenario. Referansekraftverket er markert i lyseblått.

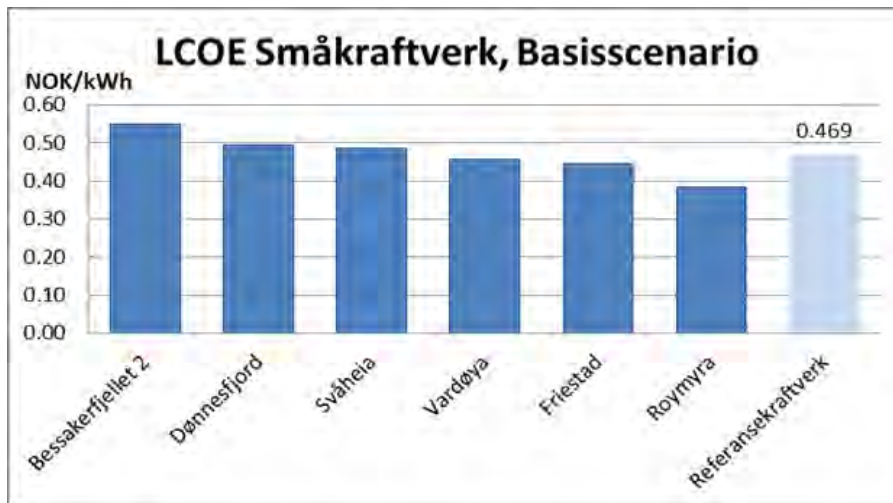


Figur 16: LCOE- beregninger for kraftverk > 25 MW, gitt betingelsene i dårlig scenario. Referansekraftverket er markert i lyseblått.

For å oppsummere kan vi slå fast at LCOE for referansekraftverket, gitt en kalkulasjonsrente på 7 % og variasjonen i vårt datamateriale, forventes å ligge på mellom 0,391 NOK/kWh og 0,633 NOK/kWh. Dette tilsvarer en variasjon på  $-0,101$  NOK/kWh og  $+0,141$  NOK/kWh om LCOE- verdien i basisscenarioet (0,492 NOK/kWh). Vi vil gå ytterligere inn i bakgrunnen for variasjonene under sensitivitetsanalysen i kapittel 4.5.

### 4.3 LCOE for småkraftverk

I figur 17 presenteres LCOE- beregninger for småkraftverk med en installert kapasitet på under 25 MW. Det er per i dag 6 små vindkraftverk, gitt konsesjon for bygging fra år 2009. Av dette begrensede utvalget gir referansekraftverket en LCOE på 0,469 NOK/kWh, gitt 7 % kalkulasjonsrente og forutsetningene i basisscenarioet. Dette nivået er betydelig lavere enn for større kraftverk. Man skal likevel være forsiktig med å trekke slutningen at de minste kraftverkene er mest lønnsomme, da utvalget er begrenset.



Figur 17: LCOE- beregninger for småkraftverk < 25 MW, gitt betingelsene i basisscenario.

### 4.4 Vurdering av LCOE- resultater

I NVE- rapporten *Kostnader ved produksjon av kraft og varme* (NVE, 2011) er produksjonskostnadene (LCOE) for norsk landbasert vindkraft beregnet til å være 0,603 NOK/kWh og 0,527 NOK/kWh i år 2011, ved en brukstid på hhv. 2000 og 3000 timer. Med en gjennomsnittlig brukstid på 2889 timer, ligger vår beregnede LCOE på 0,492 NOK/kWh, altså noe lavere enn NVEs estimerer fra år 2011. Forskjellene kan forklares av at NVE sine

forutsetninger er noe strengere enn de vi benytter i vårt basisscenario<sup>6</sup>. Brukes forutsetningene i det dårlige scenarioet (jfr. tabell 3), og en 6 % kalkulasjonsrente, stemmer forutsetningene godt overens med dem som er benyttet av NVE. Gitt disse forutsetningene finner vi av tabell 2 i appendiks en LCOE på 0,60 NOK/kWh.

NORWEA beregnet i år 2012 LCOE for norske vindkraftverk til å være omkring 0,50 NOK/kWh og 0,52 NOK/kWh, ved hhv. 6 % og 8 % kalkulasjonsrente (Åsheim, 2013). NORWEA forutsetter da investeringskostnader på 11,047 NOK/MW, drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,151 NOK/kWh og brukstid på 3000 timer.

Bjørke (2009) beregnet LCOE for norske vindkraftverk i år 2009 til å være mellom 0,47 NOK/kWh og 0,67 NOK/kWh, gitt en kalkulasjonsrente på 6 %<sup>7</sup>. Benytter vi forutsetningene i basisscenarioet, og en kalkulasjonsrente på 6 %, vil våre beregninger langt på vei være sammenlignbare med beregningene i Bjørke (2009). Av tabell 2 i appendiks finner vi da at LCOE varierer fra 0,427 NOK/kWh til 0,549 NOK/kWh. Referansekraftverket viser en LCOE på 0,468 NOK/kWh. Fra dette ser vi umiddelbart at LCOE- nivået virker å ha falt siden år 2009.

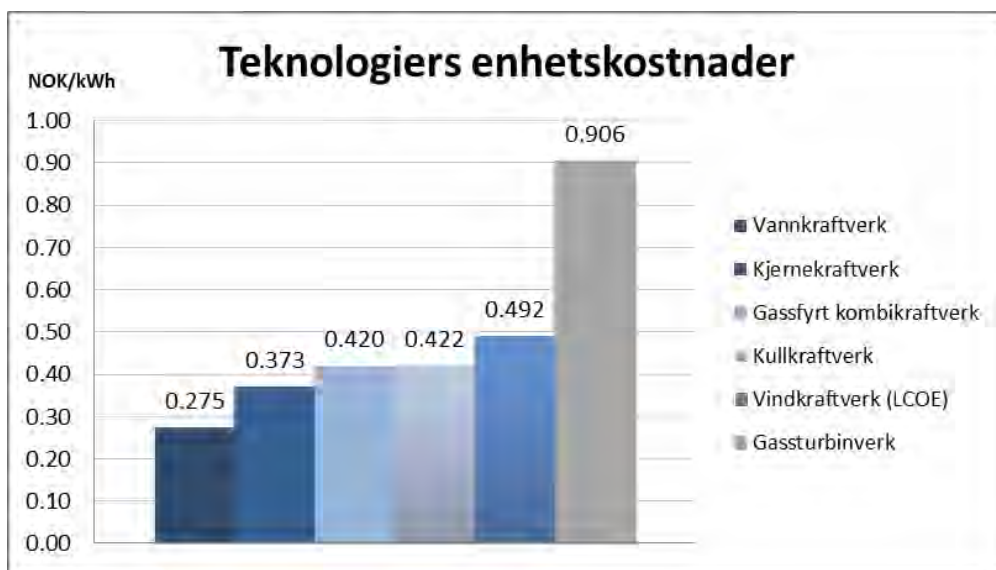
I NVE- rapporten *Kostnader ved produksjon av kraft og varme* (NVE, 2011) er det beregnet enhetskostnader for produksjon av elektrisitet ved bruk av ulike teknologier. Sammenligner vi referansekraftverkets LCOE opp mot kostnader for alternative teknologier<sup>8</sup>, ser vi av figur 18 at vindkraft i dag produseres til høyere kostnader enn blant annet kullkraft og kjernekraft. Samtidig er vannkraften suverent billigst. Med langt høyere enhetskostnader representerer gassturbinverket typisk back up - kapasitet som aktiveres ved kapasitetsproblemer og produksjonsunderskudd i markedet.

---

<sup>6</sup> NVE benytter i sine LCOE- beregninger for år 2011 en kalkulasjonsrente på 6 %, en levetid på 20 år, investeringskostnader på 12,889 MNOK/MW og drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,15/kWh (NVE, 2011).

<sup>7</sup> Bjørke (2009) sine beregninger er utført basert på data hentet fra konsesjonssøknader (utbyggernes egne estimater).

<sup>8</sup> Gjennomsnittet av øvre og nedre kostnadsnivå presentert i rapporten er forutsatt. Vi tar forbehold om at forutsetningene bak beregningene i NVE (2011) kan avvike fra dem benyttet i LCOE- modellen.



**Figur 18: Teknologiers enhetskostnader.** "Vindkraftverk (LCOE)" representerer referansekraftverket i basisscenario. Øvrige størrelser er hentet fra (NVE, 2011).

## 4.5 Sensitivitetsanalyser

I sensitivitetsanalysen går vi mer detaljert inn i hva som er bakgrunnen for de store LCOE-variasjonene observert mellom scenarioene. Analysen er utført ved å variere én og én variabel, mens vi har holdt alle andre variabler konstante på basisnivå<sup>9</sup>. Vi får da en føring på hvor mye hver av variablene isolert sett påvirker LCOE. Det er imidlertid viktig å ha for seg at variablene i realiteten vil kunne påvirke hverandre. En høy investeringskostnad kan for eksempel komme av at utbygger har investert i ekstra avanserte vindturbiner som igjen gir en ekstra høy brukstid. Dersom den positive effekten ved økt brukstid overgår den negative effekten ved høyere investeringskostnader, kan man i sum oppnå en redusert LCOE.

Sensitivitetsanalyser vil bli gjort på investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, brukstid og kalkulasjonsrente. Videre kunne det vært interessant å undersøke hvilke utslag endringer i turbinlevetid har på LCOE. Vi har valgt å overse dette da det virker å være enighet om at 20 års levetid er det som i dag benyttes i tilsvarende analyser. Sensitivitetsanalyser er utelukkende gjort for referansekraftverket.

I figur 19 og tabell 5 i appendiks presenteres resultatene fra sensitivitetsanalysen hvor hver variabel varieres med et nivå lik størrelsen på usikkerhetsintervallet, tilsvarende godt og dårlig

<sup>9</sup> I basisnivå er variablene lik variablene for referansekraftverket i basisscenarioet, se tabell 3.

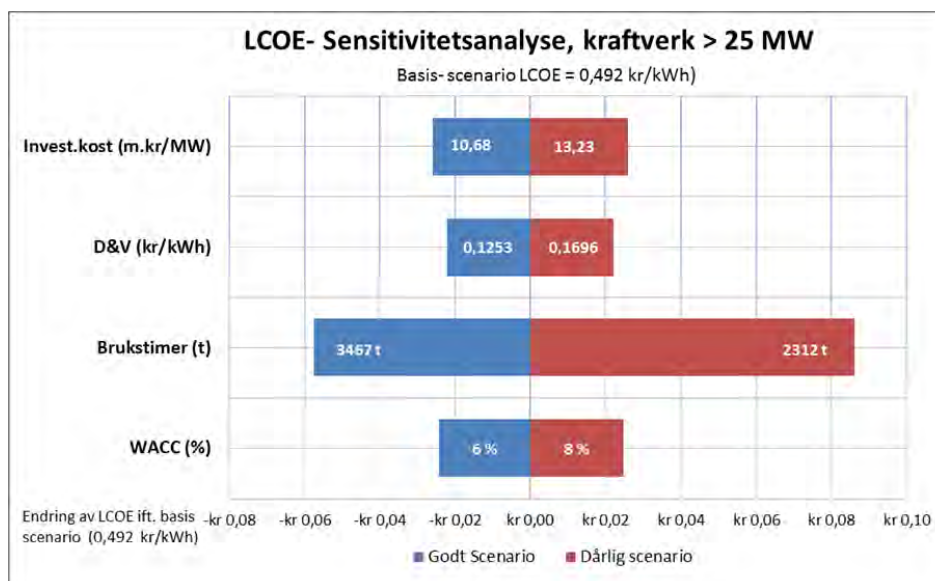


scenario. Det vises her hvordan en endring i en av variablene, alt annet like, endrer LCOE i forhold til basis nivået (0,492 NOK/kWh). Endringen uttrykkes i NOK/kWh.

Når investeringskostnaden varieres med +/- 7,5 % om basisnivået på 11,55 MNOK/MW, medfører dette en endring i LCOE på totalt 0,052 NOK/kWh. En reduksjon av investeringskostnaden på 7,5 %, forbedrer LCOE med 0,026 NOK/kWh (5,28 %) i forhold til LCOE i basisscenarioet. Sensitivitetsanalysen for drifts- og vedlikeholdskostnader viser at LCOE- nivået for referansekraftverket forandres med 0,044 NOK/kWh når vi lar D&V-kostnaden variere med +/- 15 %. En reduksjon i D&V-kostnadene på 15 %, vil resultere i en forbedring av LCOE på 4,47 %.

Videre kan vi observere hvordan LCOE- nivået for referansekraftverket forandres når vi lar brukstiden variere med +/- 20 % om basisnivået på 2889 timer. Etersom usikkerheten i produksjonen er antatt å kunne variere med 40 %, er det naturlig å forvente store utslag i LCOE. Ved å la brukstiden variere fra middels til høyt, og middels til lavt nivå, får vi at LCOE varierer med totalt 0,143 NOK/kWh. Hvis vindforholdene er gode, og brukstiden øker med 20 %, vil LCOE i basisscenarioet forbedres med 11,58 %. Analysen viser at variasjonen og usikkerheten i brukstiden (fra 2312 til 3467 timer) gir det største utslaget i LCOE.

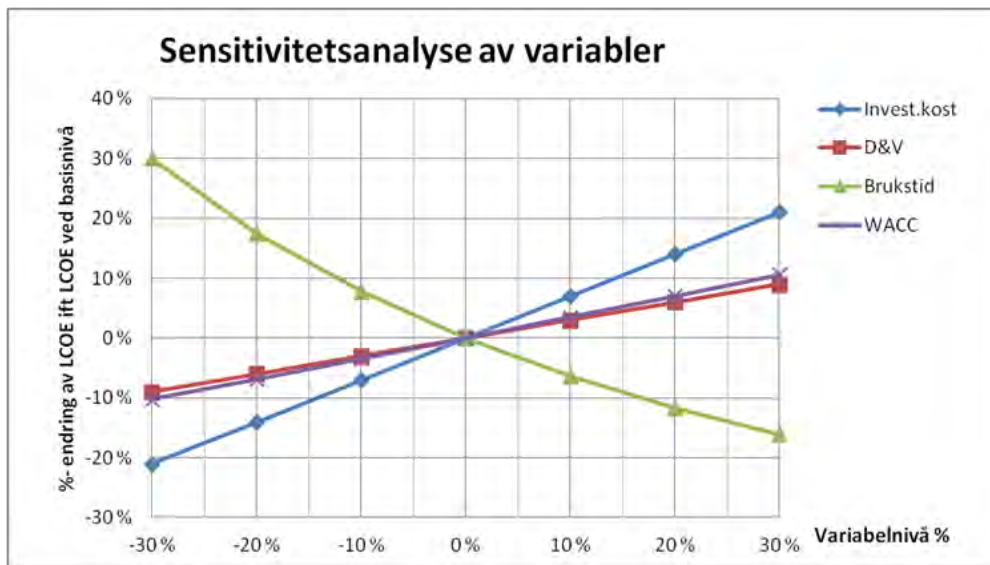
Til slutt presenteres variasjonen i LCOE- nivået for referansekraftverket når vi lar kalkulasjonsrenten variere fra 6-8 %. Under basisbetingelsene vil en endring i kalkulasjonsrenten fra 6-8 % medføre at LCOE varierer med totalt 0,049 NOK/kWh. Settes kalkulasjonsrenten ned med en prosent (fra 7 % til 6 %), vil LCOE forbedres med 4,87 %.



**Figur 19: LCOE i forhold til LCOE i basisscenarioet (0,492 NOK/kWh), som følge av endringer i variablene tilsvarende deres respektive usikkerhetsintervaller.**

For å bedre kunne sammenligne variablene opp mot hverandre er det hensiktsmessig å i tillegg utføre analyser hvor alle variablene varieres med samme nivå. På denne måten synliggjør man hvilke variabler som er viktigst å fokusere på for å forbedre lønnsomheten for fremtidige prosjekter.

Figur 20 viser endringen i LCOE i forhold til LCOE i basisnivået, som følge av en 10, 20, og 30 % endring av hver variabel. En reduksjon av investeringskostnaden, eller en økning av brukstiden på 20 % reduserer LCOE med hhv. 14 % og 18 %. For endringer i D&V-kostnader og kalkulasjonsrenten, viser figuren at disse har mindre effekt på LCOE. Av alle innsatsfaktorene viser sensitivitetsanalysene at LCOE påvirkes minst av drifts- og vedlikeholdskostnadene. En kostnadsreduksjon på 20 %, reduserer LCOE med 6 %. Dette er en viktig implikasjon som forteller oss hvor fokus bør ligge når det gjelder fremtidige effektivitetsforbedringer og kostnadsreduksjoner. For fremtidige prosjekter ligger det største potensialet for kostnadsreduksjoner i å øke brukstiden og redusere investeringskostnadene.



Figur 20: Prosentvis endringen av LCOE i forhold til LCOE i basisnivå, som følge av en 10, 20, og 30 % endring av hver variabel.

## 5. Fremtidig utvikling av LCOE

Vindkraftindustrien har de siste 30 årene vært gjennom en kraftig utvikling. Kombinasjonen av reduserte kapitalkostnader og stadig bedre produksjonseffektivitet har ført til en markant reduksjon av vindkraftens LCOE. Fra 1980-årene til starten av 2000-tallet falt LCOE i følge Schwabe, et al. (2011) jevnt over med en faktor på over 3. Etter vel fem år med stigende kostnader frem mot finanskrisen i år 2008 og 2009, har LCOE de siste årene igjen vært fallende. De mest effektive vindkraftverkene vil i enkelte land allerede være konkurransedyktige med tradisjonell teknologi som kullkraft, kjernekraft, og gasskraft. I følge Bloomberg New Energy Finance vil det gjennomsnittlige vindkraftverket kunne være konkurransedyktig med annen teknologi innen år 2016 (BNEF, 2011). Fallende vindturbinpriser, kombinert med økende priser på fossile energiresurser har ført til at vindkraftverk i land som Australia og Brasil i mange tilfeller allerede utkonkurrerer kullkraftverkene. Vindkraft i Australia er i dag 14 % og 18 % billigere enn kullkraft og gasskraft, uten subsidier (BNEF, 2013).

Vi ønsker i dette kapitlet å se nærmere på utviklingen av LCOE og underliggende komponenter. Basert på historisk utvikling av vindkraft, dagens utgangspunkt, og forventninger for fremtiden, vil vi utarbeide prognoser for utviklingen av investeringskostnader, brukstid, og drifts- og vedlikeholdskostnader frem mot år 2020 og år 2030. Tabell 6 i appendiks oppsummerer de viktigste faktorene for LCOE-forbedringer, gjennomgått i dette kapitlet. Tiden frem mot år 2030 deles inn i følgende to perioder:

- Periode 1: År 2012 til år 2020.
- Periode 2: År 2020 til år 2030.

For investeringskostnadene vil prognosene hovedsakelig baseres på erfaringskurveteori, mens prognoser for utviklingen av brukstid og drifts- og vedlikeholdskostnader vil baseres på andre analyser. Erfaringskurveteori benyttes kun for investeringskostnader fordi læringseffekter her er mest markante og lettest å observere.

## 5.1 Utvikling av investeringskostnadene

Som vist i sensitivitetsanalysen og figur 20, ligger det et stort lønnsomhetspotensial i å redusere investeringskostnadene. En positiv utvikling av kostnader forbundet med produksjon og installasjon av turbiner, vil ha stor direkte betydning for vindkraftens lønnsomhet. Turbinkostnadene alene utgjør som nevnt omkring 75 % av kapitalkostnadene.

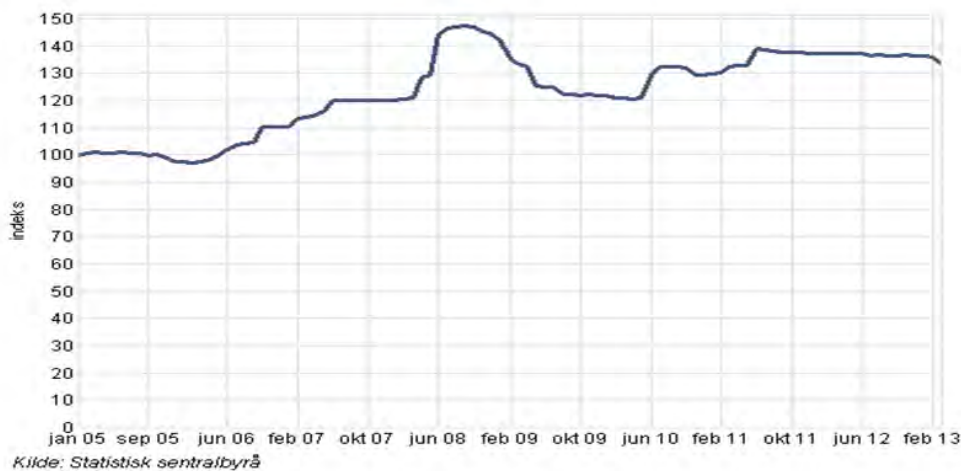
### *Turbinpriser*

Prisene på vindturbiner har siden pristoppen i år 2008- 2009 vært fallende. Med svak etterspørsel og lave priser opplevde man i første halvdel av 2000- tallet en konsolidering av vindturbinprodusenter (Nielsen, et al., 2010). Med økt politisk fokus på fornybar energi, begynte etterspørselen å ta seg kraftig opp fra omkring år 2004- 2005. Konsolideringen reduserte konkurransen i markedet, og kombinert med sterk etterspørselsvekst og stigende råvarepriser, økte prisen på vindturbiner. Data fra prosjekter i USA, Danmark, Spania og ellers i Europa viser i følge Schwabe, et al. (2011) at kapitalkostnadene økte fra år 2004 og opp mot år 2007- 2009. Mellom år 2005 og 2008 vokste det globale markedet for vindkraft med 30-40 % årlig (EWEA, 2009). I denne perioden var vindkraftteknologien i rask utvikling, og vindturbinene ble stadig større og mer effektive. Med finanskrisen falt imidlertid etterspørselen, noe som resulterte i lavere priser på vindturbiner. I følge NVE (2012a) er turbinprisene redusert med omkring 20 % siden år 2008. Etter år med rask vekst virker markedet for vindkraft nå å være i en tilpasnings- og stabilitetsfase. Det er derfor ventet at prisene faller, og etter hvert stabiliserer seg på et nivå som gjenspeiler de reelle produksjonskostnadene for vindturbinprodusentene (Nielsen, et al., 2010). Etableringen av nye produsenter, fra land som Kina og Korea, har også vært med på å øke konkurransen i markedet. Dette vil trolig bidra til å redusere prisene fremover, slik man har opplevd i solcellebransjen.

### *Stålpriser*

Stål er den viktigste komponenten i vindturbiner, noe som medfører at stålprisen har en høy innvirkning på utbyggerens investeringskostnad. Basert på komponentsammensetningen av en Vestas V80 2MW vindturbin, består en vindturbin av totalt 87 % stål (Nielsen, et al., 2010). Mer detaljert er andelen stål følgende for de ulike delene av vindturbinen: Nav (100 %), rotorblader (5 %), nacelle (80 %) og tårn (98 %). For å redusere bruken av stål i turbintårnet har enkelte produsenter tatt i bruk en blanding av betong og stål. Dette vil i følge Cenã &

Simonot (2011) kunne redusere tårnkostnadene med omkring 44 % sammenlignet med tårn konstruert utelukkende av stål. Utviklingen av stålprisen (pris på konstruksjonsstål i Norge) illustreres av figur 21. Grafen viser at man frem mot finanskrisen i 2008, opplevde en kraftig økning i stålprisene. I følge (Nielsen, et al., 2010) stod økningen i stålpriser for omkring 16 % av den samlede prisstigningen på vindturbiner i perioden år 2003 til år 2008. Stålprisene har siden 2011 stabilisert seg. Fremtidige stålpriser vil særlig avhenge av aktiviteten i verdensøkonomien. Gitt at den sterke veksten i land som Kina, India, Brasil, mfl. fortsetter, vil etterspørselen etter stål, og derav stålprisene, trolig holde et høyt nivå også fremover.



**Figur 21: Utvikling av norske priser på konstruksjonsstål, fra år 2005 til 2013 (2005 = 100). Kilde: (SSB, 2013b)**

### *Installasjon av vindturbiner*

Installasjon av vindturbiner står for en relativt stor andel av de totale investeringskostnadene. I Norge vil utilgjengelighet og terrengkompleksitet ofte gjøre installasjonen ekstra komplisert og utfordrende, noe som igjen øker kostnadene forbundet med for eksempel infrastruktur, nettverkstilknytning og transport av turbiner. Etter hvert som de beste vindkraftlokalisasjonene i Norge utnyttes, forventes det at installasjonskostnadene vil øke (NVE, 2011). Dette kommer blant annet av at kostnader i forbindelse med nettverkstilknytning vil øke når avsidesliggende områder, langt fra sentralnettet, tas i bruk. Utilgjengelighet, kombinert med stadig større vindturbiner (tårn og rotorblader), gjør i mange tilfeller transport og installasjon mer krevende og kostbart i Norge enn i andre land. Det ligger derfor et potensial for kostnadsreduksjoner i å utføre mer av turbinproduksjon og montering lokalt.

## ***Skalafordeler***

Det foreligger skalafordeler i byggingen og installasjonen av vindkraftverk. Bygges vindparken i større skala (mange vindturbiner) fordeles installasjonskostnadene over flere vindturbiner. Ved å bygge i større skala vil man derfor kunne redusere kostnader per MW installert kapasitet. Samtidig vil det være skalafordeler i å installere større vindturbiner. Dette er tilfellet fordi installasjonskostnaden per produserte enhet energi (NOK/kWh) er relativt lavere for store enn små vindturbiner.

Etter at Smøla vindkraftverk installerte de siste av sine 68 vindturbiner i år 2005, som datidens største vindkraftverk i Europa (Store norske leksikon, 2013a), har trenden i Norge vært å bygge vindkraftverk i større skala. Ser man på norske vindkraftverk som har fått godkjent sine konsesjoner etter år 2009 (jfr. tabell 1 og 2), planlegger 24 av 33 utbyggere å bygge ut kapasitet på over 50 MW. Til sammenligning har bare 5 av 23 vindkraftverk i drift per 2012 en installert kapasitet på over 50 MW (Weir, 2013a). Dette indikerer at utbyggerne ser fordeler av å bygge i større skala.

### **5.1.1 Prognoser for investeringskostnader**

Prognoser for utviklingen av investeringskostnadene fremover vil bli utarbeidet ved bruk av erfaringskurven. Erfaringskurven er en mye brukt metode for å predikere fremtidig utvikling av produksjonskostnader for vindkraft. Historisk kan man se klare tegn på hvordan erfaring og læring har bidratt til å redusere kostnader, øke produksjonseffektiviteten og bedre lønnsomheten i vindkraftindustrien.

#### **Erfaringskurven**

Erfaringskurven beskriver i følge Neij et al. (2003) kostnadsreduksjonen for en teknologi, som en funksjon av kumulativ erfaring, i form av antall enheter produsert. Erfaringskurven uttrykker dermed hvordan kostnader faller med akkumulert produksjon.

Når vi analyserer kostnadsreduksjonene for vind er det viktig å ha for seg at erfarings- og læringseffekter har flere dimensjoner. Neij et al. (2003) beskriver dette som at den totale læringseffekten, uttrykt gjennom erfaringskurven, består av flere individuelle *læringssystemer*. For vindturbinen kan læring brytes opp i læringssystemer for design og utvikling av vindkraftturbiner, og for installasjon av turbiner. Disse læringssystemene kan igjen brytes opp i læring innen design av rotorblader, tårn og naceller, og for læring innen konstruksjon av fundament, infrastruktur, nettverkstilknytning og kablegging. Aggregerte

erfaringskurver er derfor gjerne satt sammen av flere erfaringskurver. Ønsker man et detaljert bilde av hvilke deler av produksjonskjeden som faktisk driver kostnadsutviklingen, vil det dermed være nyttig å bryte opp den aggregerte erfaringskurven. Da vår utredning baserer seg på aggregerte tall, vil det imidlertid heller fokuseres på den overordnede kostnadsutviklingen.

### **Teoretisk fremstilling av erfaringskurven**

I følge Bye et al. (2002) kan erfaringskurven teoretisk beskrives på følgende måte:

$$k(t) = K_0 * x(t)^{-E} \quad (5.1)$$

$k(t)$  = kostnad pr. enhet ved tidspunkt  $t$ , hvor  $t$  er antall år

$x(t)$  = akkumulert produksjon ved tidspunkt  $t$

$K_0$  = kostnad pr. enhet for den første enheten (når akkumulert produksjon = 1)

$E$  = graden av læring

På logaritmisk form kan (5.1) uttrykkes slik:

$$\ln k(t) = \ln K_0 - E * \ln x(t) \quad (5.2)$$

På denne formen kan erfaringskurven dermed illustreres som en rett linje i et diagram med logaritmisk skala (Bye, et al., 2002). I realiteten vil erfaringskurver ikke være lineære, da effekten av læring og erfaring er avtagende over tid. Helningen på erfaringskurven, kalt progress ratio (PR), uttrykker utviklingen av kostnadsreduksjonen for teknologien. For hver dobling av akkumulert produksjon faller enhetskostnadene med PR, hvor PR er forutsatt å være konstant. PR kan uttrykkes på følgende måte:

$$PR = \frac{K_0 * [2*x(t)]^{-E}}{K_0 * [x(t)]^{-E}} = 2^{-E} \quad (5.3)$$

Som eksempel vil en PR på 0,9 bety at kostnadene reduseres med 10 % hver gang akkumulert produksjon doubles. Videre vil vi benytte begrepet *læringsrate* ( $L = 1 - PR$ ) for å uttrykke hvor mye enhetskostnadene faller hver gang akkumulert produksjon doubles. I eksempelet over, vil en PR på 0,9 gi en læringsrate på 10 % ( $L = 1 - 0,9$ ).

### **Datagrunnlag for erfaringskurven**

For å utlede erfaringskurven ønsker vi, jfr. formel (5.1.), å finne akkumulert produksjon  $x(t)$ , ved tiden  $t$ , og graden av læring,  $E$ . Vi forutsetter videre at akkumulert produksjon (av vindturbiner) tilsvarer akkumulert installert vindturbin kapasitet. Gradene av læring beregnes ved hjelp av læringsraten,  $L$ .

I følge Latz et al. (2012), vil det være mest relevant å se på det globale markedet for vindkraft når man beregner hvordan vindkraftindustrien nasjonalt påvirkes av læring og erfaring. Dette begrunnes med at vindkraft de senere årene har blitt en global industri, hvor turbinprisene konvergerer, og teknologisk diffusjon skjer raskt mellom lands produsenter og installatører. Da utviklingen av kostnader for norske vindkraftprosjekter langt på vei er gitt utviklingen av utenlandske priser på turbiner og servicekontrakter, vil en slik sammenheng også gjelde når norsk vindkraft skal analyseres. Utredningen tar derfor utgangspunkt i globale installeringsrater for vindkraftkapasitet når erfaringskurven utledes. Det vil av samme grunn være naturlig å henvende seg til nyere, internasjonale studier for å finne en fornuftig læringsrate for produksjon og installasjon av vindturbiner.

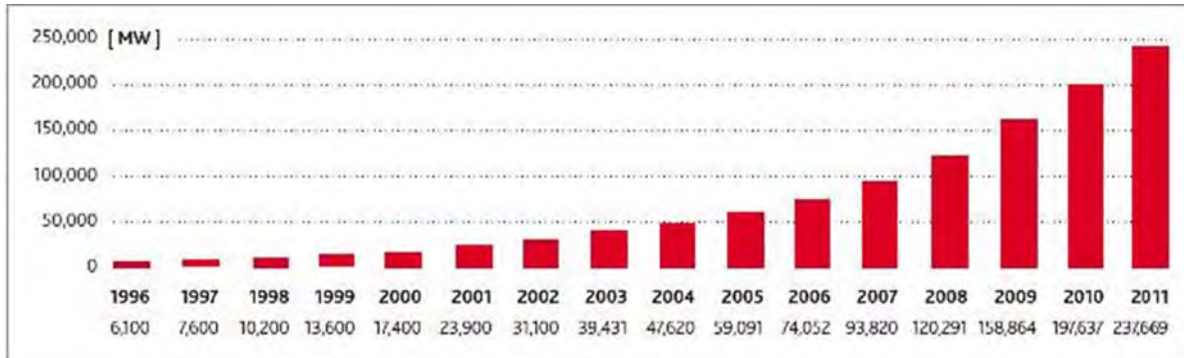
### **Beregning av akkumulert vindkraftkapasitet $x(t)$ :**

For å estimere fremtidig akkumulert vindkraftkapasitet  $x(t)$ , er det hensiktsmessig å finne et anslag for den globale, årlige vekstraten av akkumulert kapasitet. I Lemming et al. (2009), antar man at den globale årlige vekstraten gir en dobling av akkumulert vindkraftkapasitet hvert tredje år. Denne antagelsen er basert på historisk utvikling av akkumulert kapasitet i perioden år 2001- 2006, hvor det i løpet av fem år var en gjennomsnittlig vekst på omkring 25 %.

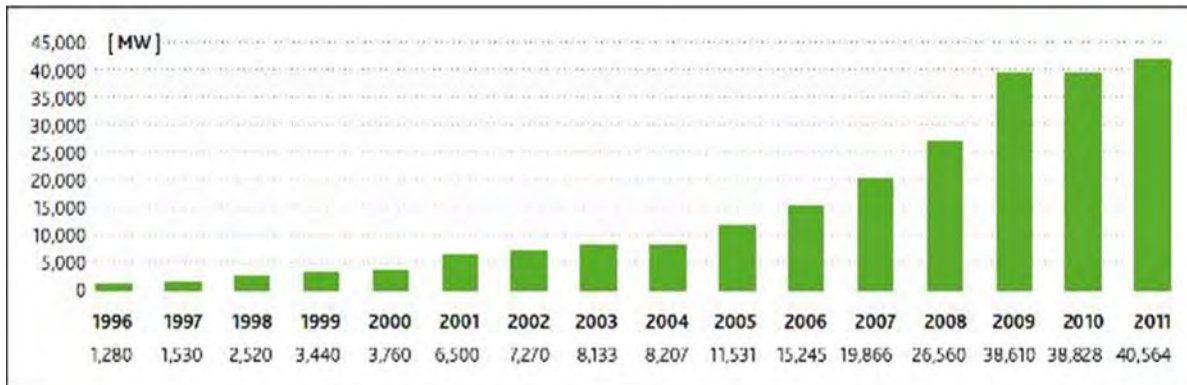
Fra GWEC (2012) og figur 22, finner vi oppdaterte tall på utviklingen av den globale akkumulerte vindkraftkapasiteten. Mellom år 2006 og 2011 økte akkumulert kapasitet fra 74.052 MW til 237.669 MW. I løpet av fem år varierte den årlige kapasitetsøkningen mellom 16,8 % og 24,3 %. Dette gir et årlig gjennomsnitt på ca. 21 %. Historisk kapasitetsutvikling tilsier dermed at industrien kan forvente en dobling av akkumulert kapasitet hvert femte år. Spørsmålet er hvorvidt denne trenden vil fortsette fremover. Studerer man tallene nærmere ser man at veksten i installert kapasitet avtok kraftig etter år 2009, jfr. figur 23. Dette var i følge GWEC (2011) en reaksjon på finanskrisen, hvor man i slutten av år 2008 og begynnelsen av



år 2009, opplevde svært lave ordrer på nye vindturbiner i OECD- land. Samtidig som vestlige land opplevde lav vekst var veksten i Asia stor, noe som har fortsatt i og etter år 2011.



**Figur 22: Historisk utvikling av global akkumulert vindkraftkapasitet i perioden år 1996 til år 2011. Kilde: (GWEC, 2012).**



**Figur 23: Årlig nyinstallering av global kapasitet i perioden år 1996 til år 2011. Kilde: (GWEC, 2012).**

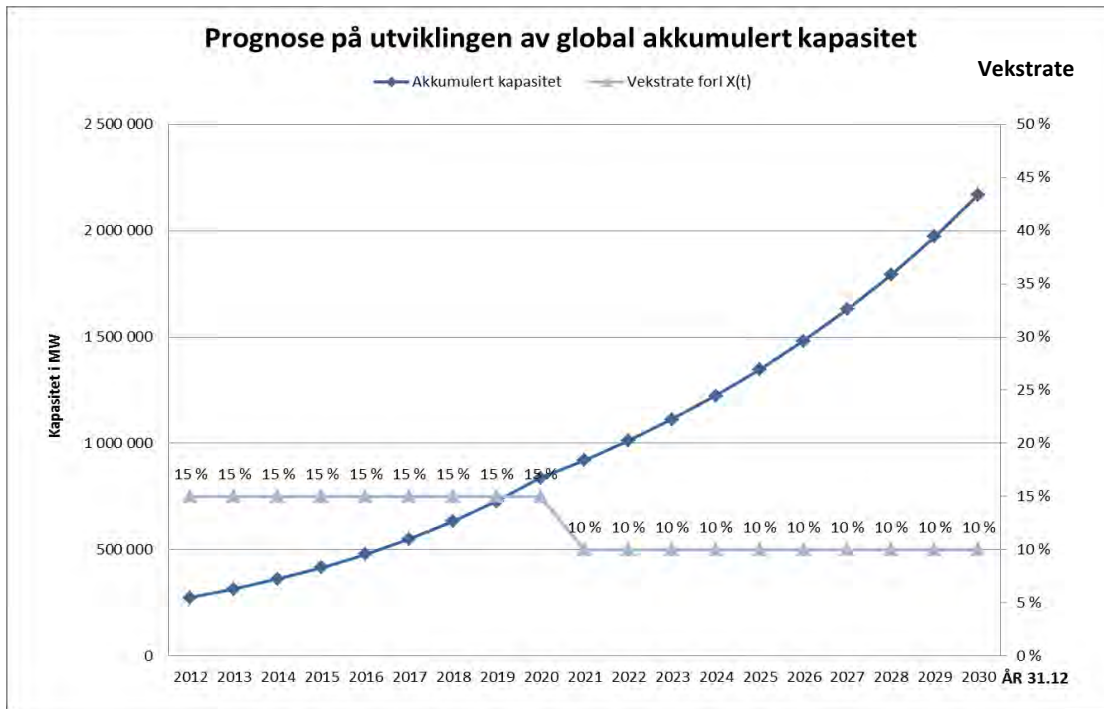
De største investeringene har de siste årene funnet sted utenfor de tradisjonelle OECD-landene, med kraftig vekst i blant annet Kina, India, Brazil og Mexico GWEC (2012). Kina er i dag det største markedet for vindkraft, og har en installert kapasitet på 62,4 GW i 2011, tilsvarende 26,2 % av verdens totale kapasitet. Vindkraftindustrien i Kina har hatt en formidabel utvikling. Både i år 2010 og 2011 ble det i følge GWEC (2012) installert omkring 18 GW ny kapasitet årlig. Dette tilsvarte en kapasitetsvekst på omkring 39 % for år 2011. Begrensinger i nettverkskapasiteten virker nå å kunne være en barriere for vedvarende kraftig vekst i Kina. Fra 2011 har det europeiske og nordamerikanske vindkraftmarkedet langt på vei hentet seg inn igjen, og man opplever igjen god vekst i disse markedene. I USA kan politisk usikkerhet rundt støtteordninger for vindkraft true veksten fremover GWEC (2012).

På bakgrunn av historiske trender, nye fremvoksende markeder, og gjeldende og fremtidige politiske rammebetingelser og klimapolitikk, har Global Wind Energy Council i sin rapport *Global Wind Energy Outlook 2012* (GWEC & Greenpeace, 2012) utarbeidet tre scenarioer for utviklingen av global vindkraft. I det midterste (moderate) scenarioet er vekstraten for global akkumulert kapasitet ventet å falle fra 19 % i 2012 til 11 % i 2020, og videre til 6 % i 2030. Etter hvert som akkumulert kapasitet vokser og det totale markedet blir større, er det naturlig å forvente et fall i vekstraten, da den faktiske kapasitetsveksten etter hvert blir svært stor. For enkelhetens skyld holder vi vekstraten fast i hver periode.

Vi forutsetter følgende for utviklingen av global akkumulert kapasitet:

- År 2012- 2020: Basert på gode historiske vekstrater og utsikter for videre kraftig vekst i blant annet vindkraftmarkedene i Asia og Latin Amerika, antar vi at den årlige veksten i akkumulert kapasitet ligger på 15 %.
- År 2020- 2030: Den globale vekstraten avtar etter hvert som den akkumulerte kapasiteten blir svært stor. Samtidig modnes vindkraftmarkene i flere land, og terskelen for hvor mye vindkraft det er fordelaktig å ha i energimiksen er flere steder nådd. Vi antar at den årlige veksten i kumulativ kapasitet ligger på 10 %.

Figur 24 illustrerer vår prognose for utviklingen av global akkumulert kapasitet. I perioden år 2012 til 2020 er kapasiteten ventet å vokse med 15 % årlig, fra omkring 237,7 til 836,1 GW. Videre forutsetter vi en årlig kapasitetsøkning på 10 % i perioden år 2020 til 2030, fra 836,1 GW til 2168,6 GW. En betydelig andel av denne kapasiteten kan ventes å komme i form av offshore vindkraft. Da produsenter av offshore og landbasert vindkraft ofte er de samme, antar vi at læringseffekter ved offshore vindturbinproduksjon fullt ut reflekteres i læringseffekter for landbasert vindkraft. Prognosene kan virke optimistiske, men ligger innenfor det som er forventet av scenarioer presentert av Global Wind Energy Council (GWEC, 2012) og International Energy Agency (IEA, 2012). Usikkerheten er imidlertid stor.



Figur 24: Utviklingen av global akkumulert vindkraftkapasitet, år 2012 – 2030.

### Beregning av læringsraten (L):

Vi ønsker her å finne en fornuftig læringsrate for produksjon og installasjon av vindkraftturbiner. På bakgrunn av utviklingen i kapasitet og investeringskostnader i Danmark og Tyskland i tiårene frem mot år 2000, beregner Neij et al. (2003) en historisk læringsrate på mellom 6 % og 8 %. Her er forbedringer i turbinteknologi og kapasitetsfaktor utelatt. Lemming et al. (2009) benytter en læringsrate på 10 % for å estimere kostnadsutviklingen for perioden år 2006 til 2020. Dette gir en reduksjon i investeringskostnadene på omkring 20 % innen 2020. Læringsraten er da basert på historisk utvikling av kapasitet og kostnader i årene frem mot år 2004, i tillegg til tilgjengelig markedsinformasjon og forventninger for fremtidig utvikling av kapasitet og kostnader. Lemming, et al. (2009) antar videre at læreraten avtar over tid, etter hvert som industrien modnes. Etter år 2020 vil man derfor ha en læringsrate på 6 %, frem mot år 2030. Kapasitetsfaktoren holdes her konstant i hele analysen. Dette begrunnes med at man antar at turbinenes tekniske effektivitetsforbedringer vil bli nøytralisert av at man grunnet knapphet på landareal tar i bruk mindre attraktive områder med lavere vindhastighet.

EWEA (2009) benytter en læringsrate på 7 % i perioden år 2010 til 2050. I studiet estimeres det da at investeringskostnadene vil falle med omkring 20 % innen 2030. En fast læringsrate på 7 %, over en periode på 40 år, kan antas å være for lav i perioden frem mot år 2020, og for høy i senere perioder, jfr. Lemming, et al. (2009) sitt argument om avtagende læringseffekter over tid.

Basert på resultatene funnet i studiene nevnt ovenfor, og en antagelse om at læringseffektene avtar over tid, forutsetter vi følgende læringsrate (L), og progress ratio (PR) for de to periodene:

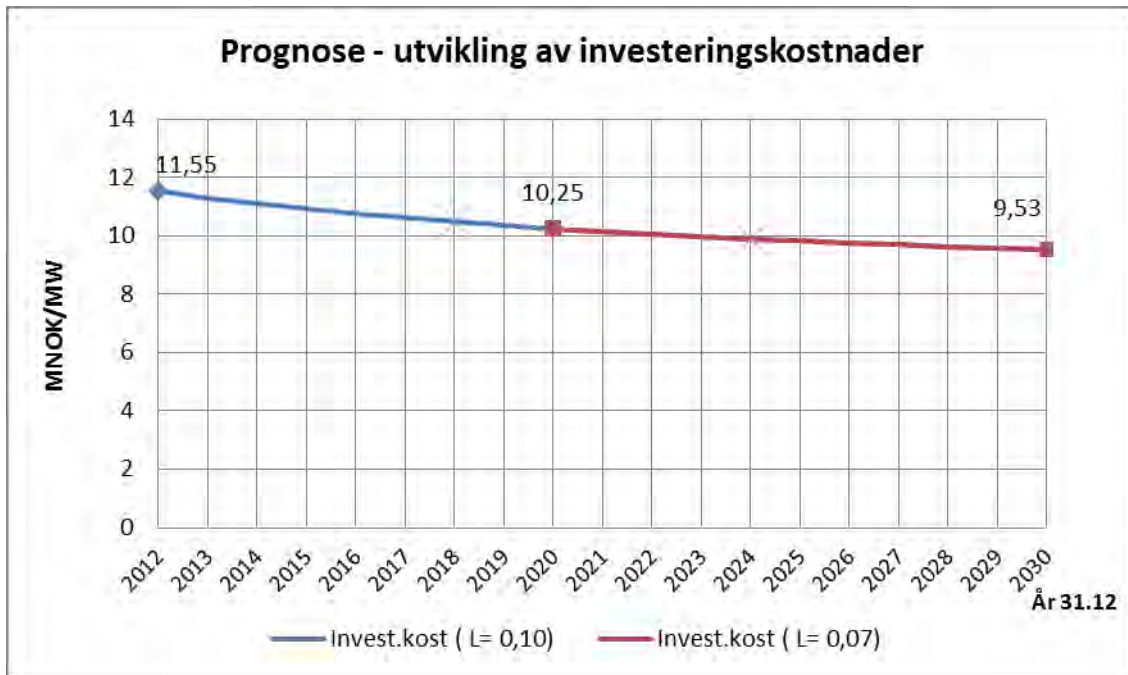
- År 2013- 2020:  $L_1 = 0,10$  (PR = 0,90). Med en installeringsrate på 15 % reduseres investeringskostnadene med omkring 10 % hvert syvende år.
- År 2020- 2030:  $L_2 = 0,07$  (PR = 0,93) Med en installeringsrate på 10 % reduseres investeringskostnadene med omkring 7 % hvert tiende år.

### **Beregning av fremtidige investeringskostnader**

Jfr. formel (5.3) beregner vi graden av læring (E) av  $\ln(\text{PR}) / \ln(2)$ . Med en progress ratio (PR) på 0,9 og 0,93, får vi hhv.  $E_1 = 0,152$  og  $E_2 = 0,105$  for perioden år 2013- 2020 og år 2020- 2030. Vi finner da den endelige investeringskostnaden for år t, ved å sette  $E_1$ ,  $E_2$  og akkumulert kapasitet<sup>10</sup>,  $x(t)$ , inn i formel (5.1):  $k(t) = K_0 * x(t)^{-E}$ . Resultatene er illustrert i figur 25, samt presentert i appendiks, tabell 8. Av figuren kan vi se at investeringskostnadene faller fra 11,55 MNOK/MW i år 2012, til 10,25 og 9,53 MNOK/MW i år 2020 og 2030, tilsvarende en prosentvis reduksjon på 11,2 % og 7 %. Kryssene i figuren viser investeringskostnaden i årene kumulativ kapasitet doubles. Dette skjer ca. i år 2018 og 2024, hvor investeringskostnadene er hhv. 10,48 og 9,89 MNOK/MW.

---

<sup>10</sup> Akkumulert kapasitet  $x(t)$  er lik 1 i år 2012, og øker hvert år med vekstraten for akkumulert kapasitet:  $x(2013) = 1,15 (1+0,15)$ ,  $x(2014) = 1,30 (1,15+0,15)$ , osv.

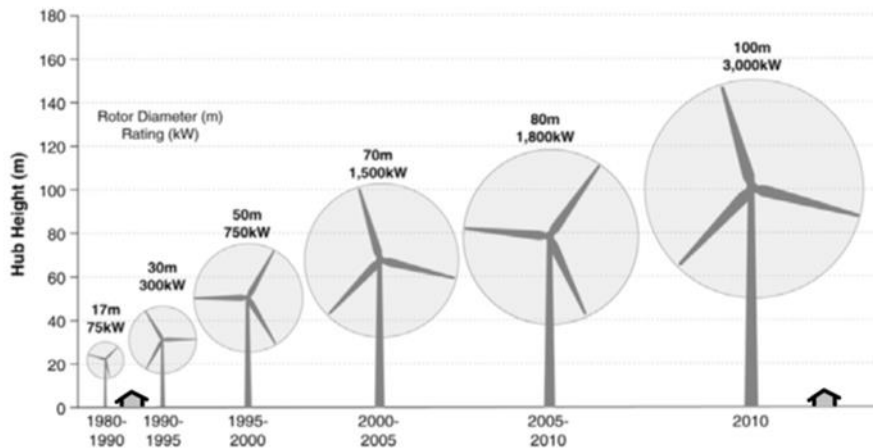


Figur 25: Prognose for utviklingen av investeringskostnader, gitt læreratorene  $L= 10$  og  $L = 0,07$

## 5.2 Utviklingen av brukstid

Mye av potensialet for reduksjon av LCOE ligger i å forbedre vindturbineteknologien og å øke brukstiden. Fra sensitivitetsanalysen i delkapittel 4.5 og figur 20, så vi at en 10 % økning av brukstiden vil kunne gi omkring 7 % lavere LCOE. Vindkraftteknologien har de siste tiårene utviklet seg raskt gjennom flere teknologiske sprang. I følge EWEA (2009) har forbedret turbineteknologi, høyere turbintårn og mer gunstig lokalisering av vindturbiner økt kapasitetsfaktoren med 2- 3 % årlig, de siste 15 årene.

Det generelle fokuset for effektivitetsforbedringer har lenge vært rettet mot høyden på turbintårn og størrelsen på rotorbladene. Et større sveipt område, samt høyere turbintårn med høyere installert rotor (i høyden er vindhastighetene kraftigere), betyr at mer av den tilgjengelige vindenergien kan utnyttes. Figur 26 illustreres hvordan størrelsen på vindturbiner og turbindiameter har økt de siste tiårene. Det har vært en eksponentiell vekst i turbinstørrelse, fra de tidlige 10- 100 kW turbinene med en rotordiameter på omkring 20 meter, til dagens 1,5 MW- 3 MW turbiner med en rotordiameter på 80-130 meter.



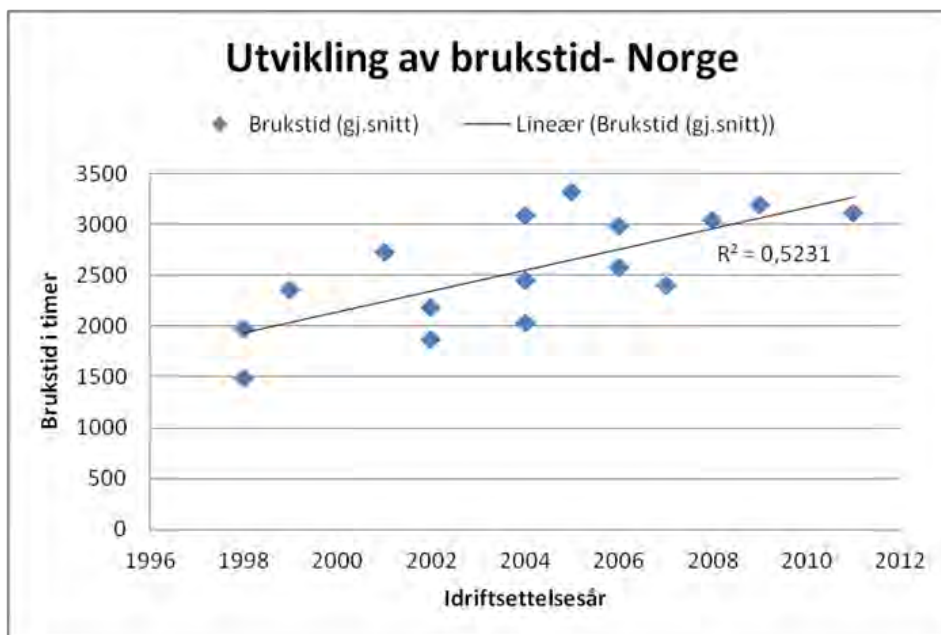
Figur 26: Utvikling av turbinstørrelse fra år 1980 til år 2010. Kilde: (Lantz, et al., 2012)

Vindhastigheten øker normalt med høyden over bakken. I høyden unngår man også effekttap grunnet turbulens, da turbulens spesielt oppstår i områder med kupert terreng og høy terrengkompleksitet. Vindturbinens produksjon øker omtrent proporsjonelt med kvadratrotten av tårnhøyden EWEA (2009). Denne sammenhengen innebærer imidlertid ikke uten videre at kostnader per produsert energienhet (NOK/kWh) faller med størrelse, da større dimensjoner på rotorblader og tårn øker materialkostnadene. Samtidig må tårn og rotor styrkes for å kunne tåle høyere vindhastigheter. Dette gjør at rotorblader, naceller og tårn blir svært tunge når dimensjonene øker. For å tillate større rotorblader og lettere naceller må det utvikles sterkere og lettere materialer (f. eks. titanium og glassfiber), noe som kan være kostbart. I tillegg blir transport, installering og vedlikehold mer krevende for store turbiner. Som utbygger må man derfor ta stilling til en *trade off*, hvor verdien av økt produksjon vektet mot økte kostnader. I følge Åtland, et al. (2011b) er nåverdien av inntektsøkningen man får ved økt produksjon, i dag mindre enn merkostnadene til konstruksjon og materialer.

Vindteknologien er i modning, og mye av produktivetsgevinstene knyttet til turbindesign og økte dimensjoner er i stor grad hentet ut. Etter hvert som teknologien modnes vil man normalt forvente at videre effektivitetsforbedringer vil skje gjennom mer inkrementelle innovasjoner. Selv om mye av potensialet er tatt ut vil fremtidig fokus trolig være på å forbedre turbindesignet slik at man ytterligere kan øke effektiviteten og utnytte enda mer av vindenergien. Det vil være viktig å konstruere mer fleksible og holdbare turbiner som kan opprettholde høy produksjon i flere timer av året, over en lenger levetid. Dette er særlig viktig i Norge, hvor klimaforholdene er mer ekstreme enn normalt.

## 5.2.1 Prognoser på fremtidig brukstid

Figur 27 viser gjennomsnittlig brukstid over driftsperioden for norske vindkraftverk satt i drift mellom år 1998 og år 2011. Trendlinjen viser at brukstiden virker å være høyere for nye enn eldre kraftverk. Basert på dette begrensede utvalget ser det ut til at brukstiden har økt med ca. 3,8 % årlig, fra omkring 2000- til 3000 timer. I følge Hofstad (2011) kan den positive utviklingen av brukstiden blant annet begrunnes ved at utbyggerne tar i bruk landområder med bedre vindforhold. I tillegg velges mer egnede vindturbiner som ved hjelp av avansert datateknologi (*micro siting*) plasseres på en mer optimal måte. Samtidig foregår det kontinuerlige teknologiforbedringer av selve turbinen. Den positive utviklingen, jfr. trendlinjen i figur 26, kan derfor betegnes som en læringskurve for utbyggerne av vindkraft. Retter man blikket mot utviklingen av brukstiden for vindturbiner i andre land, vil man se en lignende utvikling. James-Smith (2011) viser til en 50 % økning av brukstiden for danske vindturbiner fra år 2000. Dette tilsvarer en årlig økning på 4,5 %. I USA har brukstiden i følge Wieser et al. (2012) økt med omkring 32 % fra år 1999 til år 2011, tilsvarende en årlig økning på 2,7 %. Spørsmålet er om denne trenden vil fortsette fremover, og i så fall med hvilket omfang.



Figur 27: Gjennomsnittlig brukstid sammenlignet opp mot idriftsettelsesår, for norske kraftverk i drift. Kilde: (Hofstad, 2011).

Med bedre teknikker for vindmåling og micro siting vil man på kort og mellomlang sikt trolig klare å ta i bruk landområder med mer gunstige vindforhold, og med dette øke brukstiden ytterligere. På lengre sikt, avhengig av fremtidig kapasitetsutbygging, vil man også i Norge risikere knapphet på attraktive områder. Hvis utbyggere må ta i bruk mindre vindfulle områder med lavere produksjonspotensial, vil dette virke negativt inn på brukstiden. Kjeller Vindteknikk har på oppdrag for NVE fått beregnet at det totale teoretiske vindkraftpotensialet i Norge er på 416 TWh årlig produksjon (NVE, 2009c), forutsatt at man tar i bruk alle områder med årsmiddelvinder høyere enn 8 m/s<sup>11</sup>. Selv om potensialet er stort, viser erfaringer fra konsesjonsprosessen at den faktiske utbyggingen sannsynligvis begrenses ytterligere av blant annet miljøhensyn, utilstrekkelig nettverkskapasitet og lokal motstand.

I tillegg til gevinster ved bedre plassering vil teknologisk utvikling av vindturbinen gi kontinuerlige forbedringer av produksjonseffektiviteten. Som nevnt har høyere vindturbintårn og større rotorblader vært den viktigste kilden til høyere effektivitet og brukstid de siste tiårene. Selv om mye av dette potensialet virker å være tatt ut, forventes teknologien å forbedres på en rekke andre områder. Lawrence Berkeley National Laboratory nevner i sitt bidrag til Lantz et al (2012) blant annet følgende drivere for økt turbineffektivitet: Mer avanserte rotorer med bedre aerodynamisk design, avansert nacelleteknologi med bedre kontrollsystemer, og rotorer som i større grad kan tilpasse seg variable vindforhold og turbulens. Dette vil øke driftssikkerhet og brukstid, samt redusere slitasjen og behovet for vedlikehold. Bedre kontrollsystemer og algoritmer for vindkraftproduksjon, inkludert økt forståelse av vakingeffekter mellom vindturbiner, vil også være en viktig faktor for å øke brukstiden.

Basert på det nevnte forbedringspotensialet antar vi følgende om brukstiden fremover:

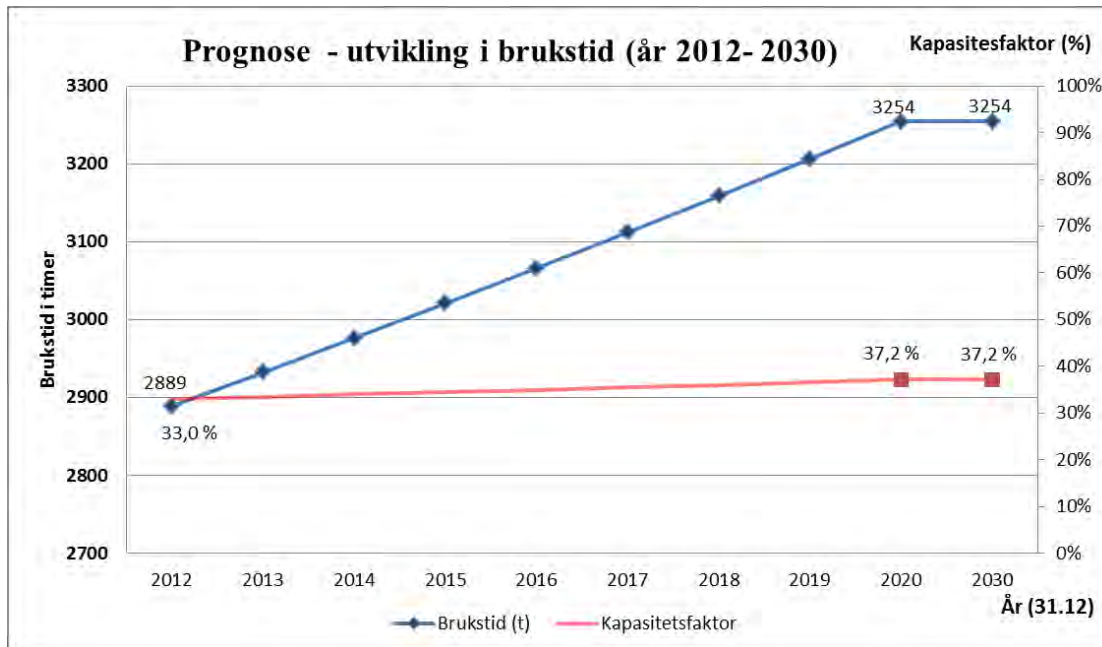
- År 2013- 2020: Brukstiden øker lineært med 1,5 % årlig, frem mot 2020. Den positive utviklingen av brukstiden fortsetter, men med mindre styrke enn observert de siste 10-15 årene, hvor turbindingens dimensjonene har økt markant.
- År 2020- 2030: Brukstiden holdes uendret. Det meste av effektivitetspotensialet er allerede tatt ut gjennom nær optimalisert turbinding. De forbedringene som oppstår vil over tid nøytraliseres av at utbyggerne må ta i bruk mindre attraktive landområder med lavere vindhastigheter.

---

<sup>11</sup> Her er områder begrenset av terrengforhold, skog, vernestatus, bebyggelse, byggeforbud i strandsone, og innsjøer ekskludert.



Med bakgrunn i forutsetningene ovenfor vil utviklingen av brukstid og kapasitetsfaktor for norsk vindkraft bli som vist i figur 28. Fra år 2012 til 2030 øker brukstiden fra 2889 til 3254 timer.



Figur 28: Prognose på utviklingen av brukstid og tilhørende kapasitetsfaktor for norsk vindkraft, frem mot år 2030.

### 5.3 Utvikling av drifts- og vedlikeholdskostnader

I Norge vil de daglige utgiftene til drift- og vedlikehold, dekket gjennom serviceavtaler, normalt utgjøre halvparten av drifts- og vedlikeholdskostnadene (NORWEA, 2012). Utviklingen av de totale drifts- og vedlikeholdskostnadene er derfor i stor grad gitt utviklingen i internasjonale priser på serviceavtaler. Den endelige prisen vil likevel variere fra prosjekt til prosjekt, avhengig av utfallet av forhandlinger mellom utbygger og leverandør. Viktige faktorer som spiller inn på prisen er størrelse på parken, og hvor mye vedlikehold som forventes gjennom levetiden. Vedlikeholdsbehovet er igjen avhengig av kvaliteten på turbinene, samt lokale klima- og vindforhold. Med desentralisert og vanskelig tilgjengelighet vil norske utbyggere ofte betale en høyere pris på serviceavtaler enn hva som er normalt i det internasjonale markedet (NVE, 2012a).

De siste årene har veksten i drifts- og vedlikeholdskostnader vært høy for norske vindkraftutbyggere. Med bakgrunn i utviklingen av NVE sine årlige referansetall for vindkraftprosjekter, indikeres det at kostnadene kan ha økt med omkring 50 % mellom år

2009 og 2012. Denne utviklingen ansees ikke som representativ for utviklingen av kostnadene fremover, da raskt skiftende markedsforhold har påvirket prisen på serviceavtaler i unaturlig stor grad i perioden.

Den internasjonale prisen på serviceavtaler har økt de siste årene. Nielsen, et al. (2010) begrunner dette med at vindturbinene er blitt større og mer komplekse, noe som har gjort utbyggerne mer avhengig av de garanti- og serviceavtaler som leverandørene tilbyr. Kompleksiteten og den raske teknologiske utviklingen av vindturbiner har også begrenset konkurransen i markedet for serviceavtaler. Etter hvert som vindkraftteknologien, og markedet for service- og vedlikeholdstjenester modnes, kan det forventes det at prisen på slike avtaler faller.

### **Potensial for kostnadsreduksjoner**

Med bedre analyseverktøyer har produsenter av vindturbiner fått stadig større kjennskap til hvilke problemer som oppstår under vindturbinens levetid (Nielsen, et al., 2010). Det kan derfor antas at feil og svakheter utbedres, og at kvaliteten på turbinene stadig blir bedre. Dette kan på sin side være med å redusere vedlikeholdsbehovet. Samtidig kan økende kompleksitet tenkes å forårsake nye og uforutsette problemer som er mer ressurskrevende å reparere og vedlikeholde.

Tegen et al. (2012) nevner at utnytting av mer avanserte kontrollsystemer for registrering og overvåking av klima- og vindforhold, samt bruk av rotorere som i større grad kan tilpasse seg variable vindforhold og turbulens, vil øke driftssikkerheten og redusere slitasjen og behovet for vedlikehold. Dette er særlig viktig for norske utbyggere, da vindforholdene i Norge er ekstra krevende.

Optimalisering av drifts- og vedlikeholdsstrategier, med bedre planlegging av vedlikehold og ”nedetid” av turbiner, i forhold til gjeldende produksjonsforutsetninger, vil kunne føre til økt tilgjengelighet, lavere kostnader og reduserte produksjonstap.

Det er også et potensiale i å utvikle bedre datasystemer for presis estimering av fremtidig produksjon, gitt vindprognoser og gjeldende drifts- og produksjonsforutsetninger i vindparken. Dette vil redusere balansekostnadene som oppstår som følge av misforhold mellom estimert og faktisk produksjon av elektrisitet.

### 5.3.1 Prognoser på fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader

Til tross for at trenden de siste årene viser voksende drifts- og vedlikeholdskostnader, er det vanskelig å si hvilken retning kostnadene vil bevege seg i fremtiden. Prisen på serviceavtaler vil være avgjørende, og det er indikasjoner på at prisene fremover skal ned. Kostnadsutviklingen for vedlikehold av veier, kabler, bygninger og anlegg, og utgifter til forsikring, administrasjon og driftspersonell vil også være av betydning. Samtidig kan det tenkes å komme endringer i størrelsen på utgifter til eiendomsskatt og nettverkstariffer.

Nielsen, et al. (2010) legger i sine prognoser til grunn at drifts- og vedlikeholdskostnadene faller reelt fra 13 €/MWh i år 2010 til 12 €/MWh og 11,5 €/MWh i år 2020 og 2030. Dette tilsvarer en årlig reduksjon på 0,8 % og 0,4 % i perioden 2010 til 2020 og 2020 til 2030.

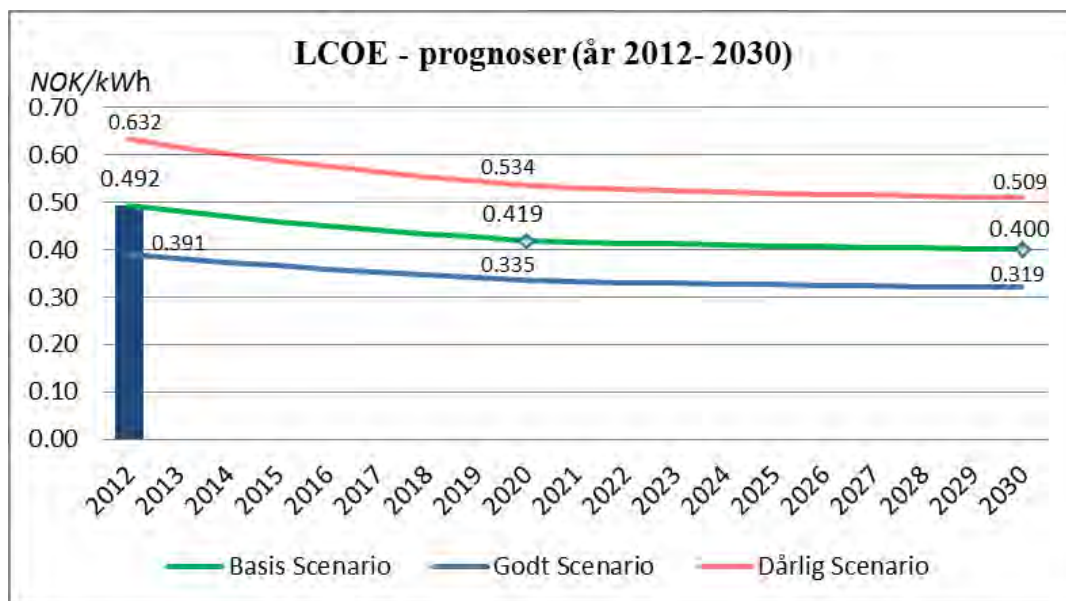
Enova og NVE derimot, forutsetter i sin rapport *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025* (Waagaard, et al., 2008) at drifts- og vedlikeholdskostnadene reelt sett holder seg uendret på 0,13 NOK/kWh, frem mot år 2025.

- Vi forutsetter at drifts- og vedlikeholdskostnadene stabiliserer seg på dagens nivå, og holder seg reelt på 0,1474 NOK/kWh over begge periodene.

## 5.4 LCOE frem mot år 2020 og år 2030

Den estimerte utviklingen av investeringskostnader, brukstid og drifts- og vedlikeholdskostnader er oppsummert i tabell 9 i appendiks. Figur 29 illustrerer våre prognoser for LCOE- utviklingen. For basisscenario faller LCOE fra 0,492 NOK/kWh i år 2012 til 0,419 og 0,400 NOK/kWh i år 2020 og år 2030, tilsvarende en prosentvis reduksjon på hhv. 14,8 % og 4,5 %. Den årlige gjennomsnittlige LCOE- reduksjonen for periodene blir dermed hhv. 1,85 % og 0,5 %.

Sammenligner vi våre resultater med resultater fra lignende studier fra utlandet, virker våre prediksjoner å være fornuftige. Nielsen, et al. (2010) får lignende resultater for dansk vindkraft, hvor en årlig LCOE- reduksjon er beregnet til 1,3 % og 0,43 % mellom år 2010 og 2020, og år 2020 og 2030. Lantz et al (2012) presenterer LCOE prognoser fra 13 relativt nye internasjonale studier, bestående av til sammen 18 scenarioer. Ser man bort fra de mest og minst ambisiøse scenarioene, vil man jevnt over finne at LCOE årlig reduseres med 1 - 4 % fra år 2010 til 2020, og fra 0 - 1,5 % fra år 2020 til 2030.



Figur 29: LCOE prognoser for norsk landbasert vindkraft fra 2012 og frem mot år 2030.

# INNTÉKTSSIDEN

---

I denne delen av utredningen rettes fokuset mot inntektssiden av vindkraftproduksjon. Inntektene består av salg av elektrisitet og elsertifikater. Usikkerheten vedrørende de fremtidige prisene på elektrisitet og elsertifikater, så langt som 10- 15 år frem i tid, er meget stor. I kapittel 6 vil vi derfor drøfte hvilke mekanismer som er med å påvirke de fremtidige prisene, samt hvor usikkerheten særlig ligger.

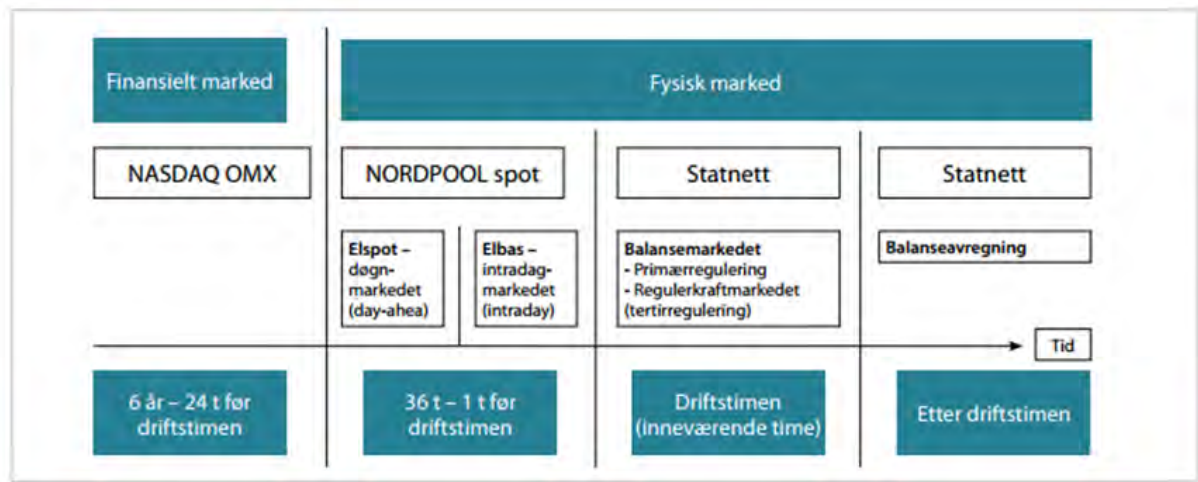
Vi har i kapittel 7 valgt å basere våre prisprognoser på dagens markedsforventninger, reflektert i prisen på forwardkontrakter så langt disse rekker tidsmessig. Deretter forlenges prognosene med den observerte pristrenden. I forhold til de senere lønnsomhetsanalysene i kapittel 8 er det viktig å ha med seg de betydelige usikkerhetsmomentene som ligger i disse prisprognosene, tidligere redegjort for i kapittel 6.

## 6. Kraftmarkedet

Vi vil starte med å presentere det nordiske kraftmarkedet og mekanismene rundt kjøp og salg av kraft, for deretter belyse faktorer som påvirker kraftprisen på kort og lang sikt. Videre beskrives den nye elsertifikatordningen Norge har sammen med Sverige.

Elektrisitet er som kjent dårlig egnet for lagring. Dette gjør kraftmarkedet svært viktig for å sikre effektiv samfunnsøkonomisk utnyttelse av kraftressursene. Mekanismene rundt fastsettelsen av systempris, kjøp og salg av finansielle kontrakter og rollefordelingen i markedet er ikke direkte intuitiv. Bedre forståelse for markedet som helhet, vil gjøre det lettere å forstå hvordan blant annet systemprisen fastsettes. Systemprisen er viktig i fortsettelsen av utredningen, da denne reflekterer hvilket LCOE-nivå vindkraftverkene må oppnå for å kunne konkurrere i det nordiske kraftmarkedet uten subsidier. I det følgende gis en beskrivelse av hvordan det nordiske kraftmarkedet fungerer og er organisert.

Kraftmarkedet i Norge er en del av et nordisk samarbeid mellom Sverige, Danmark og Finland. Det nordiske kraftmarkedet er samtidig integrert i et europeisk kraftmarked, gjennom overføringsforbindelser til land som Polen, Estland, Nederland, Tyskland og Russland. Strukturen i kraftmarkedet er som vist i figur 30, og skiller mellom et fysisk og finansielt marked for elektrisitet. Samme figur viser at rollene er fordelt mellom tre store aktører representert ved NASDAQ OMX, Nord Pool spot og Statnett SF.



Figur 30: Organiseringen av det nordiske kraftmarkedet Kilde: (OED, 2013)

## 6.1 Fysisk marked

Elektrisitet eller elektrisk energi blir i dag karakterisert som en handelsvare. Siden den elektriske energien ikke kan lagres på en samfunnsøkonomisk god måte etter at den har blitt produsert, må den forbrukes i samme øyeblikk som den produseres. Kraften som produseres kjøpes og selges derfor gjennom fysiske kontrakter på Nord Pool Spot AS, slik at aktørene får dekket sitt behov for fysisk kraft det neste døgnet, time for time (OED, 2008). Fastsettelsen av pris bestemmes ut fra aktørenes totale kjøps- og salgsmeldinger. Generelt kan vi dele det fysiske markedet i to, hvor vi skiller mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet kan handelen foregå bilateralt mellom to aktører eller på en markeds plass (OED, 2013). I sluttbrukermarkedet er det den enkelte forbruker som bestemmer hvilken kraftleverandør vedkommende ønsker å inngå avtale med. Markedet for fysiske kontrakter går under navnet spotmarkedet, og brukes av de systemansvarlige nettselskapene til å balansere kraftflyten mellom de nordiske landene. Det nordiske fysiske markedet er delt i følgende tre markeder, hvor prisen fastsettes ved at aktørene legger inn bud (OED, 2013):

- Elspot - dognmarkedet (Day-Ahead)
- Elbas - kontinuerlig intradagmarked (Intraday)
- Regulerkraftmarkedet - balansemarkedet

### 6.1.1 Nord Pool

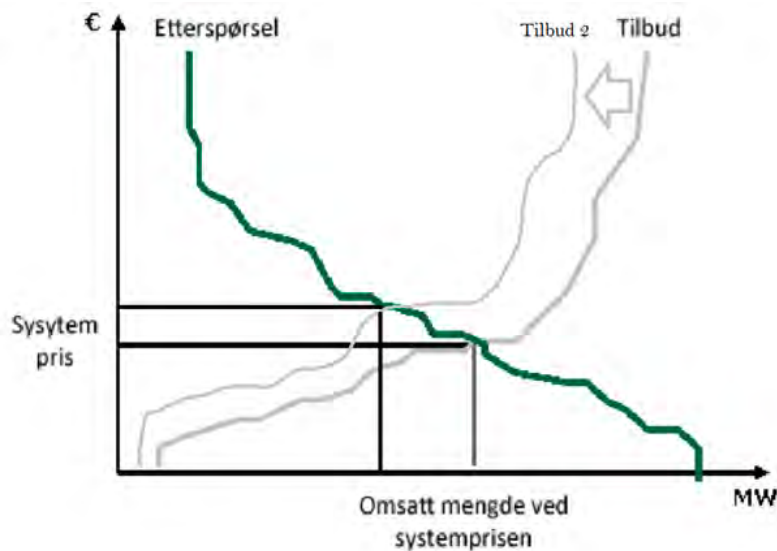
Aktører som omsetter kraft i Norden, gjør dette ved hjelp av ulike typer kontrakter på Nord Pool. Nord Pool er en nordisk kraftbørs hvor leverandører og produsenter av kraft, kjøper og selger fysiske og finansielle kontrakter. Kraftbørsen er dermed segmentert slik at det finnes ett marked for de fysiske, og ett marked for de finansielle kontraktene, jfr. Figur 30. I 2010 ble hele 74 prosent av kraftkonsumet i Norden handlet gjennom Nord Pool spot (OED, 2013).

I et velfungerende og liberalisert kraftmarked vil elektrisitet bli produsert til lavest mulig pris, hver time av dagen. På bakgrunn av produsentenes bud, fastsettes en systempris for hver enkelt time basert på det marginale budet, hvilket er det dyreste budet nødvendig for å dekke etterspurt mengde elektrisitet (Hippe, et al., 2012). Dette kan være innenlands produksjon, eller produksjon importert fra utlandet. Markedet er da i balanse ved den prisen konsumenter er villige til å betale for den siste enheten elektrisitet. Dette sikrer at kjøp og salg av elektrisitet skjer på en samfunnsøkonomisk gunstig måte.

#### **Elsport markedet (*day ahead- marked*)**

Som aktør i Nord Pool sitt fysiske marked Elspot, har man mulighet til å annonsere kjøps- og salgsbud innen klokken 12.00 dagen i forveien. Elspot er Nord Pool sitt "day-ahead" marked og brukes til å sette en systempris for hver time kommende døgn.

Leverandørselskaper som kjøper kraft for videresalg, samt store enkeltforbrukere utgjør etterspørselssiden. De ulike produsentene utgjør tilbudskurven, hvilket inkluderer både regulerbare og ikke-regulerbare kraftverk. Vind- og kjernekraft ligger nederst på tilbudskurven, da prisen må falle mye for at det ikke skal lønne seg for disse å produsere (Vindportalen, 2013). Figur 31 viser hvordan prisen settes i skjæringspunktet mellom tilbuds- og etterspørselskurven, tilsvarende den markedsprisen for kraft som sikrer balanse mellom tilbud og etterspørsel i den aktuelle timen (OED, 2013). Videre viser tilbudskurve nr. 2 at dersom det samlede tilbudet synker, øker kraftprisene.



Figur 31: Fastsettelse av systempris Kilde: Vindportalen.no, 2013)

I elspot- markedet refereres det gjerne til systemprisen, hvilket er en referansepris for prissetting av de finansielle kontraktene i Norden. Denne fastsettes time for time, gitt av likevektspunktet mellom aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver for alle bud og tilbud på Nord Pool. Systemprisen tar ikke høyde for nettverkskapasiteten og eventuelle flaskehalser mellom land. Videre i utredningen brukes systemprisen som prisen vindkraftverk får på sin produksjon.

### Elbas- markedet og kraftbalansering mellom land

Det meste av kraftbalanseringen mellom regioner og land skjer gjennom kjøp og salg på Elspot markedet. Ofte vil det likevel være behov for å balansere kraftmengden etter at *day ahead-* markedet stenger. Til dette brukes *Elbas- markedet*, et marked for krafthandel inneværende dag (*intra- day*). Gjennom Elbas- markedet vil kraftutveksling mellom nordeuropeiske produsenter og forbrukere sikre at tilbud og etterspørsel balanseres frem mot en time før kraftleveranse. Dette øker forsyningssikkerheten og reduserer prisvolatiliteten. Kraften vil alltid gå fra områder med lav pris til områder med høy pris, noe som er samfunnsøkonomisk gunstig.

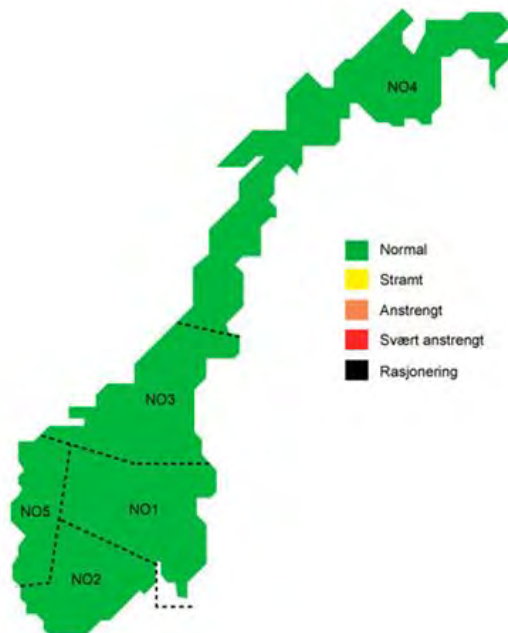
Med økt innslag av uregulerbar vindkraft, blir Elbas - markedet, og kraftutveksling mellom europeiske land, stadig viktigere. Tilstrekkelig nettverkskapasitet er i denne sammenheng avgjørende for videre utbygging av fornybar kraft, inkludert vindkraft.



## Områdepriser

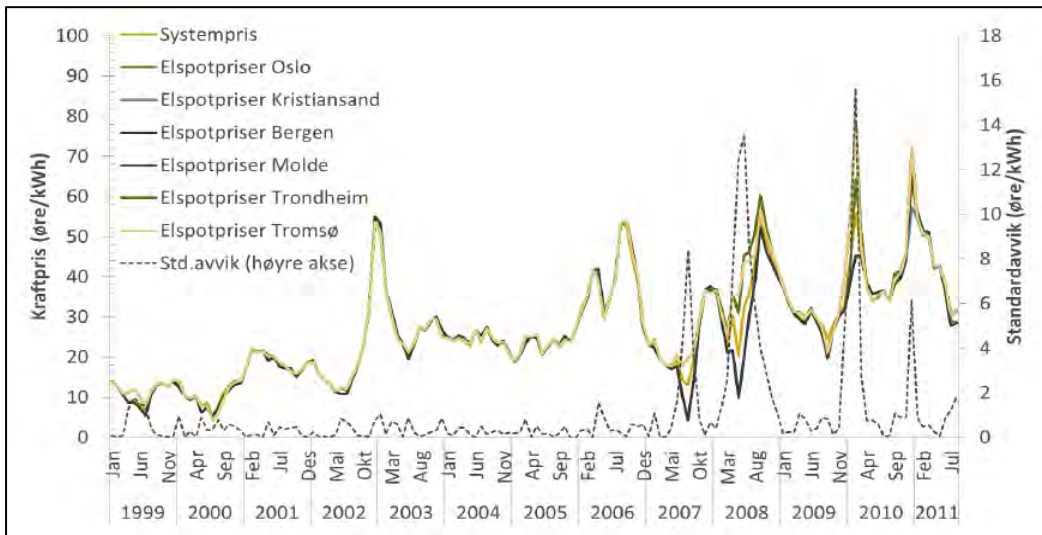
Nettverkskapasiteten varierer mellom regioner og land, noe som fører til flaskehals i kraftoverføringene. Elspot- markedet er derfor delt inn i flere prisområder. Etter at alle produsenter og forbrukere har gitt sine bud i *day ahead*, vil likevekt mellom aggregerte etterspørsels- og tilbudskurver sette prisen i hvert prisområde.

Det norske kraftnettverket har en lang historie og har blitt bygget ut gradvis. Denne utbyggingen har ofte skjedd i forhold til plasseringen av tradisjonell kraftkrevende industri. Nettet har derfor ikke tilstrekkelig fleksibilitet eller kapasitet til at produksjon og forbruk kan balanseres mellom vilkårlige steder i landet. Fra figur 32 ser vi at Norge er delt inn i fem prisområder: Sørøst-Norge, Sørvest-Norge, Vest-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge (Statnett.no, 2013). Områdeprisene reflekterer til en hver tid gjeldende kraft- og nettverkssituasjon i området.



Figur 32: Områdeinndeling av Norge. Kilde: (Statnett, 2013).

Da norske vindkraftprosjekter er spredt utover hele norskekysten, over ulike prisområder, er det viktig å ha for seg at det i realiteten er forskjell på inntektene de ulike prosjektene oppnår ved salg av en gitt mengde elektrisitet. Slike forskjeller reflekteres ikke når vi forutsetter at alle kraftverkene selger elektrisitet til en felles systempris. Dette medfører at inntektene vil kunne bli over- eller underestimert.



**Figur 33: Utvikling i nominelle område- og systempriser fra 1999-2011. Kilde: (THEMA, 2011)**

Figur 33, hentet fra (THEMA, 2011) viser utviklingen av nominelle områdepriser og systempris, i perioden år 1999 til midten av år 2011. Ved å sammenligne områdepriser opp mot systemprisen (reflektert av standardavviket - stiplet linje) kan vi se klare prisforskjeller mellom områder. I perioder med områdespesifikt kraftunderskudd og utilstrekkelig nettverkskapasitet, vil områdepriser kunne overstige systemprisen. Dette kan eksempelvis observeres ved en pristopp for området «Molde», ved årsskiftet 2009 - 2010. I samme periode lå områdeprisen for «Bergen» klart under systemprisen. Prisforskjellene mellom områder kan derfor i realiteten være betydelige i enkelte år. Fra januar 2004 til september 2011 lå prisene i Midt- Norge i gjennomsnitt 7 % høyere enn prisene i Sør- Norge (THEMA, 2011).

## 6.2 Statnett SF og balansemarkedet

I Norge er det Statnett SF som er operatør og eier<sup>12</sup> av sentralnettet. Samtidig har Statnett SF systemansvaret på kort og lang sikt, hvilket i hovedsak går ut på å sikre momentan kraftbalanse. I følge OED (1998), skyldes myndighetenes tilstedeværelse det faktum at kraftsektoren har lett for å bli et naturlig monopol, hvilket igjen skaper et behov for koordinering. Statnett SF har ansvaret for utvikling av det sentrale overføringsnettet slik at en rasjonell og samfunnsøkonomisk drift sikres. Som systemansvarlig har Statnett SF som hovedansvar å balansere driften av det samlede norske kraftsystemet, slik at produksjonen til en hver tid tilsvare forbruket.

Balansemarkedene benyttes for å opprettholde en stabil frekvens og balanse mellom forbruk og produksjon. Etter at priser og kvanta er fastsatt i elspot, åpnes regulerkraftmarkedet slik at en eventuell ubalanse kan utlignes. Tilbud fra produsenter og forbrukere som på kort varsel er villige til å endre sine produksjons- og forbruksplaner, gjør dette mulig. Balanseringen er nødvendig da det kan oppstå utfall av produksjon eller forbruk, overføringsbegrensninger eller plutselig endring i etterspørselen (OED, 2008).

## 6.3 Finansielt marked

Det finansielle kraftmarkedet (NASDAQ OMX) skiller seg fra det fysiske markedet ved at det her handles finansielle instrumenter som futures- og forwardkontrakter. Selv om det ikke foregår noen fysisk leveranse av kraft i dette markedet, kan disse kontraktene yte formål som risikostyring, prissikring og spekulasjon. Handling med futures- og forwardkontrakter er enkelt forklart et finansielt oppgjør av en avtalt mengde kraft, for en avtalt tidsperiode, til en avtalt pris (OED, 2008). Varigheten på kontraktene varierer alt fra ett døgn til uker, måneder, år og kan handles inntil ti år frem i tid. Totalt er det fire ulike typer finansielle produkter aktørene handler på NASDAQ OMX. Disse er hhv. futures- og forwardkontrakter, Contracts for Difference (CfD) og opsjoner. Senere brukes forwardkontrakter for å predikere hva prisen på kraft forventes å bli fremover.

---

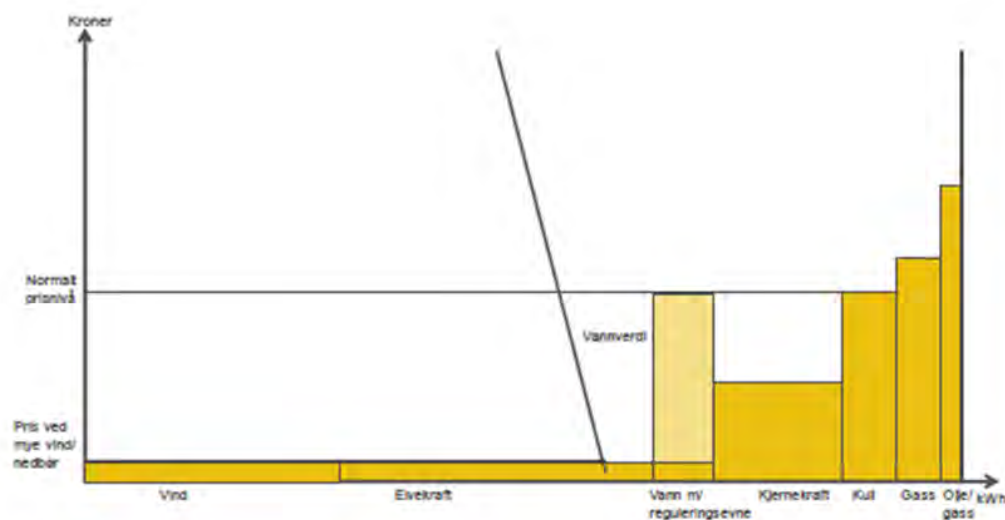
<sup>12</sup> Statnett SF eier i overkant av 90 prosent av sentralnettet

## 6.4 Faktorer som påvirker elektrisitetsprisen på kort og lang sikt

Elektrisitetsprisen varierer gjennom årets dager, uker og måneder. I tillegg til betydelige variasjoner i produksjonen, vil det derfor til en hver tid være usikkerhet rundt prisen som vindkraftprodusentene faktisk får for sin produserte kraft. For å forstå hvordan de endelige inntektene varierer, vil vi belyse hvilke faktorer som påvirker elektrisitetsprisen på kort og lang sikt. Til slutt vil vi gi et tilbakeblikk på den historiske systemprisen, samt kort diskutere fremtidig prisutvikling.

### 6.4.1 Kortsiktige prispåvirkninger

Spesielt for elektrisitetsmarkedet er at produksjon av elektrisitet foregår på en rekke ulike måter, med svært ulike marginale produksjonskostnader. I et deregulert og liberalisert elektrisitetsmarked vil kraftprodusenter tilby elektrisitet til en pris lik deres individuelle marginale kostnader. Dette betyr at tilbudskurven på kort sikt uttrykkes gjennom marginalkostnaden. I et elektrisitetsmarked beskrives tilbudskurven gjerne ved hjelp av ”Merit kurven”, illustrert av figur 34.



Figur 34: Merit-kurven. Kilde: (THEMA, 2011)

Fiorenzani (2006), definerer Merit kurven som produksjonssystemets kapasitet til å tilby forskjellige volum av elektrisitet til forskjellige priser, på et gitt tidspunkt. Som vist i figur 34, vil tilbudskurven gå fra de minst kostbare til mest kostbare produksjonsenhetene, presentert fra venstre mot høyre, med tilhørende kapasitetsvolum. Lengst til venstre finner vi produsentene med lavest marginalkostnader, representert ved vannkraft og vindkraft.

Markedsprisen bestemmer hvem som tjener penger på kraftsalget, og gjenspeiler forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene i kraftmarkedet.

### ***Etterspørselssiden***

På kort sikt er etterspørselen i kraftmarkedet uelastisk, og etterspørselen reagerer lite ved endringer i kraftprisen. Stort sett alle forbrukere i kraftsystemet, deriblant kraftkrevende industri, kontorbygg og husholdninger, har et grunnleggende behov for elektrisitet som til en hver tid må dekkes. Forbruk og etterspørsel varierer likevel gjennom døgnet timer, dager, uker og årstider, men nokså uavhengig av endringer i pris. Undersøker man spotprisen, vil man se at prisene endres time for time, mye avhengig av aktiviteten i industrien og næringslivet. Prisen er høyere om dagen enn om natten, da særlig under næringslivets åpningstider.

I Norden skjer mesteparten av oppvarmingen av husholdninger og kontorbygg ved hjelp av elektrisitet. Dette er mindre vanlig ellers i Europa, hvor man i større grad benytter fossilt brensel i oppvarmingen. Temperaturendringer påvirker forbruket av elektrisitet betydelig. Ser vi på sesongvariasjoner, vil etterspørsel og pris være markant høyere om vinteren enn om sommeren. Dette er igjen tett knyttet til at mer kostbare energikilder må tas i bruk når etterspørselen etter elektrisitet øker, jfr. Merit- kurven i figur 34.

### ***Tilbudssiden***

I Norge og Norden generelt, står vannkraft for størstedelen av produksjonen. Nedbørmengden er derfor en svært viktig driver for den nordiske elektrisitetsprisen. Nedbør og tilsig til magasinkraftverkens vannreservoarer avgjør tilbudet av vannkraft. Dette er igjen avgjørende for hvorvidt, eller hvor mye man må importere av annen, mer kostbar kraft, representert lenger til høyre i Merit- kurven. Nedbørmengde og tilsig er imidlertid sesongavhengig, noe som fører til forskjellig fyllingsgrad på reservoarene gjennom året. I perioder med svært mye vann, eksporteres overskuddselektrisitet fra Norge og Norden til kontinentet, mens i ekstra tørre perioder, importeres det strøm for å dekke etterspørselen.

Vindkraftverk vil på lignende måte som vannkraftverk bidra til prissettingen gjennom sin kapasitet. Vindressursene er gratis og vindkraft har derfor svært lave marginale kostnader. Vindkraft vil, sammen med vannkraft, derfor komme inn i Merit- kurven nederst til venstre. I perioder hvor produksjonen av vindkraft er god, vil Merit kurven skyves mot høyre og dermed øke tilbudet. Da etterspørselen er relativt stabil og uelastisk, vil prisen på elektrisitet langt på vei være gitt skiftet i tilbudskurven. I land som Danmark vil denne effekten være

svært merkbar, grunnet et høyt innslag av vindkraft i energimiksen. Prisen på dansk kraft vil dermed falle markant i perioder med gode vindforhold. På sikt kan slike priseffekter også bli gjeldende i Norge. Med begrenset nettverkskapasitet og flaskehalsen mellom områder, vil vindkraftverk i tillegg bidra til ekstra prisvolatilitet i sine respektive prisområder.

Prisen på fossil kraft er en viktig faktor for prissettingen i det nordiske kraftmarkedet. Under normale produksjonsforhold, når atomkraftproduksjonen er stabil, og den hydrologiske balansen i magasinene er på det normale, vil den kortsiktige marginale kostnaden av kullkraft som regel sette den nordiske kraftprisen. Dette kan illustreres av figur 34, hvor prisen, gitt av likevekt mellom tilbud og etterspørsel, tilsvarer den kortsiktige marginalkostnaden av kullkraft. Kullkraftens produksjonskostnader avhenger blant annet av råvarepriser på kull, transportkostnader, samt markedsprisen på CO<sub>2</sub>. Prisen på kull er også tett korrelert med prisen på olje.

Store deler av Europas industri og kraftproduksjon er i dag regulert av markedsbaserte utslippskvoter. EU fastsetter et maksimum mål på CO<sub>2</sub> utslipp, og det totale antall kvoter bestemmes deretter. Kvotene allokeres så til aktørene i industrien. Spesielt forurensende industri må kjøpe ekstra utslippskvoter for å opprettholde produksjon med høyt utslipp. Samtidig vil industri med renere teknologi og lavere utslipp kunne selge unna kvoter. Det oppstår dermed et marked for kjøp og salg av utslippskvoter, hvor prisen tilpasser seg markedets tilbud og etterspørsel. Markedet vil i teorien være i likevekt, når prisen på utslippskvoter er lik den marginale kostnaden av utslippsreduksjon for alle produsenter.

Gjennom CO<sub>2</sub>- kvotesystemet settes det en pengemessig verdi på det å forurense. Fra industriens side vil denne kostnaden være sammenlignbar med kostnader til arbeidskraft og råvarer. For den svært CO<sub>2</sub>- intensive kullkraftproduksjonen vil CO<sub>2</sub>- kostnadene kunne utgjøre en betydelig del av de totale produksjonskostnadene. Da kullkraftverkets marginale produksjonskostnader ofte setter den nordiske elektrisitetsprisen, vil den gjeldende CO<sub>2</sub>-prisen være en viktig faktor for prissetting i Norden.

I følge Hippe, et al. (2012) vil CO<sub>2</sub>- kostnaden, gitt situasjonen i kraftmarkedet i år 2013, i gjennomsnitt påvirke den norske kraftprisen med en *omveltningfaktor* på 0,6. CO<sub>2</sub>- innholdet i 1 MWh kraft forbrukt i Norge, er da på 0,6 tonn CO<sub>2</sub> (Hippe, et al., 2012). Med det vil en kvotepris på for eksempel 10 Euro/tonn, medføre en ekstra kraftkostnad i Norge på 6 Euro/MWh (0,045 NOK/kWh).

## 6.4.2 Langsiktige prispåvirkninger

Norsk og europeisk energipolitikk, og utfallet av internasjonale klimaavtaler, vil være viktig for elektrisitetsprisene fremover. Myndighetenes fornybarsatsing, subsidieordninger, og investeringer i overføringskapasiteten mellom regioner og land, er eksempler på tiltak som vil påvirke elektrisitetsmarkedet og - prisen på lang sikt. I tillegg vil utviklingen av CO<sub>2</sub>-kvotesystemet, og holdningen til kjernekraftproduksjon være av betydning.

Det nordiske elektrisitetsmarkedet har gjennomgått omfattende deregulering de siste ti-femten årene, og det nasjonale markedet har blitt integrert til et felles nordisk marked. Lignende deregulering og liberalisering skjer nå i de fleste europeiske land, og det er ventet at man innen år 2014 vil ha et fullt integrert nordeuropeisk elektrisitetsmarked (Nordpool, 2013b). En slik integrering vil kunne bety mye for elektrisitetsprisene fremover.

Dagens overføringskapasitet mellom land i Norden og ut mot Europa er begrenset. Et godt utbygd nettverk er kritisk for å unngå flaskehals, og for å holde prisene stabile. Når kraft fra mange forskjellige områder og kilder mates i samme overføringsnettverk, øker tilbudssikkerheten, og stabiliteten i prisene. Investeringer i overføringsnettverket påvirker derfor den langsiktige prisen på elektrisitet.

En nasjonal strømforsyning basert på fornybare energikilder vil være svært følsom ovenfor klima-, vann- og vindforhold. I år med lavt tilsig av vann til vannkraftmagasinene vil vi oppleve produksjonsunderskudd og påfølgende høye priser på elektrisitet. I slike perioder må Norge importere europeisk kraft for å dekke etterspørselen. Samtidig, i perioder med kraftoverskudd (god magasinifylling og mye vind), kan vi eksportere kraft når prisene på kontinentet er høye. Norsk regulerbar vannkraft vil derfor ha stor verdi når land som Tyskland faser ut sin atomkraft og øker sin uregulerbare kraftproduksjon, i form av vind- og solkraft. Eksport av norsk kraft kan da dekke etterspørselen i perioder med lite vind og sol, og dempe volatiliteten i de tyske kraftprisene. Integrasjon av markeder vil bedre forsyningssikkerheten, og skape verdier for produsenter og forbrukere, i Norge og utlandet. Det er derfor nødvendig å ha et effektivt, sikkert og godt utbygd kraftnettverk, både innenlands, mellom regioner i Norge, og mot utlandet.

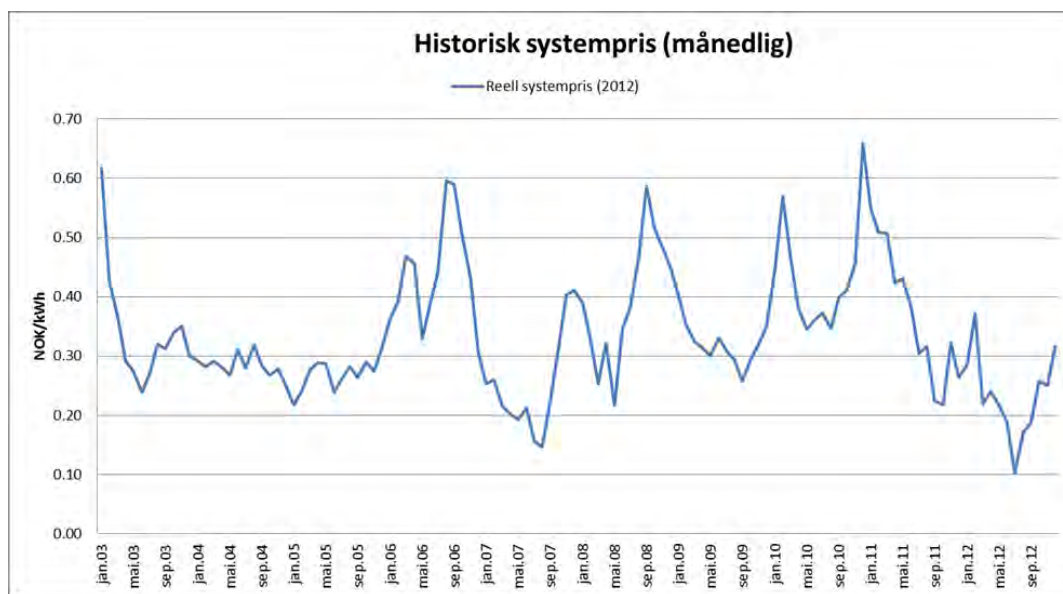
Økonomiske forhold vil også påvirke etterspørselen, og prisen på elektrisitet. I perioder hvor aktiviteten i økonomien avtar, vil det generelle behovet og forbruket falle. Reduksjonen vil

særlig skje ved at store sluttbrukere, som eksempelvis den kraftkrevende aluminiumsindustrien i Norge, etterspør mindre elektrisitet. Prisene på elektrisitet vil da falle.

### 6.4.3 Systemprisutvikling

#### *Prisutvikling de siste 10 år*

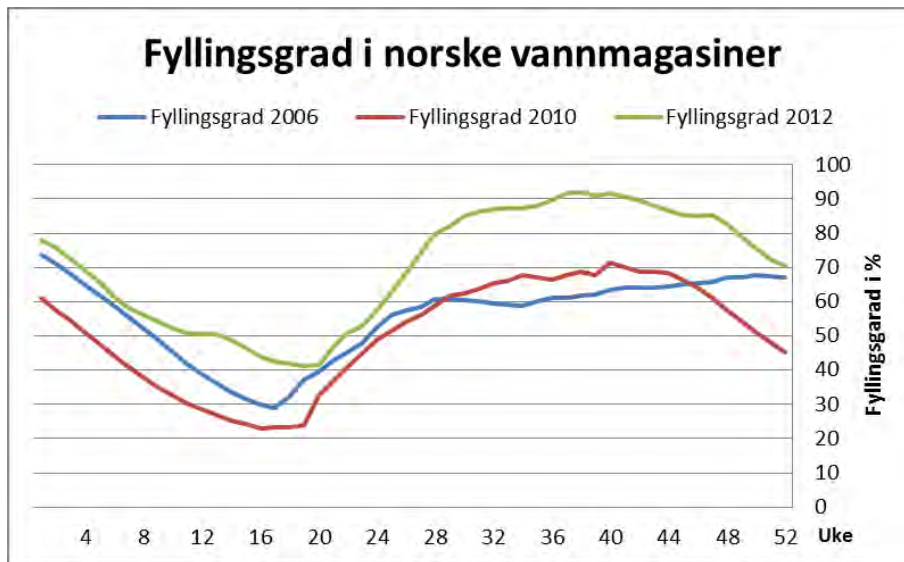
Det siste tiåret har man opplevd historisk store svingninger i den nordiske systemprisen. Systemprisutviklingen for perioden år 2003 til 2012 illustreres i figur 35. Bakgrunnen for de store prissvingningene skyldes i følge Thema Consulting Group (2011) at produksjonsveksten ikke har holdt følge med forbruksveksten, noe som i perioder har ført til perioder med svært presset produksjonskapasitet. Økt forbruk har kommet blant annet fra økt kraftetterspørsel fra kraftkrevende industri, petroleumssektoren og husholdninger (THEMA, 2011). Samtidig har nye utenlands- nettverksforbindelser til Nederland og Danmark, gitt økt eksport av elektrisitet.



**Figur 35: Månedlig systempris fra januar 2003 til desember 2012. Kilde: (Nordpool, 2013a)**

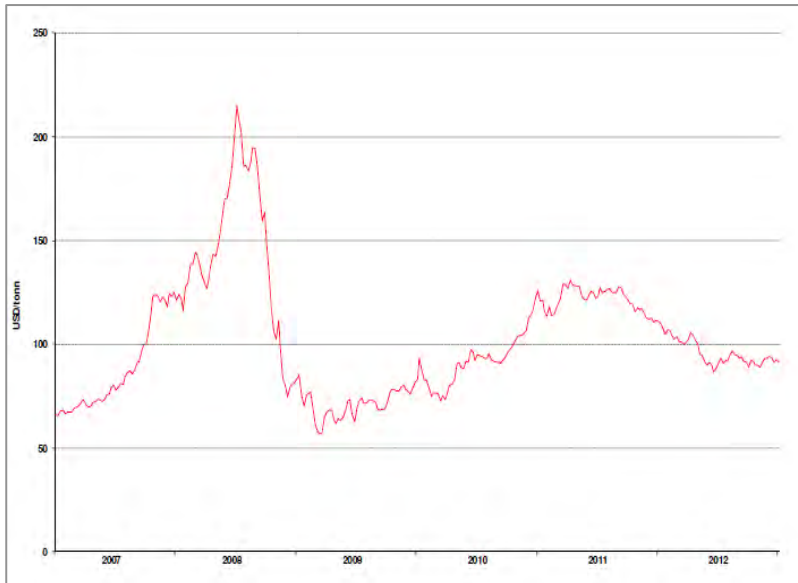


Tiårsperioden har vært preget av ekstremvær, med årlige store forskjeller i nedbør og tilsig. Da det nordiske kraftsystemet er følsomt for tilsigsvariasjoner, har dette slått ut i store prissvingninger. I perioder med tilbudsunderskudd har kapasiteten og kraftbalansen vært svært presset. Uventede klimatiske forhold, eller plutselig bortfall av produksjons- og nettverkskapasitet har gitt direkte utslag i kraftprisene. Årene 2006 og 2010 var eksempelvis svært tørre år med dårlig hydrologisk balanse i vannmagasinene. Dette illustreres av figur 36, hvor historiske ukentlige fyllingsgrader for norske magasinkraftverk er presentert. Kombinert med tekniske problemer og lav produksjon fra svensk atomkraft gav dette unaturlig høye priser i år 2006 (NVE, 2006) og år 2010 (THEMA, 2011). År 2012 ble til sammenligning et år med mye nedbør, og svært lave kraftpriser.

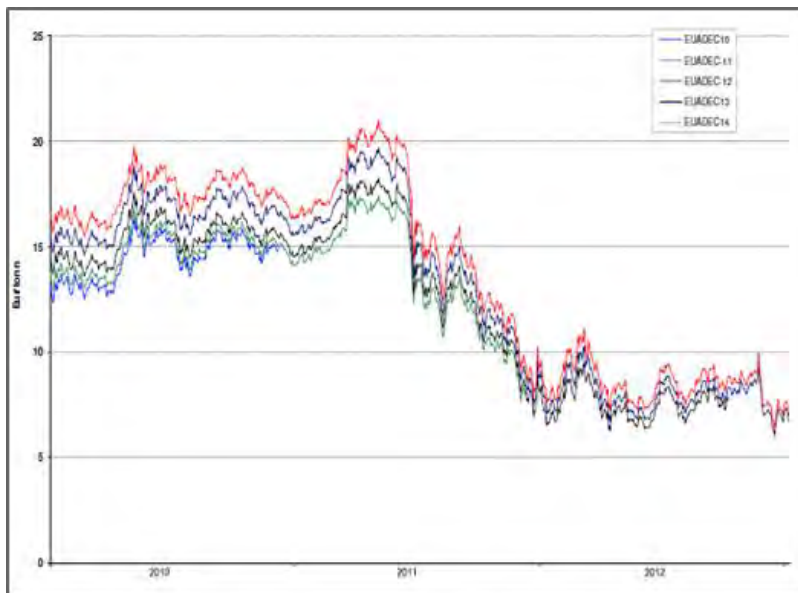


**Figur 36: Fyllingsgrad i norske vannmagasiner i årene 2006, 2010 og 2012. Kilde: Data hentet fra (NVE, 2013b)**

Variasjoner i prisen på fossil kraft har også bidratt til prisvariasjoner i perioden. I perioder med lav vannkraftproduksjon vil fossil kraft få et større innslag i nordisk kraftproduksjon og forbruk. Figur 37 viser utviklingen i prisen på kull importert til Nederland. Pristoppen ble nådd før finanskrisen, og i siste del av år 2008 bidro høye priser på kull og CO<sub>2</sub> til at de nordiske kraftprisene økte markant. Kullprisen har siden år 2011 vært fallende, og i 2012 falt prisen med 17 prosent (Skaansar, 2013). Figur 38 viser utviklingen av prisen på CO<sub>2</sub> kvoter. Prisene økte i år 2011 som følge av et skift fra atomkraft til fossil kraft etter Fukushimaulykken. Vi ser den samme pristoppen igjen i grafen for kullpriser. De siste årene har CO<sub>2</sub>- prisene falt til et svært lavt nivå. Dette kan begrunnes ved et overskudd på kvoter, som følge av lav aktivitet og svak kraftetterspørsel i den europeiske økonomien.



Figur 37: Kullpriser API2 (dollar/tonn). Kilde: Skaansar, 2013



Figur 38: Prisutvikling i utslippsrettigheter for CO<sub>2</sub>. Kilde: Skaansar, 2013

#### 6.4.4 Systempris frem mot år 2030

Nordisk produksjonsoverskudd ventes å bidra til å holde kraftprisene lave de neste 10- 15 årene. Med mål om 26,4 TWh ny fornybarkapasitet i Norge og Sverige innen år 2020, og en fornybarandel på 67,5 %, vil Nordens produksjonskapasitet trolig øke betydelig fremover. Myndighetene legger til rette for nyinvesteringer i vannkraft, vindkraft og bioenergi, gjennom blant annet elsertifikater og nettverksutbygging. For å nå fornybarandelsmålet, stimuleres også økt forbruk av elektrisitet. Forbruksveksten ventes å komme fra blant annet

elektrifisering av transport- og petroleumssektoren, og gjennom eventuelle utvidelser av energikontrakter til kraftkrevende industri. I tillegg vil deler av produksjonsoverskuddet eksporteres til kontinentet.

I Statnetts nettutviklingsplan (Statnett, 2011) belyses sannsynlige utviklingstrekk for norsk og nordisk kraftproduksjon frem mot år 2030. Generelt ventes tilbudsveksten å overstige forbruksveksten fremover. I tillegg til økt fornybarsatsing i Norge og Sverige, trekker rapporten frem at økt nordisk produksjonskapasitet blant annet vil komme fra nye kjernekraftverk i Finland, og store offshore vindkraftverk i Danmark. Kombinert med fornybarsatsingen i Tyskland og Nord-Europa, ventes produksjonsoverskuddet å gi lavere gjennomsnittspriser på elektrisitet i Norden.

I følge Seljom, et al. (2010) vil klimaendringer, med mer ekstremvær og nedbør resultere i økt vannkraftproduksjon fremover. Analyser viser at nedbørsmengden i Skandinavia de neste 50 årene kan ventes å øke med omkring 10 % i forhold til perioden 1961- 1990 (EA Energianalyse, 2011). Samtidig vil varmere klima redusere behovet for oppvarming. Klimaendringer kan dermed forsterke produksjonsoverskuddet i Norden, og av det bidra til lavere priser på elektrisitet.

Lave brensel- og CO<sub>2</sub>- kostnader for fossil kraftproduksjon har bidratt til reduserte kraftpriser de siste årene. Grunnet svak aktivitet i den europeiske økonomien forventer markedet at prisen på CO<sub>2</sub> forblir lav også i årene fremover. Med overskudd av CO<sub>2</sub>- kvoter er merkostnaden av å forurense marginal, og fossil kraftproduksjon kan dermed foregå ved lave kostnader. På sikt er det imidlertid muligheter for at europeiske myndigheter strammer inn kvotesystemet, slik at CO<sub>2</sub>- kostnaden øker til et høyere nivå.

Etter hvert som overføringskapasitet mellom Norden og Nord- Europa styrkes, vil produksjons- og etterspørselsforhold i Europa få stadig mer innvirkning på de nordiske kraftprisene. Med en større andel av sol- og vindkraft i den nordeuropeiske energimiksen, vil man trolig oppleve høyere frekvens av perioder med svært lave priser. Samtidig vil prisutviklingen på europeisk fossil kraftproduksjon bli enda mer betydningsfull. Statnett jobber for tiden med fire nye kabelprosjekter mot utlandet. Den planlagte økningen av overføringskapasitet ut og inn fra Norge er på omkring 4000 MW frem mot 2021 (Statnett, 2011). Den totale kapasiteten skal styrkes med nye kabler til Danmark (700 MW), Tyskland (1000- 1400 MW), Storbritannia (1000-1400 MW) og Sverige (1400 MW), frem mot år 2021 (Statnett, 2011).

Statnett peker i sin Nettutviklingsplan for 2011 på at det har vært en betydelig forbruksøkning de siste tiårene uten tilsvarende investeringer i det norske sentralnettet for kraft (Statnett, 2011). Dette har i følge Statnett ført til hyppige utfordringer knyttet til driften av nettet. Det oppstår ofte også store prisforskjeller mellom landsdeler grunnet flaskehals og nettverksfeil. Forsyningssikkerheten er i mange områder beskrevet som dårlig.

Statnett har uttrykt bekymring for at det er praktisk vanskelig å gjennomføre den nødvendige utbyggingen av nettverket som kreves for å realisere regjeringens ambisiøse energimål. I Nettutviklingsplanen av 2011 (Statnett, 2011, s.19), skriver Statnett:

*”Nettet kan raskt bli en bremsekloss både for næringsutviklingen og for klimapolitikken. I første omgang vurderes det som rasjonelt å lokalisere ny produksjon der det i dag finnes tilgjengelig nettkapasitet. Ledetiden for etablering av nye nettanlegg er vesentlig lengre enn for ny produksjon, og avhengig av målsetningene må det parallelt planlegges for nye ledninger”.*

Dette innebærer at begrensinger i strømmnettverket trolig vil være en av de største barrierene mot videre utbygging av vindkraft. I følge Rommetveit (2012) skyver mangel på nett, vindkraftutbygging ut til tiden etter år 2016. Da vindkraft er en sentral del av Norges fornybarsatsing, vil dette kunne hindre at målet om 13,2 TWh ny norsk fornybarkapasitet nås, innen år 2020.

## **6.5 Subsidier i det norske kraftmarkedet**

Utbygging av vindkraft er som nevnt forbundet med store investeringskostnader. Dette har resultert i at ny kapasitet har vært avhengig av betydelige subsidier for å bli realisert. Investeringsstøtte har lenge vært det som har muliggjort satsningen på fornybar energi i Norge. Subsidier blir gjerne forbundet med økonomiske tilskudd som skal senke prisen på en gitt vare. Et eksempel kan være at staten gir økonomisk støtte til oppstart av et vindkraftprosjekt, slik at prisen på kraften som produseres, kan selges billigere til konsumentene. Subsidier trenger ikke nødvendigvis være økonomisk støtte, det kan også være lover og regler som fremmer eller gir incentiver til å forbruke fornybar energi, fremfor ikke fornybar energi. Ettersom vi tar for oss det norske kraftmarkedet blir det naturlig å se på hvilken subsidieordning vi har i Norge i dag, samt den ønskelige effekten ordningen skal gi.

### 6.5.1 Tiden før elsertifikatorordningen

Historisk sett har Norge operert med investeringsstøtte til prosjekter innenfor landbasert vindkraft. Enova SF som ble etablert i 2001 av Stortinget for å få fart på energiomleggingen, har hatt ansvaret for tildelingen av støtten. Frem til 2012 har den bedriftsøkonomiske støtten vært på ca. 25 prosent av godkjente investeringskostnader. Ordningen har de siste 10 årene (2001 – 2011) bidratt til utbyggingen av 18 vindkraftprosjekter i Norge, med et samlet resultat på 2,1 TWh fornybar kraft (Enova, 2013a). Subsidiene stammer fra energifondet, hvilket blant annet finansieres gjennom et lite kostnadspåslag på strømregningen kalt *nettpåslag* (Enova, 2013b). Påslaget var i 2011 0,01 NOK/kWh, og utgjorde en samlet verdi på 760 millioner kroner. I tillegg til påslaget i nett tariffen finansieres energifondet av bevilgninger over statsbudsjettet, samt renteinntekter (Enova, 2013c). Selv om investeringsstøtten historisk har vært viktig for utviklingen av norsk vindkraft, er dette en svært kostbar strategi for myndighetene, særlig når ambisjonsnivået for utbygging nå økes. Elsertifikater vil flytte denne subsidiekostnaden over på forbrukerne.

### 6.6 Elsertifikater

Elsertifikater er subsidieordningen Norge har sammen med Sverige. Loven om elsertifikater ble vedtatt 24.6.2011 og trådte i kraft 1. Januar 2012. Elsertifikater er også kjent under navnet ”grønne sertifikater”, og har i følge (OED, 2012a) som hensikt å; ”stimulere til økt produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder som vind, vann og bio”. Det overordnede målet for Norge og Sverige er å bygge ut elektrisitetsproduksjon basert på fornybare energikilder tilsvarende 26,4 TWh innen 2020 (Enova, 2013b).

Støtteordningen fungerer på en slik måte at produsenter av fornybar elektrisitet tildeles ett elsertifikat per MWh elektrisitet de produserer over en 15 års periode. Disse elsertifikatene selges til kvotepliktige forbrukere gjennom elsertifikatmarkedet. 1 MWh produsert elektrisitet kvalifiserer til ett sertifikat i henhold til følgende sammenheng (OED, 2011);

$$S = ME * TF * FA \quad (6.1)$$

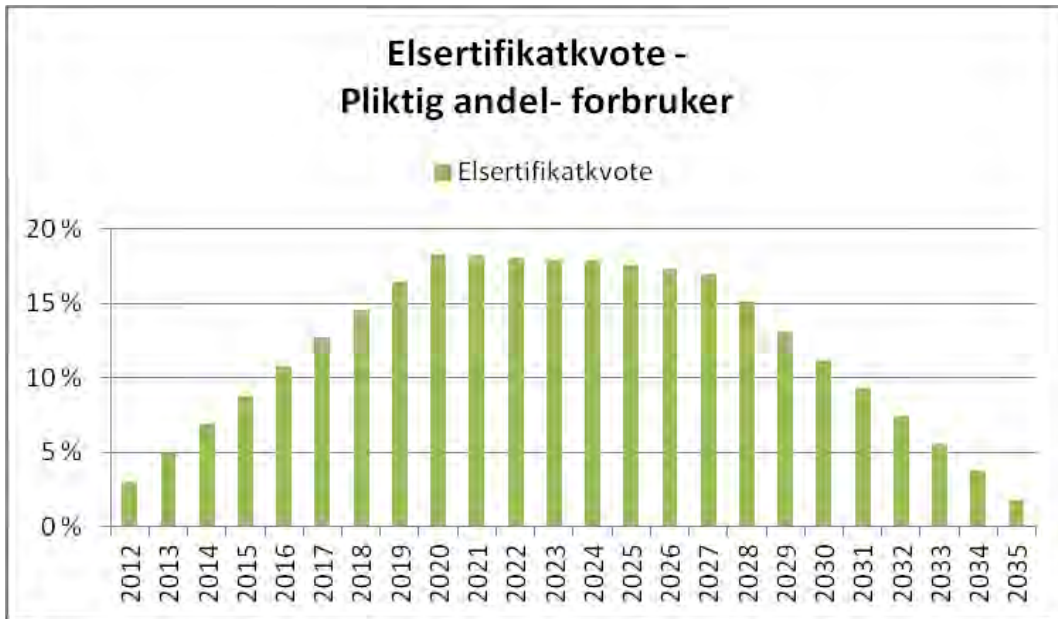
Hvor,

*S = Antall sertifikater, ME = Målt energi, TF = Tildelingsfaktor og FA = Fornybarandel*

Målt energi (ME) tilsvarer innrapportert produksjon. Tildelingsfaktoren (TF) avgjøres av hvor mye av kraftverkets produksjon som kvalifiserer til sertifikater. For et vindkraftverk vil denne

være lik 1. Fornybarandelen (FA) er andelen av kraft, innmatet i strømmettet, som er fornybar energi. For et vindkraftverk vil denne også være lik 1.

Ambisjonsnivået på mengden strøm produsert av fornybare kilder settes av myndighetene, hvilket legges til grunn for fastsettelsen av den årlige sertifikatkvoteplikten. Forbrukere med egen kraftanskaffelse, samt leverandører av elektrisk kraft, er pålagt å kjøpe elsertifikater for en bestemt andel av sitt totale forbruk. Denne sertifikatkvoteandelen illustreres i figur 39.



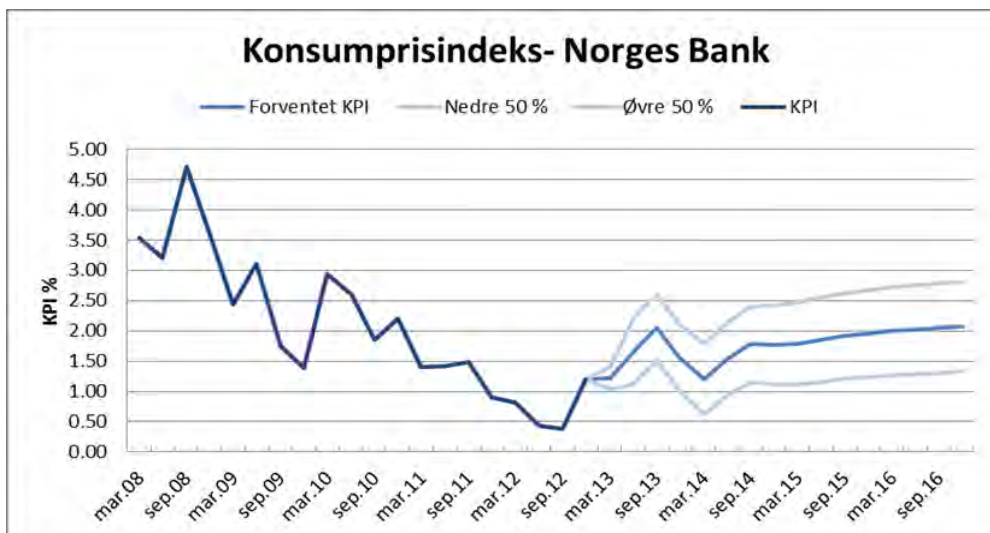
**Figur 39: Utvikling av elsertifikatkvoter (fornybarandel i %) Kilde: (OED, 2012a)**

For å nå Norges ambisjonsnivå på 13,2 TWh ny fornybar energi innen år 2020, vil kvotene økes gradvis. Etter år 2020 vil kvotene avta, inntil kvotesystemet utløper i år 2035. Etterspørselen etter elsertifikater sikres da fra myndighetenes side gjennom å opprettholde den lovpålagte kvoteplikten. Dette betyr at produsenter av fornybare kraft vil få to kilder til inntekt: Elektrisiteten som selges i markedet, og inntekten fra salg av elsertifikater. Størrelsen på inntekten bestemmes av prisen på elsertifikater, gitt av tilbud og etterspørsel i elsertifikatmarkedet. Inntekten fra de sertifikatene blir dermed en subsidie skapt av myndighetene i Norge og Sverige. Myndighetene ønsker med dette å stimulere til investering i fornybar energi gjennom å øke inntektssiden og dermed lønnsomheten.

## 7. Inntektsprognoser

Vi vil i dette kapitlet utarbeide prognoser for vindkraftverkets inntekter. For å få et best mulig bilde av dagens, og fremtidige kraft- og sertifikatpriser, vil vi benytte tilgjengelig prisinformasjon fra kraftbørsene Nord Pool, Svensk Kaftmækling og NASDAQ OMX. Historiske priser vil være grunnlaget for inntekter i dag, mens prisene frem mot år 2020 og 2030 vil baseres på forwardkontrakter, så langt disse rekker.

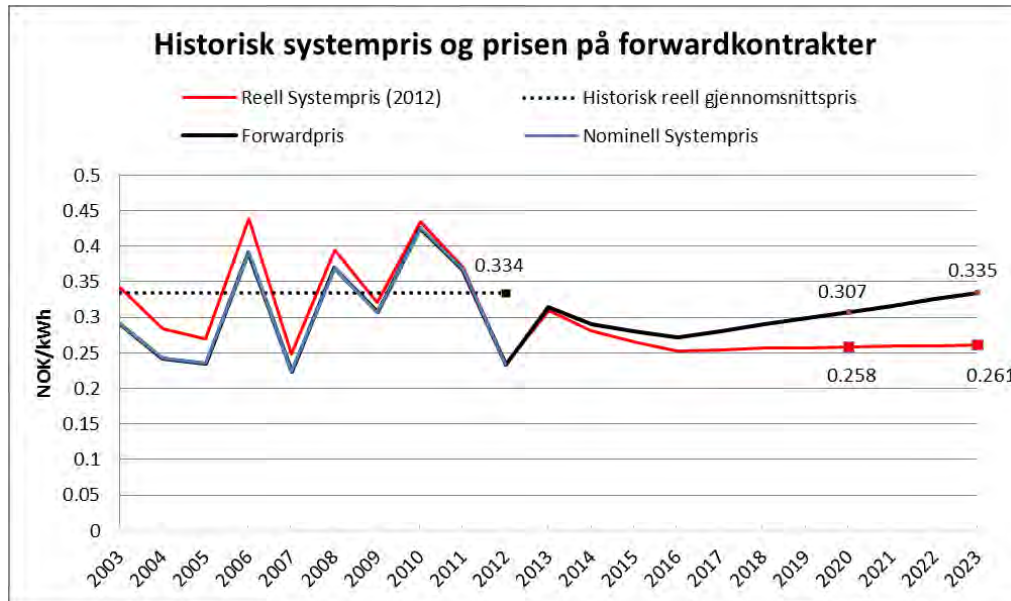
Nominelle priser vil bli gjort om til reelle priser ved hjelp av historisk konsumprisindeks og Norges Banks anslag på konsumprisindeksen(KPI) fremover, presentert i deres *Pengepolitiske rapport* (Norges Bank, 2013) og gjengitt i Figur 40. KPI er relativt lav i dag, men er ventet å stige opp mot omkring 2 % frem mot år 2017. Fra og med år 2017 til år 2030, forutsetter vi KPI å være 2,5 %, i henhold til Norges Banks inflasjonsmål.



Figur 40: Norges Bank sin prognose for KPI. Kilde: (Norges Bank, 2013)

## 7.1 Prognose for systempris

I figur 41 presenteres systempriser benyttet i lønnsomhetsanalysen. Historiske, gjennomsnittlige årspriser er hentet fra Nord Pool Spot (2013a), mens forwardprisene er hentet fra NASDAQ OMX (2013), den 22. mai 2013. Fra år 2003 til 2012 var den gjennomsnittlige reelle systemprisen på 0,334 NOK/kWh. Dette prisnivået vil være utgangspunktet for beregning av referansekraftverkets inntekter i slutten av år 2012.



Figur 41: Historisk og forventet fremtidig utvikling av systempris.

På NASDAQ OMX er alle kontraktspriser oppgitt i EUR/MWh. Prisene er gjort om til NOK/MWh ved hjelp gjennomsnittet av historiske valutakurser for perioden år 2003-2012<sup>13</sup>. Forventet systempris for år 2013 er basert på forwardkontrakter for kvartal tre og fire, år 2013.

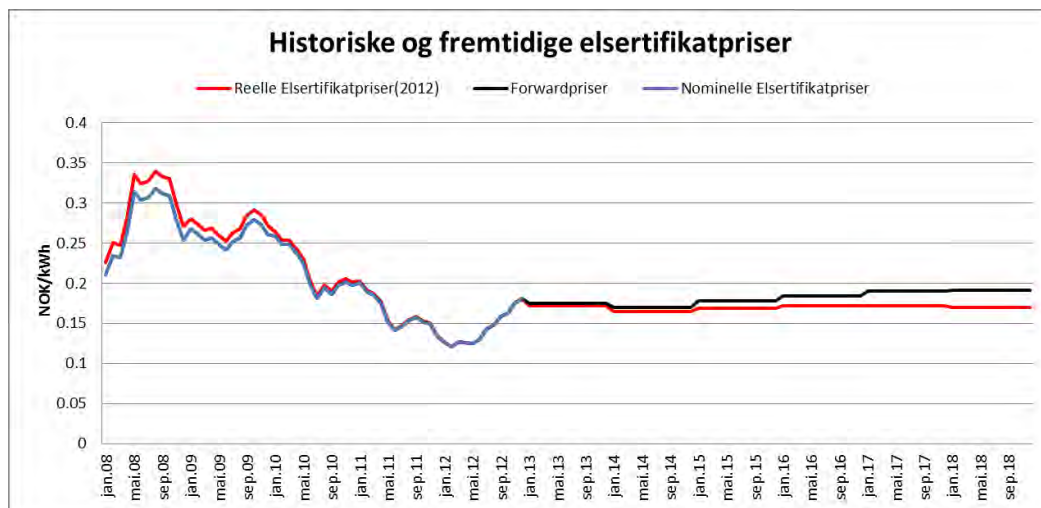
Ser vi nærmere på forwardprisene i figur 41, legger vi merke til at markedet virker å forvente et fall i systemprisen frem mot år 2016, før prisen ventes å stige reelt med ca. 0,5 % årlig, opp mot 0,261 NOK/kWh. Da det bare handles forwardkontrakter ti år frem i tid, finnes det ikke forwardpriser for tiden etter år 2023. Utviklingen tilsier imidlertid at systemprisen kan ventes å holde seg godt under 0,30 NOK/kWh.

<sup>13</sup> De siste ti årene har 1 EUR i gjennomsnitt tilsvart 8,016 NOK.



## 7.2 Prognose for elsertifikatpris

Figur 42 illustrerer utviklingen av priser på elsertifikater, hvilket under den nye subsidieordningen utgjør en ekstra inntekt for vindkraftverk. Historiske priser og forwardpriser er hentet fra meklerfirmaet Svensk Kraftmäkling den 3.5.2013 (Svensk Kraftmäkling, 2013). Prisene har vi oppgitt i både nominelle og reelle størrelser, og er omgjort fra SEK til NOK ved hjelp av historiske valutakurser<sup>14</sup>.



**Figur 42: Historisk og forventet Elsertifikatpriser fra år 2008 - 2018**

Norge har vært del av elsertifikatordningen fra 1.1.2012, og tiden før er utelukkende basert på priser i det svenske elsertifikatmarkedet. I perioden fra år 2008 til 2011 har prisen på svenske elsertifikater i gjennomsnitt ligget på 0,238 NOK/kWh. I år 2008-2009 var prisene høye og lå på et nivå mellom 0,30 - 0,35 NOK/kWh. Senere har prisene falt markant og var på et historisk lavt nivå (0,12 NOK/kWh) i februar 2012. Den gjennomsnittlige prisen for hele året var på lave 0,144 NOK/kWh. Trenden de siste ni månedene av år 2012 var likevel positiv, og ved slutten av året nådde elsertifikatprisen 0,18 NOK/kWh. Dette nivået forventes å være et mer normalt prisnivå, og vil bli brukt som utgangspunkt når vi skal beregne referansekraftverkets inntekter i slutten av år 2012. Da markedsforholdene i elsertifikatmarkedet har endret seg betydelig etter at Norge ble en del av ordningen, ville et gjennomsnitt av historiske priser ikke vært særlig representativt for dagens og fremtidige priser.

<sup>14</sup> Forwardkontraktene er omgjort til NOK ved bruk av historisk gjennomsnitt, hvor 1 SEK de siste ti årene tilsvarer 0,86 NOK.

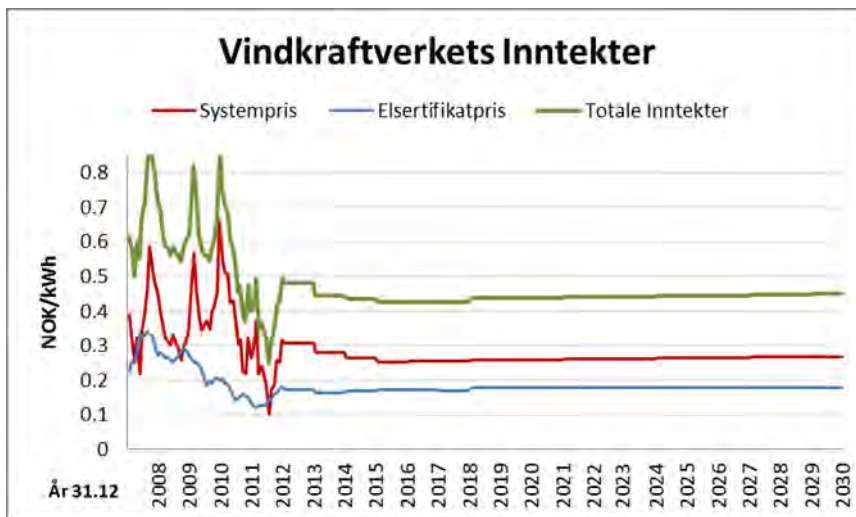
I 2012 var den norske elsertifikatkvoten (og etterspørselen) på 2,4 TWh (3 %). Samtidig utstedte norske fornybarprosjekter kun 0,2 TWh elsertifikater. Tilbudsunderskuddet kan i følge ECOHZ (2013) begrunnes av lang behandlingstid for nye sertifikat-berettigete fornybarprosjekter. Flere norske prosjekter venter fortsatt på byggetillatelse, og ny kapasitet kommer dermed inn i markedet senere enn først forventet. For å dekke etterspørselen i år 2012, måtte Norge derfor importere over 90 % av elsertifikatene fra Sverige (ECOHZ, 2013). Dette var mulig da Sverige har bygget ut en stor andel fornybar produksjon de siste årene, noe som har gitt et overskudd av svenske elsertifikater i markedet.

Prisene på forwardkontrakter tilsier at markedet forventer elsertifikatpriser mellom 0,15 og 0,20 NOK/kWh, de neste fem årene. Da det kun kan handles forwardkontrakter til og med år 2018, er det ekstra usikkerhet rundt prisnivået for årene etter. Prisutviklingen avhenger i stor grad av hvorvidt norsk og svensk kraftutbygging skjer i et omfang som matcher den voksende, kvotedrevne etterspørselen. Samtidig kan det tenkes at myndighetene justerer elsertifikatkvotene for å holde prisene på et høyt nivå, forenlig med deres ambisiøse fornybarmål.

Da sertifikatberettigede kraftverk bare mottar elsertifikater i 15 år, vil kraftverk måtte være i drift fra år 2020 for å få fullt utbytte av ordningen. Med lang behandlingstid for nye konsesjonssøknader, vil nye prosjekter gjerne måtte starte søknadsprosessen i dag. Etter dagens ordning vil kvoteplikten gradvis avta etter år 2020, jfr. figur 39. Kommer ny kapasitet sent inn i markedet, vil tilbudet av elsertifikater være høyt frem mot år 2030. Prisene er derfor ventet å falle etter hvert som kvoteplikt og etterspørsel avtar (Fornybar.no, 2013b).

### 7.3 Vindkraftverkets totalinntekter

Figur 43 viser vindkraftverkets reelle totalinntekter. Vindkraftverkets inntekter gis av systemprisen i markedet, samt ekstraintekter generert gjennom elsertifikater. Selv om sertifikatene i realiteten kan selges uavhengig av når de blir produsert, forutsetter vi at disse selges sammen med elektrisiteten. Ved utgangen av 2012 har vi forutsatt at salg av elektrisitet skjer til en systempris lik 0,334 NOK/kWh, tilsvarende 10-års historisk gjennomsnitt. Prisen på elsertifikater er forutsatt 0,18 NOK/kWh. For tiden etter år 2012, er systemprisen forutsatt å følge forwardprisen ut år 2023. Deretter antar vi at systemprisen øker lineært og reelt med 0,5 % årlig, lik den positive trenden etter år 2016. Prisen på elsertifikater er forutsatt å følge forwardprisen frem til år 2018. Deretter holdes den reelle prisen fast på 0,18 NOK/kWh, frem mot år 2030.



Figur 43: Vindkraftverkets reelle totalinntekter frem mot år 2030.

# LØNNSOMHET OG KONKLUSJON

---

I denne delen av utredningen sammenlignes beregnet LCOE opp mot inntekter fra salg av elektrisitet og elsertifikater. Av dette får vi en føring på lønnsomhetsbildet for norsk vindkraft i dag, og frem mot år 2020 og 2030. Til slutt vil vi presentere en *grid-parity* analyse, hvor vi gir vårt anslag på når norsk landbasert vindkraft eventuelt kan ventes å være konkurransedyktig i kraftmarkedet, uten behov for subsidier.

## 8. Lønnsomhetsberegninger

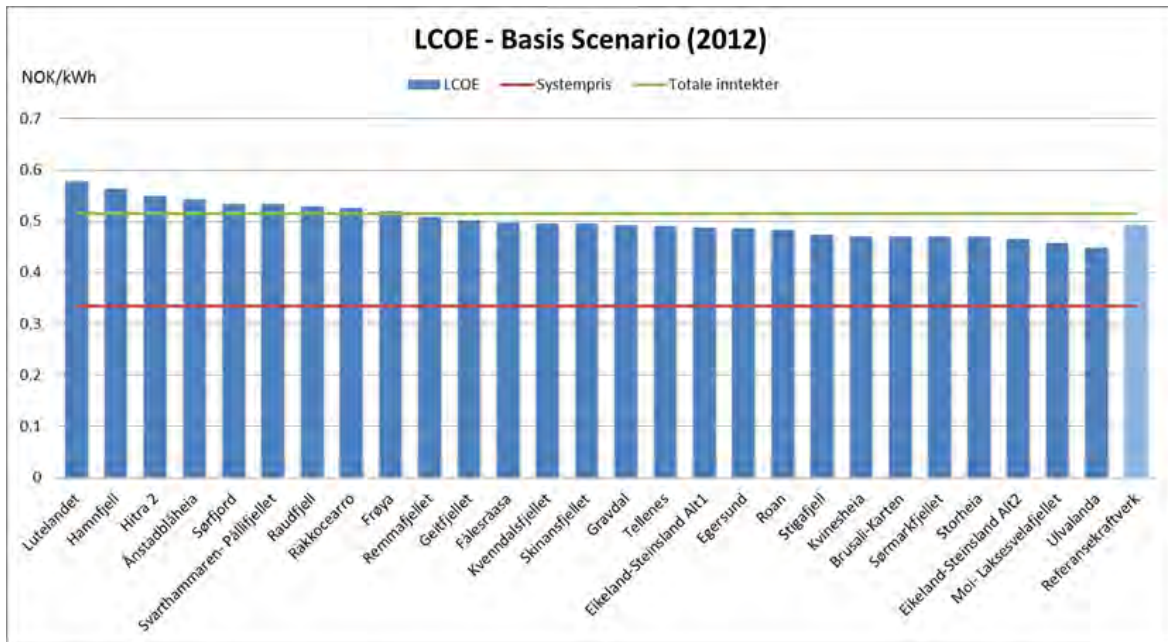
### 8.1 Lønnsomhet i år 2012

I lønnsomhetsanalysen for år 2012 tar vi utgangspunkt i den reelle LCOE-verdien funnet for referansekraftverket, samt inntektene man kan forvente fra dagens markedssituasjon. LCOE for 2012 ble i delkapittel 4 beregnet til 0,492 NOK/kWh, for referansekraftverket gitt forutsetningene i basisscenarioet.

Differansen mellom kostnader og inntekter betegnes som "det finansielle gapet" (FG). Ved  $FG = 0$  er kostnadene lik den prisen en produsent av vindkraft må få på sin produksjon for å rettferdiggjøre sin investering i vindkraftprosjektet. Ved  $FG > 0$  er inntektene utilstrekkelige, og prosjektutvikler får ikke dekket sine LCOE-kostnader.

Ved utgangen av 2012 gir salg av elektrisitet og elsertifikater en samlet reell inntekt på 0,514 NOK/kWh. Referansekraftverket har dermed et finansielt gap på -0,022 NOK/kWh (0,492-0,514). Vindkraftverket har en fortjeneste på 2,2 øre for hver kWh elektrisitet produsert, og er ved utgangen av år 2012 lønnsomt med subsidier. Kostnadseffektive vindkraftverk lokalisert i områder med spesielt gunstige produksjonsforutsetninger (godt scenario), vil imidlertid kunne oppnå enda lavere LCOE-nivå og dermed kunne drive med god lønnsomhet.

Figur 44 viser LCOE opp mot inntekter for de ulike vindkraftprosjektene, som er gitt byggekonsesjon. Hadde disse kraftverkene vært i drift ved slutten av år 2012, ville 18 av 27 kraftverk drevet lønnsomt. Hvorvidt prosjektutbyggerne faktisk finner det lønnsomt å bygge ut, vil avhenge av deres forventninger til fremtidig pris på elektrisitet og elsertifikater.



Figur 44: Oversikt over hvilke kraftverk som ved betingelsene i basisscenariot vil drive lønnsomt 2012

Lønnsomheten er svært følsom for de volatile systemprisene. Faller eksempelvis prisen fra 0,334 til 0,25 NOK/kWh (faktisk 2012- nivå), vil FG for referansekraftverket øke fra -0,022 til +0,0622 NOK/kWh, noe som gjør referansekraftverket ulønnsomt. I appendiks, figur 10, illustreres FG for referansekraftverket ved ulike systempriser.

## 8.2 Lønnsomhet i år 2020 og 2030

Med forventet produksjonsoverskudd i Norden vil kraftprisene trolig holde et lavt nivå fremover. Salg av elsertifikater blir derfor en svært viktig kilde til ekstraintekter for vindkraftverkene.

For år 2020 og 2030 beregnet vi i delkapittel 5.4 at LCOE var hhv. 0,419 og 0,400 NOK/kWh for referansekraftverket i basisscenario. Av figur 43 ser vi at inntektene i tilsvarende år ventes å være på 0,438 og 0,449 NOK/kWh. FG beregnes her til - 0,019 NOK/kWh og - 0,049 NOK/kWh, ved utgangen av år 2020 og 2030. Dette innebærer at referansekraftverket vil være lønnsomt med subsidier, både i år 2020 og år 2030. De positive marginene skyldes reduserte kostnader og økt produksjonseffektivitet. Samtidig er det viktig å merke seg at subsidiene står for over en tredjedel av inntektene, og er dermed kritisk for lønnsomheten i prosjektene. Med fem år igjen av elsertifikatordningen viser analysen at norske vindkraftverk i år 2030, fortsatt er svært avhengig av subsidier.

### 8.3 Grid Parity

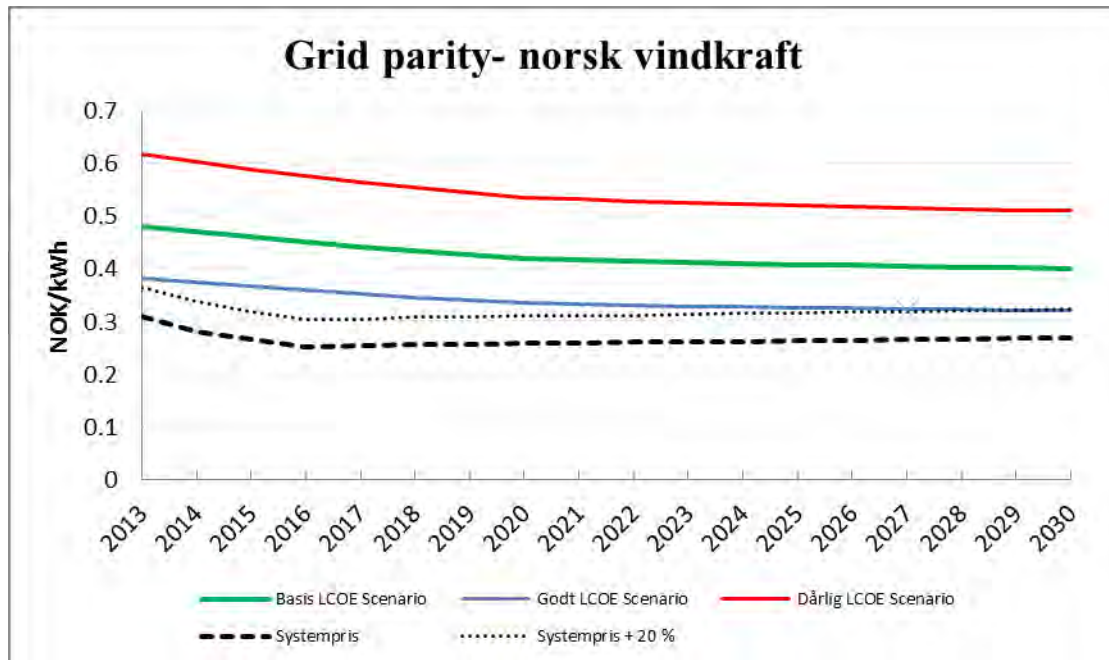
Avslutningsvis ønsker vi å gi et anslag på når i fremtiden norsk vindkraft eventuelt når *grid parity*. Grid- parity tilsvarer kostnadsnivået (LCOE – nivået) hvor vindkraft kan levere elektrisitet til prisen markedet betaler, uten behov for subsidier (NVE, 2012a). For at dette skal bli realitet må vindkraftverkene oppnå LCOE-nivåer som matcher systemprisen i kraftmarkedet:

$$P_{Elektrisitet} = LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T ((D \& V_t) * (1+r)^{-t})}{\sum_{t=1}^T (Produksjon_t * (1+r)^{-t})}$$

Da elsertifikatordningen skal vare ut år 2035, har norsk vindkraft i teorien 22 år på å nå grid parity. Nås ikke grid parity innen den tid, vil norsk vindkraft ikke være konkurransedyktig med mindre subsidieordningen forlenges.

I lønnsomhetsanalysen ovenfor fant vi at referansekraftverket vil drive lønnsomt, med subsidier, i år 2012, 2020 og 2030. Ser vi derimot bort i fra elsertifikatinntektene, blir lønnsomhetsbildet fort annerledes. Ved utgangen av 2012 vil referansekraftverket gitt forutsetningene i basisscenarioet, forventes å gå med et tap på 0,158 NOK/kWh.

I figur 45 har vi sammenlignet LCOE- prognoser og forventede systempriser, frem mot år 2030. Gitt forventede LCOE- og systemprisnivåer, vil norsk vindkraft fortsatt være et godt stykke unna å oppnå grid parity innen år 2030.



Figur 45: Grid parity- analyse for norsk vindkraft

Det er som fremhevet i kapittel 6 viktig å ha for seg den store usikkerheten rundt det fremtidige prisnivået. Selv om markedet forventer lave priser fremover, er det på lang sikt mange faktorer som kan tenkes å endre dette. En åpenbar mulighet er at det skjer reguleringer i CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet. Ved utgangen av år 2012 var det et overskudd på 2MRD CO<sub>2</sub>-kvoter i den europeiske økonomien, en dobling fra året før (European Commission, 2013). For å øke etterspørselen på kvoter, har EU våren 2013 diskutert å trekke ut 900 millioner kvoter fra markedet frem mot år 2015 (EurActive, 2013). Gjennomføres planene vil dette trolig gi høyere CO<sub>2</sub>-priser.

Øker CO<sub>2</sub> prisen fra dagens nivå (7 Euro/tonn), opp mot 2011- nivå (20 Euro/tonn), vil systemprisen, gitt en omveltningfaktor på 0,6 (Hippe, et al., 2012), stige med omkring 0,06 NOK/kWh<sup>15</sup>. Med dagens systempris utgjør dette en prisøkning på ca. 20 %. Forutsetter vi et 20 % høyere prisnivå fremover, vil grid parity kunne nås innen år 2027<sup>16</sup>. Dette illustreres av skjæringspunktet mellom den sorte stiplede linjen, ”Systempris + 20 %”, og den fallende LCOE- kurven, ”Godt LCOE scenario”, i figur 45.

<sup>15</sup> Systemprisen er forutsatt lik den norske elektrisitetsprisen

<sup>16</sup> CO<sub>2</sub>-kostnaden er forutsatt å holde seg stabil på 20 EUR/tonn fra år 2014 til 2030.

## 9. Oppsummering og konklusjon

- Norsk landbasert vindkraft er i dag og frem mot år 2020 og 2030 avhengig av subsidier for å konkurrere i det nordiske kraftmarkedet.
- Vindkraftutbyggere kan i 2012 i gjennomsnitt forvente en LCOE- kostnad på 0,492 NOK/kWh.
- Med forventninger om lave elektrisitetspriser fremover har betingelsene endret seg for noen av kraftverkene som søkte om konsesjon i perioden 2009 – 2011. Det som var et lønnsomt prosjekt i 2009 er kanskje ikke lenger lønnsomt i 2012 og fremover.
- Gitt gjeldende markedsforhold vil mange norske vindkraftverk nå ha utfordringer med å drive lønnsomt, selv med støtten fra subsidiene. Med LCOE på mellom 0,449 og 0,578 NOK/kWh ville 18 av 27 planlagte kraftverk drevet lønnsomt i dagens marked.
- Kostnadseffektive vindkraftverk lokalisert i områder med spesielt gunstige produksjonsforutsetninger (godt scenario), vil kunne oppnå LCOE- nivå lave nok til å drive med god profitt.
- LCOE for det typiske norske vindkraftverket er anslått å falle fra 0,492 NOK/kWh i år 2012 til 0,419 og 0,400 NOK/kWh i år 2020 og 2030. Investeringskostnadene alene er beregnet å falle med 13,4 og 17,5 % i perioden, mens brukstid er ventet å øke fra 2889 til 3254 timer.
- Nordisk produksjonsoverskudd ventes å holde kraftprisene lave i årene fremover. Med lave prisforventninger er gode inntekter fra elsertifikater kritisk for vindkraftens lønnsomhet. I utredningen finner vi at lønnsomhetsmarginene er små, og at elsertifikatprisene trolig må opp for at vindkraftkapasiteten skal vokse i et omfang forenelig med myndighetenes ambisiøse fornybarmål.
- Overskudd av elsertifikater og rekordlave priser på CO<sub>2</sub>- kvoter svekker konkurranseevnen til vindkraft sammenlignet med tradisjonell kraftproduksjon som kullkraft. Innstramning av kvotesystemet kan bedre vindkraftens lønnsomhet og konkurranseevne.



## Referanseliste

- Åsheim, A. (2013). NORWEA sine LCOE- beregninger for norske vindkraftverk. Intervju, 19.02.2013.
- Åtland, E., Ingebrigtsen, K., Aase Kaldahl, J., & Ringstad, A. (2011a). *Generell vindteori*, NTNU. Hentet 2. 14. 2013 fra <http://folk.ntnu.no/espenat/styled-20/styled-25/index.html>
- Åtland, E., Ingebrigtsen, K., Aase Kaldahl, J., & Ringstad, A. (2011b). *Kostnadsutvikling*, NTNU. Hentet 5. 29. 2013 fra <http://folk.ntnu.no/espenat/styled-7/styled-17/index.html>
- Bjørke, B. F. (2009). *Norwegian Wind Power: Levelized production costs and grid parity*. Oslo: Masteroppgave, Institutt for samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo.
- BNEF. (2011). *Onshore wind energy to reach parity with fossil-fuel electricity by 2016*, Bloomberg New Energy Finance. Hentet 4. 15. 2013 fra <http://bnef.com/PressReleases/view/172>
- BNEF. (2013). *Renewable energy now cheaper than new fossil fuels in Australia*, Bloomberg New Energy Finance. Hentet 4. 15. 2013 fra <http://about.bnef.com/press-releases/renewable-energy-now-cheaper-than-new-fossil-fuels-in-australia/>
- Bye, T., Greaker, M., & Rosendahl, K. (2002). *Grønne sertifikater og læring*, Statistisk sentralbyrå. Hentet 3. 12. 2013 fra [http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp\\_200227/rapp\\_200227.pdf](http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_200227/rapp_200227.pdf)
- Cenă, & Simonot. (2011). *The cost of wind energy, AEE contribution to IEA task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy*, International Energy Agency. Hentet 4. 2. 2013 fra [http://www.ieawind.org/index\\_page\\_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf](http://www.ieawind.org/index_page_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf)
- DEWI. (2002). *Study on the Current Cost Situation of Wind Energy Use in Germany 2002*, Deutsches Windenergie-Institut GmbH. Hentet 4. 4. 2013 fra <http://www.dewi.de/dewi/?id=156>
- EA Energianalyse. (2011). *Nordic electricity supply and demand in a changing climate*, EA Energianalyse. Hentet 3. 17. 2013 fra [http://www.ea-energianalyse.dk/reports/706\\_nordic\\_electricity\\_supply\\_and\\_demand\\_in\\_changing\\_climate.pdf](http://www.ea-energianalyse.dk/reports/706_nordic_electricity_supply_and_demand_in_changing_climate.pdf)
- ECOHz. (2013). *Notat- Elsertifikat- erfaringer*, ECOHz. Hentet 5. 18. 2013 fra <http://www.ecohz.com/media/35387/130409%20Notat%20elsert-erfaringer.pdf>
- Enova. (2013a). *Fornybar kraft*, Enova.no. Hentet 3. 19. 2013 fra <http://resultat.enova.no/resultatrapport-2011/arbeidsomrader/fornybar-kraft>
- Enova. (2013b). *Formål*, Enova.no. Hentet 3. 19. 2013 fra <http://www.enova.no/om-enova/36/0/>
- Enova. (2013c). *Nettariff*, Enova.no. Hentet 3. 19. 2013 fra <http://www.enova.no/radgivning/naring/praktiske-ressurser/nettariff/nettariff/172/198/>
- EurActive. (2013). *Backloading amendment to return for 'second round'*, EurActive.com. Hentet 6. 1. 2013 fra <http://www.euractiv.com/climate-environment/backloading-amendment-return-sec-news-519285>

- European Commission. (2013). *Structural reform of the European carbon market*, European Commission. Hentet 6. 1. 2013 fra [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm)
- EWEA. (2009). *The Economics of Wind Energy*, European Wind Energy Association. Hentet 3. 4. 2013 fra [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/00\\_POLICY\\_document/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy\\_\\_March\\_2009\\_.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf)
- Finansdepartementet. (1997). *Nytte-kostnadsanalyser*; NOU 1997:27. Hentet 3. 3., 2013 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1997/nou-1997-27/6/2.html?id=347238>
- Fiorenzani, S. (2006). *Quantitative methods for electricity trading and risk management, advanced mathematical and statistical methods for energy finance*. Palgrave Macmillan.
- Fornybar.no. (2013a). *Generatoren*, Fornybar.no. Hentet 2. 14. 2013 fra <http://www.fornybar.no/vindenergi/produksjon-av-vindkraft/vindturbinen/generatoren>
- Fornybar.no. (2013b). *Elsertifikater for grønn kraft (pliktige grønne sertifikater)*, Fornybar.no. Hentet 3. 12. 2013 fra <http://www.fornybar.no/overordnede-temaer/energipolitikk-og-stotteordninger/stotteprinsipper-og-teknologisk-modenhetutvikling/elsertifikater-for-gronn-kraft-pliktige-gronne-sertifikater/elsertifikater-for-gronn-kraft-pliktige-gronne-sertifikater>
- Fossdal, M. L. (2003). *Håndbok for samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 5. 18. 2013 fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202003/H%C3%A5ndbok%202003/Trykkefil%20h%C3%A5ndbok%201-03.pdf>
- Gjøølberg, & Johnsen. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?*, Enova SF. Hentet 2. 17. 2013 fra [http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CDkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww2.enova.no%2Fpublikasjonsoversikt%2Ffile.axd%3FID%3D282%26rand%3D1951604a-eea5-4108-bc8c-3747e896f2ab&ei=5uu5Ub3zF4SYtAal9YDgAQ&usg=AFQjCNFsDKubsE\\_0-\\_RN](http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CDkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww2.enova.no%2Fpublikasjonsoversikt%2Ffile.axd%3FID%3D282%26rand%3D1951604a-eea5-4108-bc8c-3747e896f2ab&ei=5uu5Ub3zF4SYtAal9YDgAQ&usg=AFQjCNFsDKubsE_0-_RN)
- GWEC. (2011). *Global Wind Report, Annual market update 2010*, Global Wind Energy Council. Hentet 3. 20. 2013 fra [http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC\\_annual\\_market\\_update\\_2010\\_-\\_2nd\\_edition\\_April\\_2011.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf)
- GWEC. (2012). *Global Wind Report, Annual market update 2011*, Global Wind Energy Council. Hentet 3. 20., 2013 fra [http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual\\_report\\_2011\\_lowres.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2011_lowres.pdf)
- GWEC. (2013). *Global Wind Report, Annual Market Update 2012*, Global Wind Energy Council. Hentet 3. 20., 2013 fra [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual\\_report\\_2012\\_LowRes.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2012_LowRes.pdf)

- GWEC, & Greenpeace. (2012). *Global Wind Energy Outlook 2012*, Global Wind Energy Council; Greenpeace. Hentet 3. 21. 2013 fra [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO\\_2012\\_lowRes.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf)
- Hippe, J. M., Jordfald, B., Løfsnæs, O., Røtnes, R., & Tennbakk, B. (2012). *Klemte mellom Norge og Kina; Plass til kraftkrevende industri i Norge?*, FAFO. Hentet 6. 4. 2013 fra <http://www.fafo.no/pub/rapp/20235/20235.pdf>
- Hofstad, K. (2011). *Vindkraft – Produksjonsstatistikk - 2011*, Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo. Hentet 1. 29. 2013 fra [http://www.nve.no/PageFiles/14342/Vindkraftproduksjon\\_2011.pdf](http://www.nve.no/PageFiles/14342/Vindkraftproduksjon_2011.pdf)
- IEA. (2010). *Project cost of generating electricity*. Paris: Organization for economic co-operation and development; International Energy Agency. Hentet 2. 29. 2013 fra <http://www.iea.org/textbase/npsum/eleccost2010SUM.pdf>
- IEA. (2012). *World Energy Outlook 2012*, Paris: International Energy Agency (IEA)
- ivt.ntnu.no. (2007). *Wind turbine design according to Betz and Schmitz*, NTNU. Hentet 02 11, 2013 fra <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4175/innhold/Forelesninger/Forelesninger%202007/>
- James-Smith, E. (2011). *Danish Wind Project Performance and Capital Price Trends. Presentation to IEA Wind Task 26*, International Energy Agency (IEA). Hentet 3. 17. 2013 fra [http://www.ieawind.org/index\\_page\\_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf](http://www.ieawind.org/index_page_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf)
- Lantz, E., Wiser, R., & Hand, M. (2012). *The Past and Future Cost of Wind Energy, IEA Wind Task 26, Work Package 2*, International Energy Agency (IEA). Hentet 4. 20. 2013 fra [http://www.ieawind.org/index\\_page\\_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf](http://www.ieawind.org/index_page_postings/task26/task%2026%20wp%201%20report.pdf)
- Lemming, J., Morthorst, P., Clausen, N., & Hjuler Jensen, P. (2009). *Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008*. Roskilde: Risø National Laboratory for Sustainable Energy.
- Miljøverndepartementet. (2009). *Forskrift om konsekvensutredninger*, (FOR 2009-06-26 nr 855). Hentet 5. 5. 2013 fra <http://www.lovdatabasen.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20090626-0855.html>
- Miljøverndepartementet. (2012). *Norsk klimapolitikk*, (Meld.St.21, Melding til Stortinget). Oslo: Miljøverndepartementet.
- NASDAQ OMX. (2013). *Market prices*, NASDAQOMX.com. Hentet 5. 22., 2013 fra <http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/marketprices/>
- Neij, L., Andersen, P., Durstewitz, M., Helby, P., Hoppe-Kilpper, M., & Morthorst, P. (2003). *Experience curves: a tool for energy policy programmes assessment, final report from the EXTOOL project*. Lund: Department of environment and energy systems, Lund University.
- Nielsen, P., Morthorst, P. E., Sune, S., Jørn, L., & Linboe, H. (2010). *Vindmøllers Økonomi, UEDP prosjekt 33033-0196*, EMD International. Hentet 2 2. 2013 fra [http://www.emd.dk/files/Vindm%C3%B8llers%20%C3%B8konomi\\_EMD-Feb2010.pdf](http://www.emd.dk/files/Vindm%C3%B8llers%20%C3%B8konomi_EMD-Feb2010.pdf)

- Nitter-Huge, J. (2005). *Revidert kalkulasjonsrente for statlige tiltak*, SFSO. Hentet 5. 6. 2013 fra <http://www.sfso.no/upload/stab/info/Art%20Nitter-Hauge%20og%20Fr%C3%B8yland.pdf>
- Nordpool. (2013a). *Historisk systempris*, Nordpoolspot.com. Hentet 5. 22. 2013 fra <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/>
- Nordpool. (2013b). *European Integration – Overview*, Nordpoolspot.com. Hentet 6. 1. 2013 fra <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/European-Integration/>
- Norges Bank. (2013). *Pengepolitisk rapport med vurdering av finansiell stabilitet*, Norges Bank. Hentet 6. 1., 2013 fra [http://www.norges-bank.no/pages/93632/PPR\\_1\\_13.pdf](http://www.norges-bank.no/pages/93632/PPR_1_13.pdf)
- NORWEA. (2012). *Vindkraftens ABC*, NORWEA. Hentet 2. 2. 2013 fra <http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CCsQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.norwea.no%2FAdmin%2FPublic%2FDWSDownload.aspx%3FFile%3D%252FFiles%252FFiler%252FVindkraftens%2BABC.pdf&ei=9PS5Ufz-GILpswbY0IHYCw&usg=AFQjCNHnFnSZZFUaSD>
- NVE. (2006). *Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 3. kvartal 2006*, NVE.no. Hentet 5. 19., 2013 fra [http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202006/Rapport%202006/Rapp12\\_06\\_Kraftmarkedet\\_3kv06.pdf](http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202006/Rapport%202006/Rapp12_06_Kraftmarkedet_3kv06.pdf)
- NVE. (2009a). *Prioriteringskriterier for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 1. 29. 2013 fra <http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Vindkraft/Rapporter%20og%20veiledere/Prioriteringskriterier%20vindkraft.pdf>
- NVE. (2009b). *Generelt om vindkraft*, NVE. Hentet 2. 7. 2013 fra <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Vindkraft/>
- NVE. (2009c). *Vindkart for Norge, Oppdragsrapport A*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Oppdragsrapport%20A%202009/oppdragsrapportA9-09.pdf>
- NVE. (2011). *Kostnader ved produksjon av kraft og varme*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 5. 14., 2013 fra <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/H%C3%A5ndbok%202011/h%C3%A5ndbok1-11.pdf>
- NVE. (2012a). *Bakgrunn for vedtak*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 3. 3. 2013 fra <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200703469-89-1058808.PDF>
- NVE. (2012b). *Bakgrunn for vedtak*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 3. 3. 2013 fra <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200703469-89-1058808.PDF>
- NVE. (2013a). *Konsesjonssaker- Vindkraft*, NVE.no. <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Konsesjonssaker/Vindkraft/>.

- NVE. (2013b). *Fyllingsgrader i magasiner*, NVE.no. Hentet 5. 19. 2013 fra <http://vannmagasinfylling.nve.no/Default.aspx?ViewType=AllYearsTable&Omr=NO>
- OED. (1998). *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, (NOU 1998: 11), Olje- og energidepartementet . Hentet 5. 28., 2013 fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/7/1.html?id=349014>
- OED. (2008). *Fakta 2008: Energi og vannressurer i Norge*, Olje- og Energidepartementet. Hentet 5. 5. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger\\_brosjyrer/2008/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i-.html?id=536186](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger_brosjyrer/2008/fakta-2008-om-energi-og-vannressurser-i-.html?id=536186)
- OED. (2011). *Forskrift om elsertifikater*, Olje- og Energidepartementet. Hentet 5. 3. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Elsertifikater/2011-14923\\_Forskriften\\_doc\\_847057.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Elsertifikater/2011-14923_Forskriften_doc_847057.pdf)
- OED. (2012a). *Elsertifikatordningen*, Olje- og Energidepartementet. Hentet 2. 3. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi\\_og\\_vannsressurser/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462)
- OED. (2012b). *Nasjonal handlingsplan for fornybar energi i henhold til Direktiv 2009/28/EC*, Olje- og energidepartementet. Hentet 3. 23. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/22-konsesjonsrunde\\_2012/2012-0626\\_Handlingsplan\\_fornybardirektivet\\_250612.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/22-konsesjonsrunde_2012/2012-0626_Handlingsplan_fornybardirektivet_250612.pdf)
- OED. (2013). *Fakta 2013 Energi- og vannressurser i Norge*, Olje- og Energidepartementet. Hentet 5. 7. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/upload/OED/Faktaheftet/Fakta\\_energi\\_og\\_vannressurs.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/Faktaheftet/Fakta_energi_og_vannressurs.pdf)
- Rommetveit, O. (2012). *Barrierer for storskala vindkraftutbygging i Norge*, Zephyr. Hentet 5. 14. 2013 fra [http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202012/PTK2012/Mandag\\_5\\_Mars/10\\_Olav\\_Rommetveit.pdf](http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202012/PTK2012/Mandag_5_Mars/10_Olav_Rommetveit.pdf)
- Schwabe, P., Lensink, S., & Hand, M. (2011). *Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy*, IEA Wind Task 26, Work Package 1, Final Report, International Energy Agency (IEA). Hentet 4. 2. 2013 fra <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48155.pdf>
- Seljom, P., Rosenberg, E., Fidje, A., Meir, M., Haugen, J. E., & Jarlseth, T. (2010). *The Effects of Climate Change on the Norwegian Energy System towards 2050*, Institutt for energiteknikk. Hentet 5. 20. 2013 fra <http://www.ife.no/no/publications/2010/ensys/ifekre2010002>
- Skaansar, E. (2013). *Kvartalsrapport for kraftmarknaden 1. kvartal 2013*, Norges vassdrags- og energidirektorat. Hentet 6. 2. 2013 fra [http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013\\_27.pdf](http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_27.pdf)
- SSB. (2013a). *Konsumprisindeksen*, SSB.no. Hentet 4. 12. 2013 fra <http://www.ssb.no/kpi>
- SSB. (2013b). *Byggjekostnadsindeks*, SSB.no. Hentet 5. 12. 2013 fra <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/saveselections.asp>

- Statnett. (2011). *Nettutviklingsplan*, Oslo: Statnett SF. Hentet 4. 17. 2013 fra <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>
- Statnett. (2013). *Kraftsituasjonen*, Statnett.no. Hentet 5. 25. 2013 fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftsituasjonen/>
- Store norske leksikon. (2013a). *Klimaforliket*, snl.no. Hentet 6. 10. 2013 fra <http://snl.no/Klimaforliket>
- Store norske leksikon. (2013b). *Energi i Norge*, snl.no. Hentet 2. 10. 2013 fra [http://snl.no/Energi\\_i\\_Norge](http://snl.no/Energi_i_Norge)
- Svensk Kraftmäkling. (2013). *Price info*, skm.se. Hentet 5. 3. 2013 fra <http://www.skm.se/priceinfo>
- Tegen, S., Hand, M., Lantz, E., Schwabe, P., & Smith, A. (2012). *2010 Cost of Wind Energy Review, Technical Report NREL/TP- 5000 - 52920, Task No. WE11.1201*, National Renewable Energy Laboratory. Hentet 3. 17., 2013 fra <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf>
- THEMA. (2011). *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader, THEMA Rapport 2011-19*, THEMA Consulting Group. Hentet 6. 1. 2013 fra [http://www.regjeringen.no/pages/37306204/THEMA-rapport\\_2011-19\\_Kraftpriser\\_forsyningssikkerhet\\_og\\_kostnader.pdf](http://www.regjeringen.no/pages/37306204/THEMA-rapport_2011-19_Kraftpriser_forsyningssikkerhet_og_kostnader.pdf)
- Vindportalen. (2013). *Inntekter*, Vindportalen.no. Hentet 4. 5., 2013 fra <http://www.vindportalen.no/oekonomi/inntekter.aspx>
- Waagaard, I., Christophersen, E., & Slungård, I. (2008). *Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025, Rapport*. Oslo: Enova; NVE.
- Weir, D. (2013a). *Vindkraft- Produksjon i 2012, rapport nr 13/2013, Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet 3. 1., 2013 fra [http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013\\_13.pdf](http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_13.pdf)
- Weir, D. (2013b). NVE sin vurdering av vindkraftverks kostnader, Intervju, 14.2.2013.
- Wieser, R., Lantz, E., Bolinger, M., & Hand, M. (2012). *Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects*, National Renewable Energy Laboratory; Lawrence Berkeley National Laboratory. Hentet 3. 15. 2013 fra [http://emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2-2012\\_0.pdf](http://emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2-2012_0.pdf)

## Appendiks

- 1) Tabell 1 viser NVE sine referansetall for normale kostnader og brukstid i perioden 2009 -20 12. Data er hentet fra konsesjonsvedtak i NVE sin konsesjonsdatabase (NVE, 2013a).

<i>År</i>	<i>Investeringskost</i>	<i>D&amp;V- kostnader</i>	<i>Brukstid</i>
	<i>MNOK/MW</i>	<i>NOK/kWh</i>	<i>Timer</i>
2009	14 (13- 15)	0.10	-
2010	13 (12-14)	0.10	2700
2011	12 (11- 13)	0.135 (0.12 - 0.15)	2700
2012	12 (11- 13)	0.15 (0.12 - 0.18)	2700

- 2) Tabell 2 viser 9 LCOE-beregninger for hvert av de 27 ulike kraftverkene med kapasitet over 25 MW, gitt konsesjon i perioden 2009 - 2012. Utregningene er delt opp i scenarioer med tre forskjellige kalkulasjonsrenter.

Navn	Godt Scenario			Basis Scenario			Dårlig Scenario		
	HøyBrukstid/Lav D&V/Lav I			Mid Brukstid/Mid D&V/Mid I			Lav Brukstid/Høy D&V/Høy I		
	8 %	7 %	6 %	8 %	7 %	6 %	8 %	7 %	6 %
Lutelandet	0,481	0,459	0,437	0,607	0,578	0,549	0,782	0,743	0,705
Hamnfjell	0,469	0,447	0,424	0,594	0,564	0,535	0,769	0,729	0,690
Hitra 2	0,459	0,439	0,419	0,577	0,550	0,525	0,739	0,704	0,669
Ånstadblåheia	0,454	0,433	0,413	0,570	0,544	0,518	0,732	0,697	0,662
Sørfjord	0,444	0,423	0,402	0,561	0,533	0,506	0,725	0,688	0,651
Svarthammaren- Pållefjellet	0,444	0,423	0,402	0,561	0,533	0,506	0,725	0,688	0,651
Raudfjell	0,441	0,421	0,401	0,556	0,529	0,504	0,715	0,679	0,645
Råkkoearro	0,439	0,418	0,399	0,552	0,526	0,501	0,711	0,676	0,641
Frøya	0,433	0,412	0,392	0,546	0,520	0,494	0,705	0,669	0,634
Remmafjellet	0,423	0,403	0,384	0,533	0,508	0,483	0,688	0,653	0,620
Geitfjellet	0,418	0,398	0,379	0,527	0,501	0,477	0,679	0,645	0,612
Fålesråasa	0,414	0,394	0,374	0,523	0,497	0,471	0,676	0,641	0,607
Kvenndalsfjellet	0,413	0,393	0,373	0,523	0,496	0,471	0,677	0,642	0,607
Skinansfjellet	0,413	0,393	0,375	0,520	0,495	0,471	0,669	0,636	0,604
Gravdal	0,410	0,389	0,370	0,519	0,492	0,467	0,673	0,637	0,603
Tellenes	0,409	0,390	0,371	0,515	0,491	0,466	0,664	0,631	0,598
Eikeland-Steinsland Alt1	0,407	0,389	0,372	0,511	0,488	0,465	0,654	0,623	0,593
Egersund	0,406	0,387	0,369	0,510	0,486	0,463	0,656	0,624	0,592
Roan	0,402	0,382	0,363	0,508	0,483	0,458	0,657	0,623	0,590
Stigafjell	0,395	0,377	0,359	0,497	0,474	0,451	0,640	0,609	0,578
Kvinesheia	0,392	0,374	0,357	0,494	0,471	0,448	0,636	0,604	0,574
Brusali-Karten	0,392	0,374	0,356	0,494	0,470	0,447	0,635	0,604	0,573
Sørmarkfjellet	0,392	0,374	0,356	0,494	0,470	0,447	0,635	0,604	0,573
Storheia	0,391	0,373	0,354	0,494	0,470	0,446	0,639	0,606	0,574
Eikeland-Steinsland Alt2	0,388	0,370	0,353	0,488	0,465	0,443	0,628	0,597	0,567
Moi- Laksesvelafjellet	0,381	0,364	0,347	0,480	0,457	0,435	0,616	0,586	0,557
Ulvalanda	0,374	0,357	0,341	0,470	0,449	0,427	0,604	0,575	0,546
<b>Referansekraftverk</b>	<b>0,410</b>	<b>0,391</b>	<b>0,372</b>	<b>0,517</b>	<b>0,492</b>	<b>0,468</b>	<b>0,666</b>	<b>0,633</b>	<b>0,600</b>

- 3) Tabell 3 viser 9 LCOE-beregninger 6 ulike småkraftkraftverk, med kapasitet under 25 MW, gitt konsesjon i perioden 2009 - 2012. Utrekningene er delt opp i scenarioer med tre forskjellige kalkulasjonsrenter.

Navn	Godt Scenario			Basis Scenario			Dårlig Scenario		
	HøyBrukstd/Lav D&V/Lav I			Mid Brukstd/Mid D&V/Mid I			Lav Brukstd/Høy D&V/Høy I		
	8 %	7 %	6 %	8 %	7 %	6 %	8 %	7 %	6 %
<i>Småkraftverk</i>									
Bessakerfjellet 2	0,459	0,439	0,419	0,577	0,550	0,525	0,739	0,704	0,669
Dønnesfjord	0,413	0,393	0,375	0,520	0,495	0,471	0,669	0,636	0,604
Svåheia	0,407	0,389	0,372	0,511	0,488	0,465	0,654	0,623	0,593
Vardøya	0,382	0,365	0,348	0,481	0,458	0,436	0,618	0,588	0,558
Friestad	0,373	0,355	0,338	0,470	0,447	0,425	0,607	0,576	0,546
Roymyra	0,320	0,306	0,292	0,402	0,384	0,366	0,515	0,491	0,467
<b>Referansekraftverk &lt;25MW</b>	<b>0,391</b>	<b>0,374</b>	<b>0,356</b>	<b>0,492</b>	<b>0,469</b>	<b>0,447</b>	<b>0,632</b>	<b>0,601</b>	<b>0,571</b>

- 4) Tabell 4 viser enhetskostnadsberegninger for 6 ulike kraftteknologier når enhetskostnaden varieres fra lav, til middels, til høyt nivå (NVE, 2011).

Enhetskostnader (NOK/kWh)			
Teknologi	Lav	Middelnivå	Høy
Vannkraftverk	0.210	0.276	0.341
Kjernekraftverk	0.373	0.373	0.373
Gassfyrte kombikraftverk	0.387	0.420	0.453
Kullkraftverk	0.422	0.422	0.422
Vindkraftverk (LCOE)	0.393	0.492	0.633
Gassturbinverk	0.578	0.906	1.234



- 5) Tabell 5 viser resultatet av sensitivitetsanalysen utført på referansekraftverket gitt betingelsene i basisscenarioet. Effekten av sensitivitetene er oppgitt i både prosent og NOK/kWh.

Sensitivitetsanalyser -LCOE- verdier				
Variabel v/scenario	Variasjon	LCOE	Differanse	Endring
	%	NOK/kWh	NOK/kWh	%
<b>Investeringskost</b>				
Godt	-7,50%	0,466	-0,026	-5,28
Basis	0	0,492	0	0
Dårlig	7,50%	0,518	0,026	5,28
<b>D&amp;V- kostnader</b>				
Godt	-15%	0,47	-0,022	-4,47
Basis	0	0,492	0	0
Dårlig	15%	0,514	0,022	4,47
<b>Brukstid</b>				
Godt	20%	0,435	-0,0575	-11,58
Basis	0	0,492	0	0
Dårlig	-20%	0,578	0,086	17,46
<b>Kalkulasjonsrente</b>				
8%	-	0,517	0,025	5,08
7%	-	0,492	0	0
6%	-	0,468	-0,025	-4,87

6) Tabell 6 er en oppsummering av områder for forbedring av LCOE hos norske vindkraftparker.

Produksjon - brukstid	Tiltak - utvikling	Effekt - resultat
Turbindesign	Nye og lettere byggematerialer	Økte dimensjoner- høyere produksjon og reduserte transportkostnader
Turbindesign	Forbedret rotor- og nacelle teknologi med mer avanserte kontrollsystemer.	Økt brukstid gjennom mer fleksible turbiner med høyere vindutnyttelse og høyere tilgjengelighet
Lokalisasjon av vindturbiner	Mer optimal plassering av turbiner - gjennom avanserte vindmålinger og produksjonsestimater (micro-siting)	Økt brukstid gjennom høyere vindhastigheter og mindre produksjonstap
Investeringskostnader	Tiltak - utvikling	Effekt - resultat
Turbinproduksjon	Læringseffekter i turbinproduksjonen	Reduserte turbinpriser ved økt akkumulert produksjon/kapasitet.
Installasjon	Montering og turbinproduksjon lokalt	Mindre transport- og infrastrukturkostnader
Installasjon	Bygge vindkraftverk i større skala	Utnytte skalafordeler ved nettverkstilknytning, infrastruktur og installasjon
D&V- kostnader	Tiltak - utvikling	Effekt - resultat
Strategi/planlegging	Bedre strategier for drift og vedlikehold	Høyere tilgjengelighet av turbiner og lavere D&V-kostnader.
Turbin/systemdesign	Mer avanserte kontrollsystemer	Mindre slitasje og mindre reparasjons- og vedlikeholdsbehov
Datasystemer	Datasystemer/algoritmer for bedre vindprognoser og produksjonsestimater	Treffsikre produksjonsestimater og reduserte balansekostnader

- 7) Tabell 7 viser beregninger av fremtidig forventet global vindkraftkapasitet fra år 2011 – 2030.

Global akkumulert vindkraftkapasitet - 2011 -2030			
År	Installert MW	Vekstrate X(t)	X(t)
2011	40564	-	237669
2012	35650	15 %	273319
2013	40998	15 %	<b>314317</b>
2014	47148	15 %	<b>361465</b>
2015	54220	15 %	<b>415685</b>
2016	62353	15 %	<b>478037</b>
2017	71706	15 %	<b>549743</b>
2018	82461	15 %	<b>632204</b>
2019	94831	15 %	<b>727035</b>
2020	109055	15 %	<b>836090</b>
2021	83609	10 %	<b>919699</b>
2022	91970	10 %	<b>1011669</b>
2023	101167	10 %	<b>1112836</b>
2024	111284	10 %	<b>1224120</b>
2025	122412	10 %	<b>1346532</b>
2026	134653	10 %	<b>1481185</b>
2027	148118	10 %	<b>1629303</b>
2028	162930	10 %	<b>1792233</b>
2029	179223	10 %	<b>1971457</b>
2030	197146	10 %	<b>2168602</b>

- 8) Tabell 8 illustrerer forventet utvikling i investeringskostnaden fra år 2013-2030

Investeringskost (I) - 2013- 2020					
År	Læringsrate (L)	E	X(t)- vekstrate	X(t)	I (mNOK/MW)
2012				1	<b>11.55</b>
2013	0.1	0.1520	0.15	1.15	<b>11.31</b>
2014	0.1	0.1520	0.15	1.3	<b>11.10</b>
2015	0.1	0.1520	0.15	1.45	<b>10.92</b>
2016	0.1	0.1520	0.15	1.6	<b>10.75</b>
2017	0.1	0.1520	0.15	1.75	<b>10.61</b>
2018	0.1	0.1520	0.15	1.9	<b>10.48</b>
2019	0.1	0.1520	0.15	2.05	<b>10.36</b>
2020	0.1	0.1520	0.15	2.2	<b>10.25</b>
2021	0.07	0.1047	0.1	2.3	<b>10.14</b>
2022	0.07	0.1047	0.1	2.4	<b>10.05</b>
2023	0.07	0.1047	0.1	2.5	<b>9.97</b>
2024	0.07	0.1047	0.1	2.6	<b>9.89</b>
2025	0.07	0.1047	0.1	2.7	<b>9.82</b>
2026	0.07	0.1047	0.1	2.8	<b>9.75</b>
2027	0.07	0.1047	0.1	2.9	<b>9.69</b>
2028	0.07	0.1047	0.1	3	<b>9.63</b>
2029	0.07	0.1047	0.1	3.1	<b>9.58</b>
2030	0.07	0.1047	0.1	3.2	<b>9.53</b>

- 9) Tabell 9 viser hvilken effekt forventet utvikling i innsatsfaktorvariablene har på fremtidig LCOE. Tabellen viser fremtidig forventet LCOE-beregninger utført for referansekraftverket, gitt betingelsene i godt-, dårlig- og basisscenario.

År	Investeringskost NOK/MW	Brukstid timer	D&V- kost NOK/kWh	G.LCOE NOK/kWh	B.LCOE NOK/kWh	D.LCOE NOK/kWh
2012	11,55	2889	0,1474	0,391	0,492	0,633
2013	11,31	2932	0,1474	0,382	0,480	0,616
2014	11,10	2976	0,1474	0,373	0,469	0,602
2015	10,92	3021	0,1474	0,366	0,459	0,588
2016	10,75	3066	0,1474	0,358	0,450	0,576
2017	10,61	3112	0,1474	0,352	0,441	0,565
2018	10,48	3159	0,1474	0,346	0,433	0,554
2019	10,36	3206	0,1474	0,340	0,426	0,544
2020	10,25	3254	0,1474	0,335	0,419	0,534
2021	10,14	3254	0,1474	0,333	0,416	0,531
2022	10,05	3254	0,1474	0,331	0,414	0,527
2023	9,97	3254	0,1474	0,329	0,412	0,524
2024	9,89	3254	0,1474	0,327	0,410	0,522
2025	9,82	3254	0,1474	0,326	0,408	0,519
2026	9,75	3254	0,1474	0,325	0,406	0,517
2027	9,69	3254	0,1474	0,323	0,404	0,515
2028	9,63	3254	0,1474	0,322	0,403	0,513
2029	9,58	3254	0,1474	0,321	0,401	0,511
2030	9,53	3254	0,1474	0,320	0,400	0,509

- 10) Figur 10 viser hvordan det finansielle gapet (med og uten subsidier) mellom lønnsom og ulønnsom produksjon, varierer med ulike systempriser i år 2012.

