



# Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025

*Inger Helene Waagaard (NVE)  
Espen Borgir Christophersen (Enova)  
Ingrid Slungård (Enova)*

18  
2008

R  
A  
P  
P  
O  
R  
T



# **Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025**

*Inger Helene Waagaard (NVE), Espen Borgir Christophersen og Ingrid Slungård (Enova)*

## Rapport nr 18

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Enova  
**Redaktør:** Arne Olsen, Tormod Eggan (NVE) og Øyvind Leistad (Enova)  
Inger Helene Waagaard (NVE), Espen Borgir Christophersen  
og Ingrid Slungård (Enova)  
**Forfatter:**

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Opplag:** 100  
**Forsidefoto:** Rune Stubrud

**Emneord:** Vindkraft, støttebehov  
**ISBN** 978-82-410-0678-4  
**ISSN** 1501-2832

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

Desember 2008

# Innhold

<b>Forord</b> .....	<b>4</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Forutsetninger</b> .....	<b>7</b>
2.1 Vindressurs.....	7
2.2 Nettkapasitet.....	8
2.3 Fremdriftsstatus for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter..	9
2.4 Metode.....	10
<b>3 Regioninndeling</b> .....	<b>11</b>
Region 1: Øst for Lakselv .....	11
Region 2: Vest-Finnmark Sør/Vest for Lakselv, Troms og Nordland nord for Ofoten.....	12
Region 3: Nordland, sør for Ofoten, og Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal .....	12
Region 4: Sør for Tunnsjødal til nord for Klæbu .....	14
Region 5: Sør for Klæbu til nord for Fardal.....	14
Region 6: Sør for Fardal til nord for Mauranger .....	16
Region 7: Sør for Hardangerfjorden til nord for Sauda .....	16
Region 8: Sør for Sauda til og med Vest-Agder .....	17
Oppsummering .....	20
<b>4 Investeringskostnad, støttebehov og avsetning av støttemidler</b> .....	<b>22</b>
4.1 Investeringskostnaden for vindkraft.....	22
4.2 Kraftpris .....	22
4.3 Kostnadsberegning – Basisscenario .....	23
4.4 Forutsetninger i basisscenarioet .....	24
4.4.1 Utbyggingstakt .....	24
4.4.2 Kraftpris .....	24
4.4.3 Driftstimer .....	24
4.4.4 Avkastningskrav vindkraft.....	24
4.4.5 Levetid .....	24
4.4.6 Driftskostnader.....	24
4.4.7 Investeringskostnader .....	24
4.4.8 Avsetning av statlige midler for fremtidig støtte .....	25
<b>5 Resultater</b> .....	<b>26</b>
5.1 Totale investeringer .....	26
5.2 Avsetning av midler til fremtidig støtte.....	27
<b>6 Konklusjoner</b> .....	<b>28</b>
<b>Vedlegg</b> .....	<b>29</b>
Følsomhetsanalyse.....	29

# Forord


Våren 2008 tok NVE og Enova initiativ til å samarbeide om en mulighetsstudie for landbasert vindkraft. Ut fra nettkapasiteten har NVE vurdert hva som er teknisk realiserbart av landbasert vindkraftutbygging i Norge fram mot 2025, og Enova har beregnet kostnader og støttebehovet. Statnett har vært en viktig bidragsyter i arbeidet, ved å gjøre analyser av ledig nettkapasitet i eksisterende nett, i tillegg til å vurdere kapasiteten i fremtidige nettforsterkninger i henhold til Statnett sin nettviklingsplan for sentralnettet 2008-2025. NVE har vært ansvarlig for kapittel 2 og 3 i denne studien, og Enova har vært ansvarlig for kapittel 4 og 5.


Det er omsøkt svært mange vindkraftprosjekter i Norge, og med flere politiske uttalelser om satsing på ny fornybar energi, anså NVE og Enova det som nødvendig å utarbeide en studie som viser hva som kan være et realistisk utbyggingsomfang av landbasert vindkraft i Norge fram mot 2025. Studien er derfor ment til å gi en antydning om hva som kan anses som teknisk realiserbart av landbasert vindkraft i Norge.

Deler av resultatene av denne studien ble presentert på NVE og Enovas vindkraftseminar på Stiklestad i august 2008. Analyser av fremtidig nettkapasitet gjennomført i etterkant av vindkraftseminaret, har imidlertid justert resultatene noe.

Prosjektgruppen har bestått av Ingrid Slungård, Espen Borgir Christophersen og Øyvind Leistad (Enova), samt Knut Hofstad, Vegard Willumsen, Tormod Eggan, Arne Olsen og Inger Helene Waagaard (NVE).

Oslo, desember 2008

  
Agnar Aas  
vassdrags- og  
energidirektør

  
Nils Kristian Nakstad  
Adm. direktør Enova SF

# Sammendrag

Denne studien har til hensikt å finne ut hva som kan være teknisk realiserbart av landbasert vindkraft i 2015 og 2025. Studien gir også en indikasjon på hvor mye dette vil koste Norge i form av økonomisk støtte til vindkraftutbyggere.

Vurderingen av hva som er teknisk realiserbart av vindkraft gjøres med utgangspunkt i eksisterende ledig kapasitet i sentralnettet, i tillegg til planlagte nettførsterkninger i henhold til Statnett sin nettutviklingsplan (NUP) for sentralnettet 2008-2025. Alle områder med potensial for vindkraft er delt inn i åtte regioner ut i fra nettkapasitet og mulige flaskehalser. Annen kraftproduksjon, som vannkraft og gasskraft, konkurrerer med vindkraft om nettkapasitet. I studien er det derfor gjort en generell forutsetning om at vannkraft bygges ut før vindkraft, og at gasskraftverket på Mongstad er idriftsatt. Studien vurderer ikke spesifikke vindkraftprosjekter, eller hvilke områder som kan egne seg godt til vindkraftutbygging, da dette vurderes i selve konsesjonsbehandlingen for hvert enkelt prosjekt. Begrensninger som følge av naturverninteresser og øvrige samfunnsinteresser er derfor heller ikke berørt i studien.

Resultatene viser at det fram mot 2025 totalt vil være mulig å bygge ut om mellom 5800 MW (17,4 TWh) og 7150 MW (21,5 TWh) vindkraft. Hva som faktisk vil la seg realisere, vil imidlertid være politisk bestemt.

Ved beregning av kostnader har en tatt utgangspunkt i forskjellige scenarioer. Ettersom det er knyttet usikkerhet til tallene i dette studiet, har det vært ønskelig å holde scenarioene på 500 MW nivå. En har derfor beregnet kostnadene ved et minimumsscenario på 5500 MW (16,5 TWh) og et maksimumsscenario på 7000 MW (21 TWh).

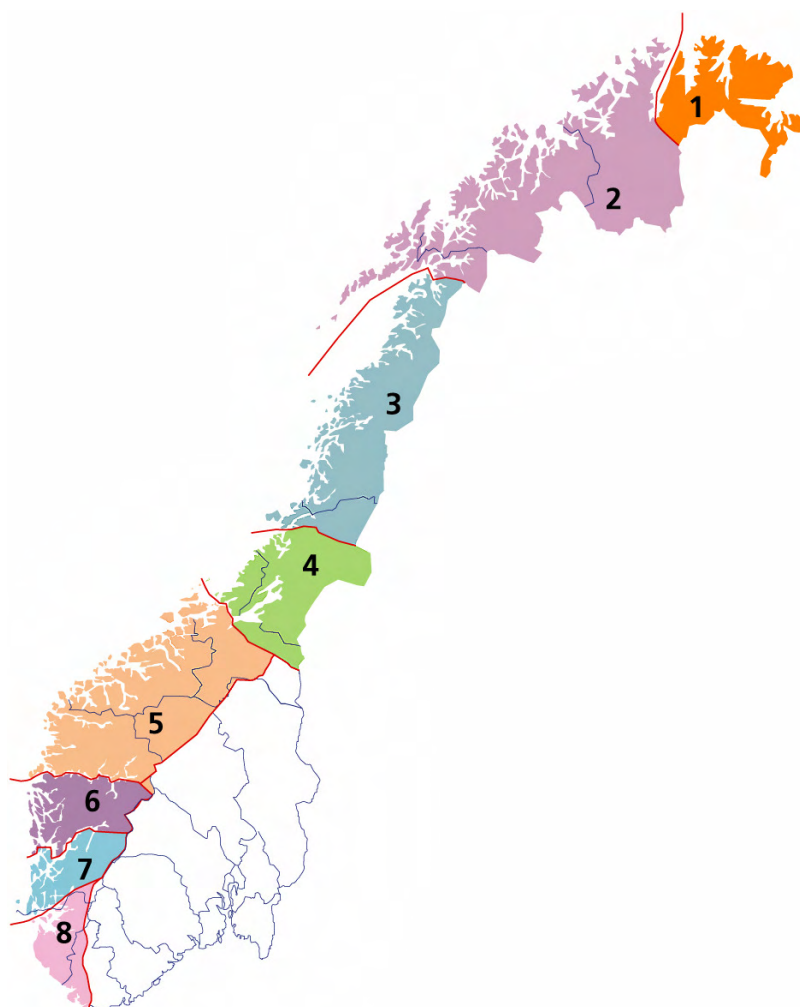
En betydelig økning i utbygging av vindkraft, samt økende råvarepriser for stål, kobber, m.m., har medført en økning i investeringskostnaden for vindkraft i de senere år. Totalkostnaden for utbygging av vindkraft ligger i 2008 på 11-15 mill. kr/MW mot ca 8 mill. kr/MW for 5 år siden.

Resultatene viser at en utbygging av 5500 MW (16,5 TWh) vindkraft frem mot 2025 totalt vil kunne kreve investeringer på om lag 82 mrd. kroner. Med dagens forventninger til priser og kostnader må det settes av om lag 24 mrd. NOK for å dekke det fremtidige støttebehovet for å utløse en slik utbygging. Beregningene har tatt utgangspunkt i et avkastningskrav på 8 % og at midlene plasseres på et fond med 4,3 % avkastning frem til de utbetales. Det er lagt til grunn en kraftpris på 45 øre/kWh under hele perioden, samt at investeringskostnadene flater ut på 15,6 mill/MW fra og med 2013. Følsomhetsanalyser viser at lønnsomheten i prosjektene er mer følsom for endringer i brukstid enn for tilsvarende endringer i kraftpris og investerings- og driftskostnader. Dette tilsier at vindressurs bør tillegges stor vekt i konsesjonsbehandlingen.

Dersom en i et "maksimum utbygging"-scenario forutsetter at det byttes ut totalt 7000 MW (21 TWh) innen 2025, så vil utbyggingskostnaden være på om lag 106 mrd kr. Nødvendig avsetning til fremtidig støtte for dette utbyggingsomfanget vil være på om lag 29 mrd. kroner.

# 1 Innledning

I denne mulighetsstudien har en arbeidsgruppe fra NVE og Enova hatt som mål å avklare hva som er teknisk realiserbart av landbasert vindkraft innen henholdsvis 2015 og 2025 innenfor ulike regioner i Norge, i tillegg til å estimere hva dette vil koste staten i form av støtte.



Figur 1 Regioninndeling

I mulighetsstudien er Norge, med unntak av Østlandet, delt inn i åtte regioner ut i fra nettkapasitet og mulige flaskehalser. Figur 1 viser regioninndelingen. Alle områder med vindkraftpotensial er inkludert, det vil si fra Finnmark i nord (område 1) til Lindesnes i sør (område 8).

I studien er det blant annet tatt hensyn til fremtidig nettførsterkninger i henhold til Statnett sin nettviklingsplan (NUP) for sentralnettet 2008 - 2025. Dette betyr at regioninndelingen i teorien vil endres etter 2015, da

ledningene som er forutsatt bygget på dette tidspunktet vil redusere flaskehalserne i sentralnettet. Av praktiske årsaker velger vi imidlertid å fastholde den samme regioninndelingen for hele studiet.

Det presiseres at det kun er realisering av landbasert vindkraft som er vurdert i denne studien. Bunnfaste offshoreprosjekter, som er planlagt tilknyttet ledningsnettet på land, vil også konkurrere med nettkapasiteten som omtales i denne studien.

I kapittel to omtales forutsetningene som legges til grunn i denne mulighetsstudien. I kapittel tre fremstilles omfanget av det som antas å være teknisk realiserbart av landbasert vindkraft i 2015 og 2025 i de åtte regionene. I kapittel fire presenteres investeringskostnad og støttebehov, hvor en blant annet ser på investeringskostnader og

driftskostnader de siste årene, og hvordan en forventer at disse vil utvikle seg framover. Det gjøres en kort omtale av utviklingen i kraftprisen de senere år, og hvordan en forventer at denne vil utvikle seg i fremtiden. I kapittel fem presenteres resultatene for forskjellige utbyggingsscenarioer for vindkraft i Norge. Scenarioene tar utgangspunkt i én kraftpris og én investeringskostnad. Konklusjonene fremgår i kapittel seks. Følsomhetsanalyser for kraftpris, brukstid, investeringskostnader og utbygging finnes i vedlegg.

## 2 Forutsetninger

Det er knyttet usikkerhet til i hvilken grad veksten i etterspørsel av elektrisk kraft vil utvikle seg i tiden framover. Det er også knyttet usikkerhet til utbyggingstakt av nye overføringsledninger i tiden frem mot 2025. For i det hele tatt å kunne si noe om fremtiden, er det derfor behov for å gjøre noen relevante forutsetninger.

Dette kapittelet tar for seg forutsetninger som er gjort ved estimering av vindressurs og ved beregning av nettkapasitet. Fremdriftsstatus for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter omtales også, og til slutt er det en kort beskrivelse av hvordan en har kommet fram til anslaget på hva som kan være teknisk realiserbart av vindkraft i 2015 og 2025.

Forutsetninger knyttet til kostnadsberegningene finnes i kapittel fire.

### 2.1 Vindressurs

Erfaringsmessig kan bare en liten del av de fysiske vindressursene bygges ut, ettersom vindkraftutbyggingen er underlagt en rekke begrensninger og restriksjoner. I NVE-rapport 17/2005 Vindkraftpotensialet i Norge<sup>1</sup> har NVE kartlagt hvor mye av det fysiske potensialet som under angitte forutsetninger ikke kan bygges ut. Til dette arbeidet ble det brukt et GIS-verktøy. Ved siden av dårlige vindforhold ble følgende kriterier brukt for å unnta områder fra vindkraftutbygging:

- Vernestatus (nasjonalparker, landskapsvernområder osv.)
- Kystlinje (minsteavstand 100 m)
- Bebyggelse (minsteavstand 600 m (tettsteder: 1 000 m))
- Terrengforhold (ingen utbygging i sterkt kupertede områder)
- Skog, innsjøer m.v.

I praksis vil en rekke andre forhold som miljø, nettkapasitet, lokal aksept og andre faktorer vurderes gjennom konsesjonsbehandlingen også være avgjørende for om et område kan bygges ut. Slike vurderinger ble ikke gjennomført i NVE-rapport 17/2005 og en må forvente at flere av områdene som omtales som mulige utbyggingsområder i rapporten, ikke vil godtas til vindkraftutbygging etter endt konsesjonsbehandling.

---

<sup>1</sup> NVE-rapport 17/2005 Vindkraftpotensialet i Norge bygger på NVE-rapport 16/2001 Vindressurser i Norge.



Det må imidlertid understrekes at undersøkelsen i NVE-rapport 17/2005 var begrenset til 12 % av Norges landareal. Selv om de sannsynligvis beste områdene er inkludert, har det i ettertid kommet meldinger og søknader om vindkraftutbygging utenfor områdene som er kartlagt.

I mulighetsstudien er vindkraftpotensialet fordelt på 8 nettområder, mens vindkraftpotensialet i tidligere studier er fordelt fylkesvis. Ettersom vindmodellene fra tidligere studier har en oppløselighet på 200\*200 m, er det i prinsippet enkelt å omgruppere resultatene fra fylker til nettområder. Men siden underlagsdataene ikke lenger er tilgjengelige, må dette gjøres manuelt. Ved å tegne grensene til nettområdene på et kart (ser figur 1), kan en anslå hvordan fylkenes vindressurspotensialer fordeles prosentvis på de ulike nettområdene. Tabell 1 viser fylkesandel i hver region, i tillegg til anslått prosentvis vindpotensial ved vind sterkere enn 7 m/s og 8 m/s.

**Tabell 1 Fylkesandel i regionene og teoretisk vindpotensial (prosentvis)**

Region	Region inndeling: fylkesvis % andel	Vindpotensial vind > 7 m/s	Vindpotensial vind > 8 m/s
1	65 % Finnmark	43,5 %	46,0 %
2	35 % Finnmark 100 % Troms 20 % Nordland	32,1 %	32,8 %
3	80 % Nordland 40 % N.-Trøndelag	4,1 %	3,3 %
4	60 % N.-Trøndelag 30 % S.-Trøndelag	3,3 %	3,2 %
5	70 % S.-Trøndelag 100 % Møre og Romsd. 80 % Sogn og Fjord.	11,2 %	12,2 %
6	20 % Sogn og Fjord. 50 % Hordaland	1,6 %	1,0 %
7	50 % Hordaland 30 % Rogaland	1,7 %	0,5 %
8	70 % Rogaland 100 % V.-Agder	2,5 %	1,1 %

## 2.2 Nettkapasitet

En avgjørende begrensning for utbygging av vindkraft i Norge er nettkapasitet. I den forbindelse har Statnett gjennomført analyser for å finne forventet fremtidig nettkapasitet. I analysene har en tatt utgangspunkt i noen av scenarioene i Statnett sin NUP for 2008 - 2025. Ledig nettkapasitet er vurdert for følgende scenarioer og stadier:

- Dagens stadium (2008/09)
- Forventning 2015
- Forventning 2025
- Vindkraft og forbruksvekst 2025

For mer informasjon om hvert enkelt scenario, se Statnetts NUP for 2008 - 2025.

Anslagene som angis for mulig ny tilknytning av kraftproduksjon i nettet er basert på tidligere gjennomførte analyser. For noen områder er anslagene basert på grundige analyser, mens for enkelte andre områder er grunnlaget for vurdering tynt og forbundet med stor usikkerhet. Det tas derfor forbehold om at omfanget vindkraft som antydes her, senere kan bli endret.

Det er kun nettkapasiteten i sentralnettet som er vurdert. Behov for investeringer i regionalnettene for å tilknytte ny produksjon er ikke vurdert. Det vil derfor kunne være områder hvor det er begrensninger i regionalnettet selv om sentralnettet har god kapasitet.

Bruk av vindkraft for systemdriftsforhold, herunder balansering av systemet, er ikke vurdert. Vindkraftverk kan bidra til å sikre driften av nettet ved hjelp av spennings- og effektregulering. Regulering av produksjon og produksjonsfrakobling kan åpne for

muligheten til å tilknytte mer vindkraft i nett med lav kapasitet. Dette vil imidlertid gjøre investerings- og driftskostnadene for et vindkraftverk enda høyere, og er derfor ikke vurdert.

Det er forutsatt en prisområdestruktur i henhold til dagens praksis. Ved mer aktiv bruk av mindre prisområder, vil man for enkelte områder med mye regulerbar vannkraft kunne oppnå et bedre samspill mellom vind- og vannkraftproduksjon, og dermed kunne åpne for noe mer vindkraft. I dette mulighetsstudiet er det forutsatt at vindkraftprosjekter konkurrerer på lik linje med vann- og gasskraftprosjekter om kapasiteten i sentralnettet, og fordelene med samspill mellom uregulert vindkraft og annen regulerbar kraft er til en viss grad tatt hensyn til.

I områdene fra Midt-Norge og nordover (region 1 til 4), vil ny kraftproduksjon gi økt eksport til Sverige og dermed øke flaskehalsene i det svenske nettet. Allerede i dag er det flaskehals fra nord mot sør i det svenske nettet som begrenser handelen i Norden. Økt eksport fra Norge vil kunne gjøre at Svenska Kraftnät (SvK) med dagens håndtering av interne flaskehals setter ned importkapasiteten. En må derfor være oppmerksom på at en eventuell redusert kapasitet til Sverige vil medføre lavere volum enn det som er angitt i regionene 1 til 4.

I de ovennevnte scenarioene forventes et kraftoverskudd i Norge. Siden det ikke kan nedlegges fossil kraftproduksjon i Norge, må ny fornybar kraft enten finne en meningsfull ny anvendelse i Norge (prosessindustri, elbiler, osv) eller eksportereres. Derfor er det viktig at det for storskala kraftutbygging eksisterer forbruks - og eksportmuligheter, noe som det er forsøkt å ta hensyn til i denne studien.

I den aggregerte beskrivelsen av volum vindkraft som kan mates inn på sentralnettet, tas det hensyn til om vindkraft i naboområdene legger beslag på samme nettkapasitet.

Det er viktig å merke seg at det i de ulike scenarioene kan være forutsatt enkelte større forbruksendringer som vil ha direkte innvirkning på mengden vindkraft som kan installeres. De forutsatte største og viktigste forbruksendringene omtales i hver enkelt region i kapittel 3.

## **2.3 Fremdriftsstatus for konsesjonsbehandling av vindkraftprosjekter**

NVE har pr dato 124 vindkraftprosjekter til behandling. Disse prosjektene utgjør samlet sett en installert effekt på ca 21 500 MW, hvorav ca 8 200 MW er bunnfaste og flytende offshoreprosjekter som ikke er inkludert i dette studiet. Bunnfaste og flytende vindkraftprosjekter utenfor grunnlinjen vil ikke tas til behandling før rettslige rammer er på plass.

Det siste året har NVE samordnet saksbehandlingsprosessen til vindkraftprosjekter som planlegges i samme område. En slik samordning innebærer felles høringsrunder for alle saker, i tillegg til en felles utarbeidelse av utredningsprogram og konsesjonsvedtak. Fordelen ved et slikt system er at en kan se hvert enkelt prosjekt i sammenheng med andre prosjekter i samme region, som bidrar til å øke beslutningsunderlaget for å finne de beste prosjektene i området. For de prosjektene som er fremmet sør og nord for Trondheimsfjorden er saksbehandlingen også samordnet med behandlingen av et nytt

regional- og sentralnettsanlegg. Erfaringene fra en slik samordning er imidlertid ikke bare positive. Rent praktisk er det en utfordring å holde de forskjellige prosjektene adskilt, spesielt ved utarbeidelse av utredningsprogram og sammenfatting av høringsuttalelser, når innkomne høringsuttalelser ofte omhandler alle prosjektene i samme dokument. Om én høringsinstans får utsatt høringsfrist til ett av prosjektene, vil dette ofte resultere i at alle prosjektene blir forsinket, ettersom prosjektene skal ses i sammenheng.

Per desember 2008 har NVE gitt konsesjon til 34 vindkraftprosjekter, som tilsvarer installert effekt på totalt 2095 MW. Av de prosjektene NVE har meddelt konsesjon er 8 prosjekter til klagebehandling i Olje- og energidepartementet (OED). Totalt er det 424 MW vindkraft som er satt i drift i Norge. 23 vindkraftprosjekter, totalt 3392 MW, har fått avslag eller er skrinlagt. To av prosjektene som har fått avslag i NVE, er til klagebehandling i OED

Konsesjonsavdelingen i NVE har det siste året økt bemanningen, noe som på sikt vil øke saksbehandlerkapasiteten ytterligere når det gjelder behandling av konsesjonssøknader innen vindkraft.

## 2.4 Metode

Som utgangspunkt for å finne ny realiserbar elektrisitetsproduksjon i 2015 har vi brukt meldinger og søknader NVE har til behandling innenfor vannkraft, gasskraft og vindkraft. Generelt har vi forutsatt at vannkraftprosjekter som ligger til behandling (små og store kraftverk) realiseres før vindkraftprosjekter, og at det av gasskraftprosjekter kun er Mongstad som realiseres. Ved vurderingen av mengden av installert effekt, er det i noen av de åtte områdene imidlertid også andre faktorer det tas hensyn til. Dette omtales spesifikt i hver av regionene i kapittel 3.

Ved anslag av hva som kan være mulig realiserbart av vindkraft i 2025 blir vurderingen gjort med grunnlag i antatt fremtidig nettkapasitet i de åtte nettregionene, med utgangspunkt i *potensialet* for vind- og vannkraftproduksjon. Også her gjøres det en generell antakelse om at vannkraftprosjekter realiseres før vindkraft.

Det er knyttet usikkerhet til tallene som fremstilles. Dersom det bygges ut større overføringsforbindelser, ny vannkraftproduksjon blir lavere enn det som forutsettes i denne studien, og det viser seg å være større endringer i forbruk ut over det som ligger til grunn i Statnetts nettutviklingsplan, kan mulighetene for vindkraftutbygging øke ut over resultatene i denne studien. Mulig vindkraftutbygging vil på en annen side være lavere i motsatt tilfelle.

Det presiseres at studien ikke vurderer spesifikke vindkraftprosjekter, eller hvilke områder som kan egne seg godt til vindkraftutbygging, da dette vurderes i selve konsesjonsbehandlingen.

Vi understreker at forutsetninger som er omtalt i dette kapittelet er lagt til grunn for videre arbeid.

# 3 Regioninndeling

## Region 1: Øst for Lakselv

Kartlegging av det fysiske vindkraftpotensialet viser at region 1 har 43,5 % av de totale vindressurspotensialet med vindhastighet større enn 7 m/s og 46 % ved vindhastighet større enn 8 m/s. I dag er det installert 40 MW vindkraft ved Kjøllefjord vindkraftverk.

*2008-2015:*

Øst for Lakselv er det per i dag ikke planlagt noen nettførsterkninger i sentralnettet, og kapasiteten vil derfor være uendret i 2015. Sentralnettet øst for Lakselv har 132 kV som høyeste spenningsnivå. Det begrensende snitt er 132 kV ledningen mellom Lakselv og Adamselv og forbindelsen til Finland. Oppstart av gruvedriften i AS Sydvaranger vil kreve et uttak på 40 til 50 MW, noe som vil medføre økte muligheter for innmating av ny kraftproduksjon i regionen. Om en tar hensyn til at det vil komme ny kraftproduksjon i andre områder som vil ha innvirkning på flyten i sentralnettet, er den ledige nettkapasiteten for produksjon i regionen 100 MW.

Summen av meldinger og konsesjonssøknader, i tillegg til prosjekter som er meddelt konsesjon men ikke utbygd, har en installert effekt på 5 MW vannkraft og 2090 MW vindkraft. Av dette er 1 MW gitte vannkraftkonsesjoner. Etersom det er svært få vannkraftprosjekter som planlegges i dette området, antar NVE at vindkraftutbygging vil utgjøre hele nettkapasiteten på 100 MW.

Gode vindforhold gjør Nordkyn og Varangerhalvøya til attraktive planområder for vindkraftaktører, men kapasitetsmangel i eksisterende nett og høye investeringskostnader for kraftledninger på grunn av lange avstander mellom kraftproduksjon og forbruk, gjør at det er få planer som kan realiseres.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 er det ikke forutsatt ytterligere nettførsterkninger inn/ut av området. Det vil si at nettkapasiteten vurderes som uendret i 2025, og det vil ikke være mulig å åpne for ny kraftproduksjon utover det som forutsettes bygget i 2015.

I scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" forutsettes det imidlertid at en ny 420 kV ledning fra Skaidi til Varangerbotn er bygget, i tillegg til en ny 420 kV ledning fra Varangerbotn og ned til det finske 420 kV nettet. Det forutsettes også at det etableres et petroleums-prosesseringsanlegg i Varangerbotn med et uttak på 300 MW. Om en tar hensyn til kraftflyt fra andre områder, vil nettkapasiteten i scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" åpne for 900 MW ny kraftproduksjon. Potensialet for ny vannkraftproduksjon i region 1 er lavt, og det forutsettes at det kun bygges ut 50 MW vannkraft i denne regionen. Om en legger "vindkraft og forbruksvekst" scenarioet til grunn, kan det være mulig å mate inn 850 MW ny vindkraft i region 1 i tidsrommet 2015 - 2025.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 anslås til å være 100 MW eller 950 MW, avhengig av hvilket nettutviklingsscenario som legges til grunn.

## **Region 2: Vest-Finnmark Sør/Vest for Lakselv, Troms og Nordland nord for Ofoten**

I region 2 er vindressurspotensialet kartlagt til å være 32,1 % av den totale vindressursen ved vindhastighet større enn 7 m/s og 32,8 % ved vindhastighet større enn 8 m/s. Per dags dato er det i regionen installert 40 MW ved Havøygavlen vindkraftverk.

*2008-2015:*

Sentralnettet i region 2 består i dag av en 420 kV ledning mellom Ofoten - Kvandal - Balsfjord i tillegg til 132 kV ledninger som i stor grad er dublerne. Fra Ofoten går det en 420 kV forbindelse til Ritsem i Sverige og fra Sildvik går det en 132 kV forbindelse til Tornehamn i Sverige. Muligheten for ny kraftproduksjon i regionen er i hovedsak begrenset av nettkapasiteten sør for Ofoten.

Sett over året har området i dag et kraftunderskudd. I scenarioet for 2015 er det forutsatt at petroleumssprosserlegget Snøhvit tog 2 er idriftsatt og forsynt av nettet. Dette vil medføre et økt forbruk på 300 MW i regionen, noe som igjen vil øke kraftunderskuddet ytterligere. Som følge av det økte forbruket er det i scenarioet for 2015 forutsatt en ny 420 kV ledning fra Ofoten til Hammerfest. Nettkapasiteten i region 2 vurderes til å være 1000 MW i 2015, om en tar hensyn til kraftflyt fra andre regioner.

Summen av meldinger og konsesjonssøknader, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon men ikke bygget, eller er til klagebehandling, har en installert effekt på 270 MW vannkraft og 1427 MW vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 10 MW vannkraft, og 300 MW vindkraft. 160 MW vindkraft er også til klagebehandling i OED. Med nettkapasitet på 1000 MW i 2015, og med forutsetning om at vannkraft bygges ut før vindkraft, antas det at vindkraft kommer til å utgjøre 750 MW av den totale nettkapasiteten.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" er det i region 2 ikke planlagt noen nettforsterkninger utover de nettinvesteringene som er forutsatt bygget i 2015. Med dette som bakgrunn vurderes derfor nettkapasiteten som uendret i 2025, og at det i tidsrommet 2015 til 2025 ikke vil være mulig å åpne for ny kraftproduksjon utover det som forutsettes bygget innen 2015.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 anslås til å være 750 MW.

## **Region 3: Nordland, sør for Ofoten, og Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal**

Region 3 har store vindressurser langs kysten, men på grunn av spredt bosetting og ulendt terreng er den utbyggbare delen vurdert som beskjedent sammenlignet med andre regioner. Modellen benyttet for å finne vindressurspotensialet har vurdert denne regionen til å utgjøre 4,1 % av de totale vindressurser ved vindstyrke over 7 m/s, og 3,3 % ved vindstyrke over 8 m/s. Nyere studier av vindressursene i regionen viser imidlertid at det er et betydelig potensial for vindkraft også i innlandet, hvor det er mindre bosetting.

Regionen er per i dag å anse som et overskuddsområde og flyten vil vanligvis gå nord-sør i Norge og fra Norge til Sverige.

*2008-2015:*

Nettet i regionen består i dag av en 420 kV ledning mellom Ofoten – Salten – Rana – Nedre Røssåga, samt en dubleret 300 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal. Fra Nedre Røssåga går det også en 220 kV forbindelse til Ajäure i Sverige. Det er ikke planlagt noen nettinvesteringer i regionen før 2015, men den planlagte ledningen mellom Ørskog og Fardal i region 5 vil øke den eksisterende nettkapasiteten mellom nord og sør noe. Om en tar hensyn til kraftflyt fra andre regioner er ledig nettkapasitet vurdert til å være 400 MW i 2015.

I tillegg til småkraftverk er det i området flere store vannkraftverk under planlegging. Statkraft har også vedtatt å sette inn et aggregat nr. 2 på 250 MW i Svartisen i 2010. Ved vurdering av nettkapasiteten i regionen er aggregatet i Svartisen tatt hensyn til. Om utbyggingen realiseres, vil det være mulig å utnytte reguleringssevnen, slik at samspillet mellom vind- og vannkraftproduksjon vil kunne nyttiggjøres best mulig.

Summen av konsesjonssøknader og -meldinger, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon, men ikke bygget, har en installert effekt på 489 MW vannkraft og 2369 MW vindkraft. Av dette er 60 MW meddelte vannkraftkonsesjoner og 249 MW meddelte vindkraftkonsesjoner. I denne regionen er det prosjekter som allerede er gitt konsesjon, men som ikke er realisert, som avgjør fordelingen av ny vann- og vindkraftproduksjon. Den samlede nettkapasitet på 400 MW i 2015 antas å være fordelt på 100 MW vannkraft og 300 MW vindkraft, det vil si 51 MW ny vindkraft utover det som allerede er gitt konsesjon.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet ”vindkraft og forbruksvekst” er det forutsatt nettførsterkninger mellom Salten – Bodø, Ofoten – Rana og Rana – Namsos. Prosessanlegg i Bodø-området med uttak på 300 MW forutsettes også idriftsatt. Nettførsterkningene øker nettkapasiteten i området til 1100 MW, som innebærer at det åpnes for 700 MW ny kraftproduksjon mellom 2015 og 2025.

Region 3 er et område hvor potensialet for ny vannkraft og vindkraft vurderes til å være cirka like stort. I utgangspunktet betyr dette at fordelingen mellom ny vind- og vannproduksjon i 2015 burde hatt en omtrentlig lik fordeling, spesielt siden det i studien forutsettes at vannkraft bygges før vindkraft. Men på grunn av langt flere vindkraftprosjekter enn vannkraftprosjekter til konsesjonsbehandling, ble det forutsatt at ny vindkraftproduksjon utgjør tre ganger mer enn ny vannkraftproduksjon i 2015. For å utjevne forholdet mellom ny vann- og vindproduksjon, antas derfor den ledige kapasiteten på 700 MW å fordele seg på 500 MW vannkraft og 200 MW vindkraft i tidsrommet 2015 - 2025.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 anslås til å være 500 MW i region 3.

## Region 4: Sør for Tunnsjødal til nord for Klæbu

Kartlagte vindressurser i region 4 utgjør 3,3 % av landets totale vindressurser ved vindstyrke over 7 m/s, og 3,2 % ved vindstyrke over 8 m/s. Vindmodellene benyttet for å kartlegge vindressursene viser at det også er gode vindressurser i modellens østre grense, det vil si lenger inn i innlandet. Dette betyr at en kan anta at vindressurspotensialet også i region 4 er større enn det som er kartlagt gjennom vindmodellene.

Regionen er i dag et underskuddsområde. Noe vindkraft er bygget ut, og Bessakerfjellet, Valsneset og Hundhammerfjellet vindkraftverk ble ferdigstilt i 2008.

*2008-2015:*

Nettet i regionen består av en dublert 300 kV ledning mellom Tunnsjødal og Klæbu. Fra Klæbu går det en 300 kV forbindelse via Nea til Järpströmmen i Sverige. I 2009 vil denne bli oppgradert til 420 kV. I forventningsscenarioet for 2015 forutsettes det at det vil bli bygget ny kraftledning mellom Namsos og Roan på Fosenhalvøya. I tillegg vil en ny 420 kV forbindelse mellom Ørskog og Fardal ha innvirkning på potentialet i området.

Totalt vil Bessakerfjellet, Valsneset og Hundhammerfjellet vindkraftverk ha en installert effekt på ca 100 MW, og vil med dette utnytte all ledig kapasitet i eksisterende nett. Forutsatte nettinvesteringer øker den antatt ledige nettkapasiteten til ca 600 MW i 2015, om en tar hensyn til kraftflyt fra andre regioner.

Summen av konsesjonssøknader og -meldinger, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon men ikke bygget, har en installert effekt på 107 MW vannkraft og 2709 MW vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 16 MW vannkraft, og 91 MW vindkraft. Med en forventet nettkapasitet på 600 MW i 2015, anslås fordelingen av vann- og vindkraftprosjekter å være 100 MW vannkraft og 500 MW vindkraft. Det vil si at det vil være mulig å realisere 409 MW vindkraft utover prosjekter som allerede er meddelt konsesjon fram mot 2015.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" er det forutsatt at 420 kV ledningen mellom Namsos – Roan forlenges over Trondheimsfjorden til Trollheim. Dette medfører at nettkapasiteten økes til 1500 MW, det vil si en økning på 900 MW sammenlignet med 2015.

Potentialet for vindkraft vurderes til å være betydelig større enn potentialet for vannkraft i denne regionen. Fordelingen av ny kraftproduksjon er på bakgrunn av dette vurdert til å være 150 MW vannkraft og 750 MW vindkraft mellom 2015 og 2025.

*Total vindkraftutbygging:*

I denne regionen vurderes teknisk realiserbar utbygging av vindkraft fram mot 2025 til å være totalt 1250 MW.

## Region 5: Sør for Klæbu til nord for Fardal

Vindressursen i region 5 er vurdert til å utgjøre 11,2 % av landets totale vindressurs ved vindstyrke over 7 m/s, og 12,2 % ved vindstyrke over 8 m/s. Det er imidlertid grunn til å

tro at det beregnede potensialet er noe høyt. Dette fordi datagrunnlaget viser seg å være mangelfullt ved at ruheten i området er større enn det som ble lagt til grunn for estimering av vindhastighet.

Området mellom Klæbu og Ørskog er et område med betydelig kraftunderskudd. Per dags dato er Smøla og Hitra vindkraftverk i driftsatt, med installert effekt på totalt 200 MW.

*2008-2015:*

Sentralnettet i regionen består i hovedsak av en 420 kV forbindelse mellom Klæbu og Ørskog, og en 300 kV ledning mellom Klæbu, Orkdal og Aura. Mellom Ørskog og Fardal er det en gjennomgående 132 kV ledning. Fra Aura går det en 300 kV forbindelse via Vågåmo til Fåberg, og fra Fardal er det 300 kV forbindelser til henholdsvis Aurland og Hove.

I forventningsscenarioet 2015 er det forutsatt en ny 420 kV ledning fra Namsos til Roan på Fosen i tillegg til Ørskog - Fardal. Det er også forutsatt nettforsterkninger ut fra Fardal i sør, det vil si Fardal-Aurland og Borgund-Årdal, og en forbruksøkning på 1,1 TWh i Høyanger.

Ledig kapasitet i sentralnettet i 2015 anslås til å være 2300 MW. Summen av konsesjonssøknader og -meldinger, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon, men ikke bygget eller er til klagebehandling, har en installert effekt på 566 MW vannkraft og 2940 MW vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 86 MW vannkraft og 18 MW vindkraft, i tillegg til 156 MW vindkraft som er til klagebehandling i OED. Igjen forutsettes det at vannkraft bygges ut før vindkraft, og fordelingen av ny kraftproduksjon anslås til å være 550 MW vannkraft og 1750 MW vindkraft.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" er det forutsatt at 420 kV ledningen Namsos – Roan forlenges til Trollheim. I scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" er det i tillegg forutsatt en ny 420 kV ledning mellom Tjeldbergodden og Trollheim, som bygges i forbindelse med forutsatt elektrifisering i Norskehavet med forbruksøkning på 0,9 TWh. Om en tar hensyn til kraftflyt fra andre regioner er nettkapasiteten i 2025 vurdert til å være 2800 MW, det vil si en økning på 500 MW sammenlignet med 2015.

Potensialet for ny vindkraft er noe større enn potensialet for ny vannkraft i denne regionen. Etersom ledningen mellom Roan og Trollheim bygges med begrunnelse i økt produksjon av blant annet vindkraft, er det ønskelig at vindkraft utnytter det meste av nettkapasiteten. På bakgrunn av dette forutsettes det at fordelingen mellom vann- og vindkraft vil være 50 MW vannkraft og 450 MW vindkraft i perioden 2015 - 2025.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale teknisk realiserbare utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 vurderes til å kunne være 2200 MW. Begrensninger i regionalnett og andre miljøhensyn kan imidlertid begrense utbyggingen.



## **Region 6: Sør for Fardal til nord for Mauranger**

I region 6 er vindressursene anslått til å utgjøre 1,6 % av landets totale vindressurser ved vindstyrke over 7 m/s, og 1 % ved vindstyrke over 8 m/s. I dette området er det fysiske potensialet i stor grad begrenset av mye bebyggelse og krav til minsteavstand fra kystlinje. Det er ikke bygget ut større vindkraftverk i dette området, men betydelige mengder vannkraft er idriftsatt. Dette medfører at det på vinterstid med høyt kraftuttak er mye ledig kapasitet i nettet, mens det på sommerstid i lettlastperioder tidvis er nettbegrensninger.

*2008-2015:*

Sentralnettet i regionen består i hovedsak av en 300 kV forbindelse mellom Fardal og Mauranger. Mellom Samnanger og Evanger er ledningen dublert via BKK-ringen. Statnett har fått konsesjon til en ny 420kV ledning mellom Sima og Samnanger, denne er påklaget til Olje- og energidepartementet.

I vurderingen av nettkapasiteten i 2015, forutsettes en ny 420 kV ledning mellom Sauda og Liastølen, i tillegg til ledningen Sima-Samnanger. Det forutsettes også at gasskraftverket på Mongstad blir satt i drift, noe som vil øke kraftoverskuddet i området. Dette kan imidlertid bli redusert om økt uttak til forsyning av offshoreanlegg blir realisert.

Det anslås at ledig kapasitet i nettet i 2015 vil være 600 MW. Summen av konsesjonssøknader og -meldinger, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon men ikke bygget, eller er til klagebehandling, har en installert effekt på 300 MW vannkraft og 373 MW vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 23 MW vannkraft, mens 61 MW vindkraft ligger til klagebehandling i OED. Forutsatt at vannkraft bygges ut før vindkraft, vurderes fordelingen av ny kraftproduksjon til å være 250 MW vannkraft og 350 MW vindkraft.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet "vindkraft og forbruksvekst" er det ikke forutsatt ytterligere nettførsterkninger inn og ut av området. Med dette som bakgrunn vurderes derfor nettkapasiteten som uendret i 2025, og det vil ikke være mulig å åpne for ny kraftproduksjon i tidsperioden 2015 til 2025, utover det som forutsettes bygges i 2015.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale teknisk realiserbare utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 vurderes til å være 350 MW vindkraft.

## **Region 7: Sør for Hardangerfjorden til nord for Sauda**

Vindressursene i regionen er vurdert til å utgjøre 1,7 % av landets totale vindressurser ved vindstyrke over 7 m/s og 0,5 % ved vindstyrke over 8 m/s. I likhet med region 6 er det fysiske vindressurspotensialet i denne regionen begrenset på grunn av mye bebyggelse og krav til minsteavstand til kystlinje.

Det er bygget ut betydelige mengder vannkraft i området. De to store aluminiumsfabrikkene i regionen er lokalisert på Husnes og Håvik. I 2007 ble gasskraftverket på Kårstø ferdigstilt, men dette har vært lite i drift grunnet lave strømpriser. Uten gasskraftverket er regionen et underskuddsområde hele året. Det er ikke bygget noen større vindkraftverk i regionen.

*2008-2015:*

Sentralnettet i region 7 består av en dubleret 300 kV ledning mellom Blåfalli og Sauda hvor det går en indre og en ytre ledning (SKL-ringen). I forventningsscenarioet for 2015 forutsettes en ny 420 kV ledning mellom Sauda og Liastølen, i tillegg til ledningen Sima – Samnanger. Det forutsettes også at industriforbruket i regionen vil ha en netto økning på 2,1 TWh.

Med forutsatte nettforsterkninger og økt industriforbruk anslås nettkapasitet til å være ca 1000 MW – 1200 MW i 2015. Summen av meldinger, søknader og prosjekter som er meddelt konsesjon men ikke bygget, har en installert effekt på 228 MW for vannkraft og 279 MW for vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 45 MW vannkraft, og 189 MW vindkraft. Med forutsetning om at vannkraft bygges ut før vindkraft, vurderes fordelingen av ny kraftproduksjon til å være 200 MW vannkraft og 250 MW vindkraft i 2015.

Med en nettkapasitet på inntil 1200 MW i 2015 og med totalt 450 MW vindkraft til konsesjonsbehandling, er region 7 det eneste området i dette mulighetsstudiet hvor ikke hele kapasiteten i 2015 fylles opp av allerede meldte eller omsøkte vindkraftkonsesjoner. Dette betyr at det vil være inntil 750 MW ledig nettkapasitet etter at alle planer i området er realisert.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet ”vindkraft og forbruksvekst” er det forutsatt spenningsoppgradering av 300 kV mellom Sauda og Samnanger. Nettkapasiteten vurderes imidlertid til å være uendret, det vil si en kapasitet på 1000 MW – 1200 MW også i 2025.

Selv om nettkapasiteten vurderes som uendret i 2025, vil det med bakgrunn fra vurderingene over fortsatt være 750 MW ledig nettkapasitet i 2025, som videreføres fra 2015. Potensialet for vannkraft er større enn potensialet for vindkraft i regionen. Fordelingen av ny kraftproduksjon er på bakgrunn av dette vurdert til å være 550 MW vannkraft og 200 MW vindkraft i perioden 2015 - 2025.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale utbyggingen av vindkraft fram mot 2025 anslås til å være 450 MW i region 7.

## **Region 8: Sør for Sauda til og med Vest-Agder**

Vindressursene i region 8 er anslått til å utgjøre 2,5 % av landets totale vindressurser ved vindstyrke over 7 m/s og 1,1 % ved vindstyrke over 8 m/s. Det er nylig gjort nye studier av vindressurspotensialet i Rogaland som viser at dette fylket antakelig har noe større vindressurser enn det som fremkommer av datamaterialet som er lagt til grunn i denne

mulighetsstudien. Det er betydelige mengder vannkraftproduksjon i regionen, og området er i dag et overskuddsområde. Det er ikke bygget ut større vindkraftverk i regionen.

*2008-2015:*

Sentralnettet i regionen består i hovedsak av en indre, og en ytre korridor, hvor den indre består av en dubleret 300 kV ledning mellom Saurdal og Feda. Derfra går ledningen videre østover mot Kristiansand. Den ytre korridoren består av 300 kV ledninger fra Tonstad til Feda via Stokkeland og Kjelland. I tillegg er en ny 420 kV ledning under bygging mellom Skåreheia og Holen, som planlegges idriftsatt i 2009. Fra region 8 går det også HVDC kabler til Danmark og Nederland med en totalkapasitet på om lag 1700 MW.

I forventningsscenarioet for 2015 er det forutsatt en ny HVDC kabel til Danmark. I tillegg forutsettes det en ny 420 kV ledning mellom Kristiansand og Holen, og mellom Sauda og Liastølen. Det er også forutsatt en spenningsoppgradering på indre og ytre korridor, i tillegg til nettførsterkninger inn mot Stavangerområdet.

Det foreligger betydelige planer for utbygging av vindkraft i området, spesielt i Bjerkeim kommune på Jæren. På grunn av de mange planene for utbygging av vindkraft som foreligger i regionen har SINTEF Energiforskning utarbeidet en rapport hvor en søkte å finne optimal nettløsning med varierende mengde vindkraftutbygging i området. Rapporten konkluderer med at det med dagens nett kan være utfordringer forbundet med å mate inn om lag 1000 – 1200 MW i denne regionen.

Det forventes at det med planlagte nettførsterkninger vil være mulig å ta inn noe mer ny kraftproduksjon i 2015. Hvor mye, er på nåværende tidspunkt vanskelig å estimere med en tilfredsstillende grad av sikkerhet. Det er derfor besluttet å opprettholde estimatet ved nåværende nettkapasitet, det vil si mellom 1000 og 1200 MW.

Summen av konsesjonssøknader og -meldinger, i tillegg til prosjekter som er tildelt konsesjon, men ikke bygget eller er til klagebehandling, har en installert effekt på 1654 MW vannkraft og 2446 MW vindkraft. Av disse er det gitt konsesjon til 41 MW vannkraft og 80 MW vindkraft, mens 102 MW vindkraft ligger til klagebehandling i OED. Vannkraftprosjekter med ytelse på 1654 MW inkluderer Tonstad pumpekraftverk med en planlagt installert effekt på 1000 MW. Ettersom dette ene kraftverket utgjør så stor andel av meldinger og søknader NVE har til behandling, og en ikke kjenner resultatet av konsesjonsbehandlingen, har NVE valgt å lage to scenarier i region 8. Et scenario hvor Tonstad er inkludert og et scenario hvor Tonstad er utelatt. Scenarioet uten Tonstad gir en fordeling av ny kraftproduksjon på 500 MW vannkraft og 700 MW vindkraft, mens scenarioet med Tonstad gir en fordeling på 1000 MW vannkraft og 200 MW vindkraft. Om Tonstad blir realisert kan det imidlertid være mulig at det åpnes for noe mer vindkraft i region 8 enn hva som fremkommer i denne studien, ved at samspillet mellom vind- og vannkraftproduksjon optimaliseres.

*2015-2025:*

I forventningsscenarioet 2025 og scenarioet ”vindkraft og forbruksvekst” er det forutsatt spenningsoppgradering av vestre korridor Feda – Saurdal. I tillegg er det i forventningsscenarioet 2025 forutsatt en ny HVDC kabel til Tyskland, mens det i ”vindkraft og forbruksvekst” er forutsatt en kabel nr. 2 til Nederland og en kabel til England. Det antas at de nye kabelforbindelsene ikke vil øke det mulige omfanget av

vindkraft i noen særlig grad, da begrensningen ved import ikke endres vesentlig. Det bemerkes imidlertid at det ikke er gjort grundige studier av hvordan nye kabelforbindelser vil kunne påvirke omfanget av vindkraft. Nettkapasiteten vurderes på bakgrunn av dette til å fremdeles være 1000 MW – 1200 MW i 2025.

Med uendret nettkapasitet i 2025, vil det ikke være mulig å åpne for ny kraftproduksjon i perioden 2015 – 2025, utover det som forutsettes bygges i 2015.

*Total vindkraftutbygging:*

Den totale teknisk realiserbare utbyggingen av vindkraft fram mot 2025, vurderes til å være 200 MW eller 700 MW i region 8, avhengig av hvilket produksjonsscenario som legges til grunn.

## Oppsummering

Med utgangspunkt i eksisterende nettkapasitet, og uten å skille mellom vannkraft og vindkraft, er det per dags dato plass til inntil 4800 MW (14,4 TWh) ny kraftproduksjon i Norge.

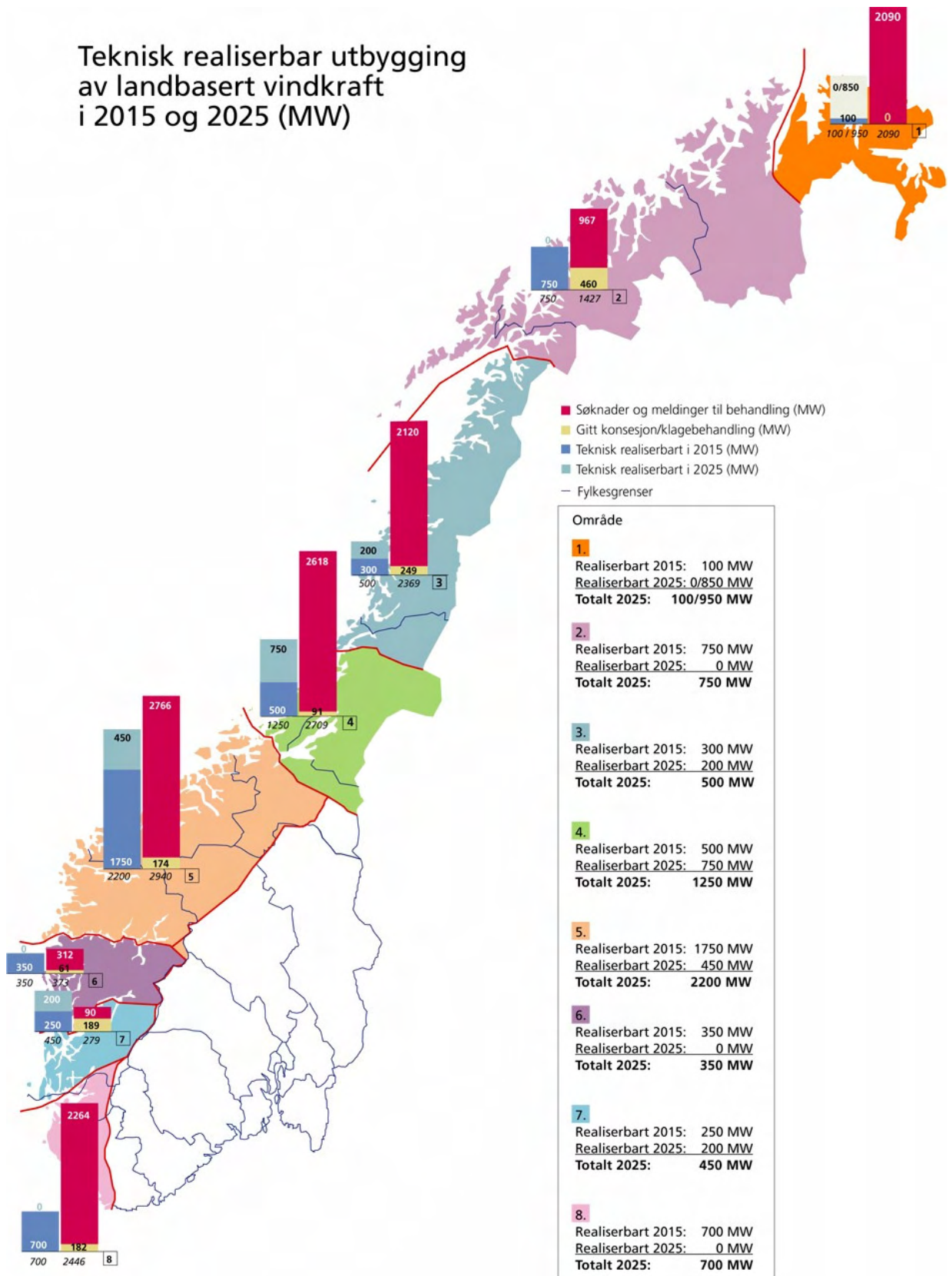
Om en derimot skiller mellom vannkraft og vindkraft, og tar hensyn til eksisterende og fremtidig nettkapasitet, viser denne studien at det antagelig vil være mulig å bygge ut mellom 4200 MW (12,6 TWh) og 4700 MW (14,1 TWh) landbasert vindkraft innen 2015. Dette avhenger av om pumpekraftverket på Tonstad realiseres eller ikke. Mellom 2015 og 2025 anslås utbygging av landbasert vindkraft til å ligge et sted mellom 1600 MW (4,8 TWh) og 2450 MW (7,4 TWh). Dette betyr at mulig vindkraftutbygging fram mot 2025 totalt vil ligge et sted mellom 5800 MW (17,4 TWh) og 7150 MW (21,5 TWh). Det presiseres at det i studien er forutsatt av vannkraft bygges ut før vindkraft. En grafisk fremstilling av dette resultatet finnes på neste side.

I kapittel 4 presenteres kostnadsberegninger fra forskjellige scenarioer for utbygging av landbasert vindkraft i Norge. Scenarioene tar utgangspunkt i resultatene presentert over. Ettersom tallene i dette studiet er usikre, er det ønskelig å holde scenarioene på 500 MW nivå. I 2025 er kostnadene beregnet ut i fra et basisscenario på 5500 MW (16,5 TWh), som kan ansees som det en minimum forventer utbygges av vindkraft frem mot 2025, og et maksimumsscenario på 7000 MW (21 TWh). Begge scenarioene forutsetter installering av 4500 MW fram mot 2015, etterfulgt av en årlig utbygging på hhv 100 MW/år og 250 MW/år i perioden 2016 til 2025.

Av landbasert vindkraft har NVE per dags dato meldinger og konsesjonssøknader til behandling som utgjør en installert effekt på ca. 13300 MW (40 TWh). I tillegg kommer vindkraftprosjekter som er påklaget og prosjekter som er tildelt konsesjon, men ikke bygget, med en samlet installert effekt på ca 1400 MW (4,2 TWh). Totalt utgjør dette 14700 MW (44,1 TWh) og tre ganger mer enn hva det er mulig å realisere i 2015. I nesten alle regioner er det fremmet langt flere prosjekter innenfor ny kraftproduksjon enn hva det er kapasitet til i sentralnettet. Med et energipolitisk ønske om å sikre mer kraftproduksjon og sikre miljøvennlig kraftproduksjon har NVE derfor funnet det nødvendig å prioritere mellom prosjekter for videre saksbehandling. Prosjektene som ligger til behandling er svært ulike, og NVE ønsker å prioritere de antatt beste prosjektene og som det er sannsynlig at kan realiseres raskt. Til grunn for en slik prioritering kan NVE eksempelvis vektlegge gode vindforhold, nærhet til nett, forsyningssikkerhet, lokal aksept, miljøvirkninger, fylkesdelplaner, næringsvirkninger herunder reindrift, og annet. Grunnlaget for vurdering av en sak vil være meddelt utredningsprogram og/eller annen relevant informasjon.

Dersom det skulle være ønskelig fra politisk hold å bygge ut større overføringsforbindelser ut over det som ligger til grunn i Statnett sin nettutviklingsplan, vil det øke mulighetene for vindkraftutbygging ut over resultatene i denne studien.

## Teknisk realiserbar utbygging av landbasert vindkraft i 2015 og 2025 (MW)



## 4 Investeringskostnad, støttebehov og avsetning av støttemidler

I det neste kapittelet er det gjort et regneeksempel på hvor mye penger som må settes av i 2008 for å kunne dekke det fremtidige støttebehovet for utbygging av landbasert vindkraft frem mot 2025. Beregningene er basert på enkle forutsetninger og knyttet til priser og kostnadsnivå som er observerbare på kort sikt. Beregning og prognostisering av investeringskostnader og driftskostnader er basert på nylig utførte studier <sup>2,3</sup>.

### 4.1 Investeringskostnaden for vindkraft

Investeringskostnadene ved vindkraft kan deles inn i 6 hovedposter; *turbinkostnader, fundament, internt nett, eksternt nett, bygg/vei/anlegg og prosjekteringskostnader*.

Erfaringstall viser at turbinkostnadene utgjør i gjennomsnitt 65 % av de totale investeringskostnadene for et vindkraftprosjekt. Et annet betydelig kostnadselement kan være bygging av eksternt nett, som avhenger av hvor parken er lokalisert.

Utbygging av vindkraft har økt betraktelig i de senere år. Bare i 2007 ble det installert 20 000 MW ny vindkraft på verdensbasis, og utbyggingstakten forventes å øke. Prognoser tilsier at dagens samlede installerte kapasitet globalt på 94 000 MW vil kunne øke til opp imot 600 000 MW i 2020. Leveransekapasiteten for turbiner og annet utstyr til vindkraftparkene har imidlertid ikke holdt følge med etterspørselsveksten de senere årene. I tillegg har råvareprisen på stål og kobber økt betydelig.<sup>4</sup> Dette har resultert i en prisvekst for utbygging av vindkraft. Ferske studier viste at det Europeiske markedet har opplevd en økning i turbinkostnader på nærmere 50 % i perioden 2005-07. For 2007 var turbinkostnadene på om lag 8,5 mill. kr/MW. Veksten forventes å fortsette, men avta noe framover, og en kan forvente et prisnivå i området 9-12 mill. kr/MW i 2013. I tillegg kommer kostnader knyttet til fundament, nett, bygg, veier, anlegg og prosjektering.

Totalkostnaden for utbygging av vindkraft ligger i dag på 11-15 mill. kr/MW. Forutsatt at prisveksten på turbiner også reflekteres i økte investeringskostnader i de øvrige kostnadselementene, kan man i 2013 anslå en investeringskostnad på om lag 13-18 mill. kr/MW.

### 4.2 Kraftpris

Langsiktige kraftkontrakter ligger i dag på et historisk høyt nivå. Hovedårsaken til dette er at produksjonsprisen for fossil kraft har steget betydelig med økte brenselpriser og

---

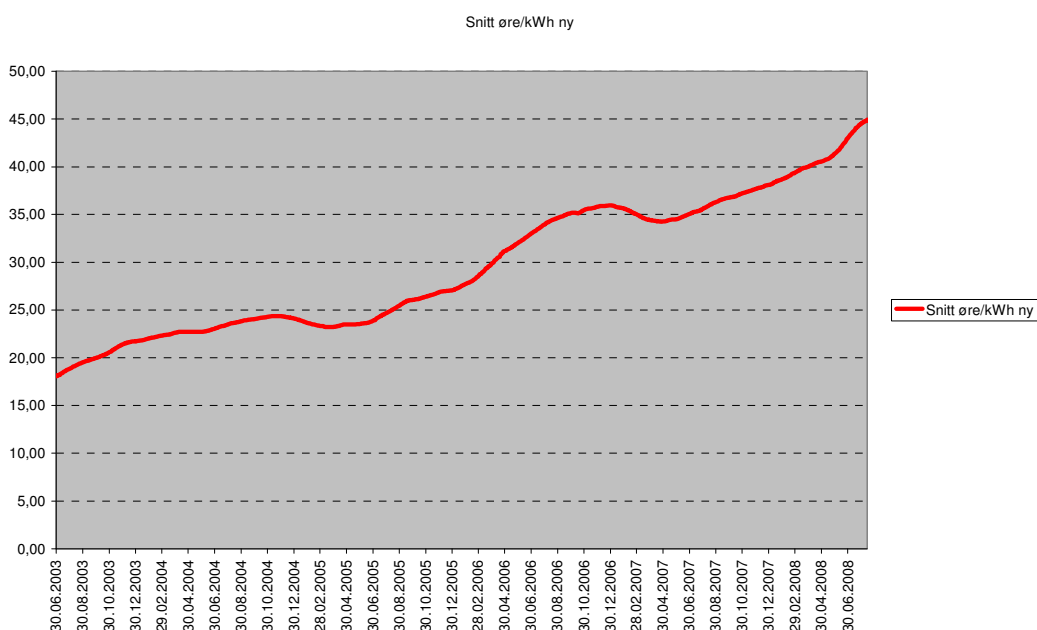
<sup>2</sup> Joanna Holt m.fl., "European Wind Farm Project Costs – History and Projections. 2008 Study", Garrad Hassan (august 2008).

<sup>3</sup> "Global Wind Turbine Markets and Strategies 2008-2020", Emerging Energy Research (juni, 2008).

<sup>4</sup> Prisen på alt stål har økt med 79 % i perioden 2003-07. Prisen på levert stål har i samme periode økt med 106 %. Kilde: [www.stalforbund.com/Statistikk/tilforsel\\_pris.htm](http://www.stalforbund.com/Statistikk/tilforsel_pris.htm) (14/8-08)

innføringen av CO<sub>2</sub>-kvoter.<sup>5</sup> Prisnivået og svingningene på de lange kraftkontraktene er en funksjon av både de fundamentale forhold og psykologien i markedet. Fra å være priggitt de hydrologiske forhold, har dereguleringen av kraftmarkedet og den økte overføringskapasiteten innen Norden og til kontinentet ført til at markedsprisen er en funksjon av langt flere parametre.

De langsiktige forwardkontraktene på NordPool er markedets egne vurdering av hva prisnivået vil ligge på framover i tid. Et gjennomsnitt av prisen på 3-års forwardkontrakter siste 6 mnd ligger på om lag 45 øre/kWh<sup>6</sup>. Utover dette perspektivet er prisen lite observerbar. I basisscenarioet legges det til grunn at kraftprisen stabiliserer seg på dette nivået.



Figur 3 Gjennomsnittlig utvikling av siste 6 måneders 3 års Forward-kontrakt observert på NordPool

### 4.3 Kostnadsberegning – Basisscenario

Det er gjennomført en beregning av de samlede kostnadene og støttebehovet, med utgangspunkt i realiserbar vindkraftutbygging innen 2015 og 2025, samt et "best guess" for hvilke priser og øvrige faktorer som er observerbare i dag. Dette utgjør basisscenarioet i beregningene. Forutsetninger som er lagt til grunn for disse beregningene er presentert i det følgende, mens resultatene er presentert i det påfølgende kapittelet. Det vises forøvrig til følsomhetsanalysen som er vedlagt bakerst i rapport.

<sup>5</sup> Marginalprisen på kullkraft pr 13.07.08 var på 65€/MW (forutsatt 40% virkn.grad). Prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter utgjorde ca. 1/3 av dette, nærmere bestemt 21 €/MW. (Kilde: Markedsdata hentet fra [www.Montel Powernews.com](http://www.Montel Powernews.com))

<sup>6</sup> NordPool pr 15. september, 2008.



## 4.4 Forutsetninger i basisscenarioet

For basisscenarioet legges følgende forutsetninger til grunn:

### 4.4.1 Utbyggingstakt

I henhold til forutsetningene og vurderingene som ble lagt til grunn i kapittel 2 og 3, er det antatt at det totalt bygges ut 5500 MW innen 2025, hvor de første 4500 MW bygges ut innen 2015.

### 4.4.2 Kraftpris

Gjennomsnittlig 3-årsforward i de siste 6 måneder ligger på ca 45 øre/kWh. I basisscenarioet legges det til grunn at kraftprisen stabiliserer seg på dette nivået frem mot 2025.

### 4.4.3 Driftstimer

Tommelfingerreglen for vindkraftproduksjon i Norge har vært 3000 brukstimer. Produksjonstall de senere år viser imidlertid at norske vindparker i gjennomsnitt produserer 10-20 % lavere. Årsaken til dette kan være flere. Det vil likevel være naturlig å anta at brukstimene på lengre sikt vil øke, bl.a. som følge økt kunnskap og bedre optimalisering av parkene. I basisscenarioet legges 3000 driftstimer til grunn.

### 4.4.4 Avkastningskrav vindkraft<sup>7</sup>

Enova får årlig utredet hvilke avkastningskrav som det er rimelig å legge til grunn for investeringer innen de ulike områdene for fornybar energi. Avkastningskravet for investeringer i vindkraft er satt til 8 % reelt før skatt.

### 4.4.5 Levetid

I beregningene er det lagt til grunn at parkene har en økonomisk levetid på 20 år.

### 4.4.6 Driftskostnader

Kostnader knyttet til drift- og vedlikehold, nettkostnader/innmatingskostnader, forsikringer, erstatninger, og andre driftskostnader, er i basisscenarioet satt til 13 øre/kWh.

### 4.4.7 Investeringskostnader<sup>8</sup>

Investeringskostnaden for vindkraft lå i 2007 på gjennomsnittlig 12,8 mill. kr/MW. Disse forventes å øke gradvis til 15,5 mill. kr/MW i 2013. Etter 2013 forutsettes det at investeringskostnaden flater ut.

---

<sup>7</sup> Ole Gjølberg og Thore Johnsen, "Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?", Universitetet for Miljø og Biovitenskap på Ås og Norges Handelshøyskole i Bergen (desember, 2007).

<sup>8</sup> Joanna Holt m.fl., "European Wind Farm Project Costs – History and Projections. 2008 Study", Garrad Hassan (august 2008).

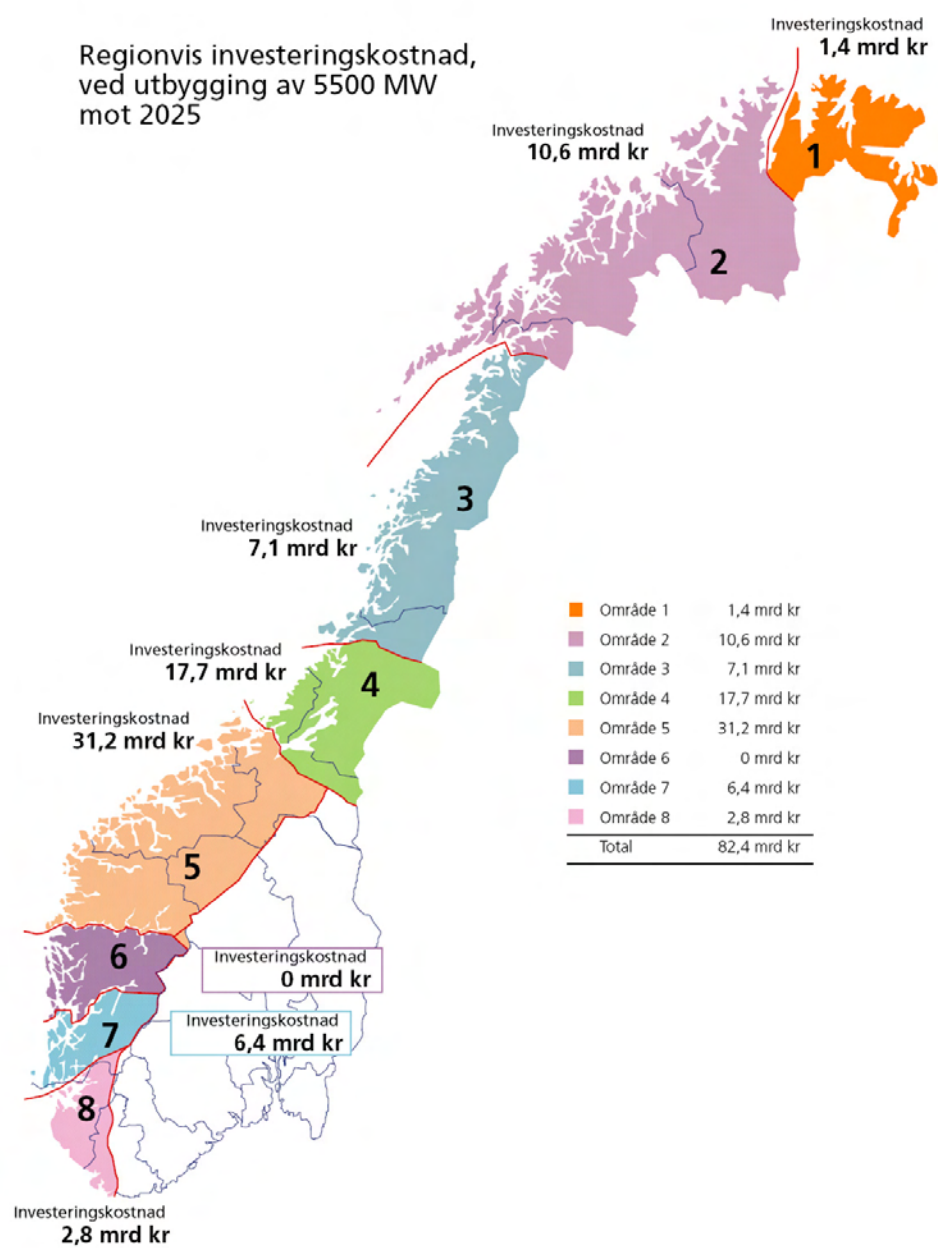
#### **4.4.8 Avsetning av statlige midler for fremtidig støtte**

Avsetningen av midler for fremtidig støtte forutsettes å bli avsatt i et fond i 2008 med en avkastning på 4,3 % p.a. Dette tilsvarer dagens avkastning på Grunnfondet for energieffektivisering og fornybar energi. Avsetningen beregnes på grunnlag av det forventede støttebehovet for hvert år i henhold til den forutsatte utbyggingstakten frem mot 2025. Støttebehovet beregnes ut ifra differansen mellom kraftpris og produksjonskostnad + driftskostnad, hvor produksjonskostnaden er en annuitet av den totale investeringskostnaden, med løpetid på 20 år og avkastningskrav på 8 % reelt før skatt.

# 5 Resultater

## 5.1 Totale investeringer

Resultatene viser at en utbygging av 5500 MW vindkraft frem mot 2025 vil kunne kreve investeringer på om lag 82 mrd. kroner. Så fremt utbyggingstakten skal følge nettutviklingsplanen, vil mesteparten av investeringene bli gjort i perioden 2009-2015. Dersom en antar at utbyggingskostnaden pr kWh i snitt er den samme for alle regioner, vil en med utgangspunkt i realiserbar utbygging få investeringskostnader som fordeler seg som figuren under.



Figur 4 Fordeling av investeringskostnad mellom regionene

Dersom en i stedet forutsetter en utbygging fram mot 2025 på i alt 7000 MW i henhold til det som tidligere er angitt som et maksimumsscenario<sup>9</sup>, vil utbyggingskostnaden være på nærmere 106 mrd kr.

## 5.2 Avsetning av midler til fremtidig støtte

Med ”avsetning” menes antall kroner som må settes av i 2008 for å dekke det fremtidige støttebehovet. Basisscenarioet for utbygging av totalt 5500 MW landbasert vindkraft i 2025 vil kreve en avsetning på om lag 24 mrd. kroner. Dette forutsetter en kraftpris på 45 øre/kWh under hele perioden, samt at investeringskostnadene flater ut på 15,6 mill/MW fra og med 2013. Under de samme forutsetningene vil en utbygging av 7000 MW frem mot 2025 kreve en avsetning på om lag 29 mrd kroner.

Enkle følsomhetsanalyser viser at en prosentvis endring av driftstimer gir størst utslag på avsetningen, i forhold til en tilsvarende prosentvis endring i kraftpris, investeringskostnader og driftskostnader som er lagt til grunn i basisscenarioet. Eksempelvis vil en reduksjon i driftstimerne på -10 % (til 2700 driftstimer) øke statsavsetningen med + 17 % til 28,3 mrd. kroner.

Usikkerheten knyttet til utviklingen av kraftprisen kan sies å være stor. Forutsatt at de andre parameterne holdes uendret, vil en gradvis reduksjon av kraftprisen ned til 35 øre/kWh frem mot 2025 øke avsetningen til om lag 28 mrd. kroner. En tilsvarende gradvis økning i kraftprisen til 55 øre/kWh i 2025 vil redusere avsetningsbehovet til 21 mrd. kroner. Det henvises for øvrig til følsomhetsanalysene bakerst i rapporten.

---

<sup>9</sup> 7000 MW er angitt maksimumsscenario (se nærmere presisering i kap. 3). Både basis- og maksimumsscenario forutsetter installering av 4500 MW fram mot 2015, etterfulgt av en årlig utbygging på hhv 100 MW/år og 250 MW/år i perioden 2016-25.

## 6 Konklusjoner

Med utgangspunkt i eksisterende nettkapasitet og fremtidige nettforsterkninger i henhold til Statnetts NUP 2008-2025, og etter å ha tatt hensyn til annen kraftproduksjon, viser dette studiet at det kan være mulig å bygge ut mellom 4200 MW (12,6 TWh) og 4700 MW (14,1 TWh) landbasert vindkraft innen 2015. Dette avhenger blant annet av om pumpekraftverket på Tonstad realiseres eller ikke. Mellom 2015 og 2025 anslås utbygging av landbasert vindkraft til å ligge et sted mellom 1600 MW (4,8 TWh) og 2450 MW (7,4 TWh). Dette betyr at teknisk realiserbar vindkraftutbygging totalt vil ligge et sted mellom 5800 MW (17,4 TWh) og 7150 MW (21,5 TWh) fram mot 2025.

For å utløse en utbygging tilsvarende basisscenario på 5500 MW (16,5 TWh) i 2025 viser beregningene at det i 2008 må settes av om lag 24 mrd kroner til fremtidig støtte. For å utløse maksimumsscenarioet på 7000 MW (21 TWh) øker avsetningsbehovet til 29 mrd kroner.

Følsomhetsanalyser viser at økonomien i prosjektet avhenger sterkt av antall brukstimer. Dersom brukstiden er 10 % lavere enn opprinnelig forutsatt, øker kostnadene forbundet med støtte til vindkraftutbyggere med 17 %. Dette understreker viktigheten av at vindressurs bør være et sentralt tema i konsesjonsbehandlingen av vindkraftprosjekter. NVE vurderer også at hensynet til vindressurs spesielt bør vektlegges ved utvelgelsen av ja-områder i fylkesdelplaner.

# Vedlegg

## Følsomhetsanalyse

Forutsetningene som er lagt til grunn i følsomhetsanalysen på basisscenarioet er samlet i Tabell 2. Resultatene fra følsomhetsanalysen gjengitt nedenfor er fremkommet ved at parametrene er endret én om gangen i forhold til forutsetningene i basisscenarioet.

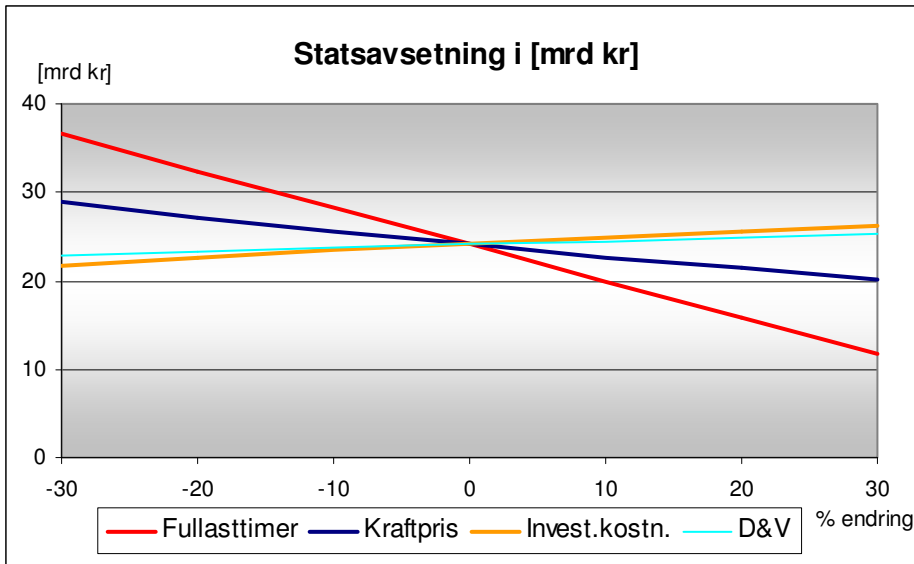
Ved variering av fullasttimer, så er endret antall timer lagt flatt over alle år, og antall fullasttimer er følgelig det samme i alle år innenfor analyseperioden. Ved variering av kraftpris og driftskostnad, så er disse lagt som en lineær endring utover i analyseperioden opp til et nivå i 2025 på +/- 10 %, 20 % og 30 % i forhold til 2008-nivået, som spesifisert i Tabell 2. Ved variering av investeringskostnaden, så er denne lagt til som en lineær endring mot et 2025-nivå på tilsvarende måte som beskrevet ovenfor for kraftpris og driftskostnad, men denne gang begrenset til perioden 2014-2025, tilsvarende perioden etter 5-årsprognosen som legges til grunn for kostnadsnivået i 2013 (1).

Tabell 2 Forutsetninger lagt til grunn i følsomhetsanalysene

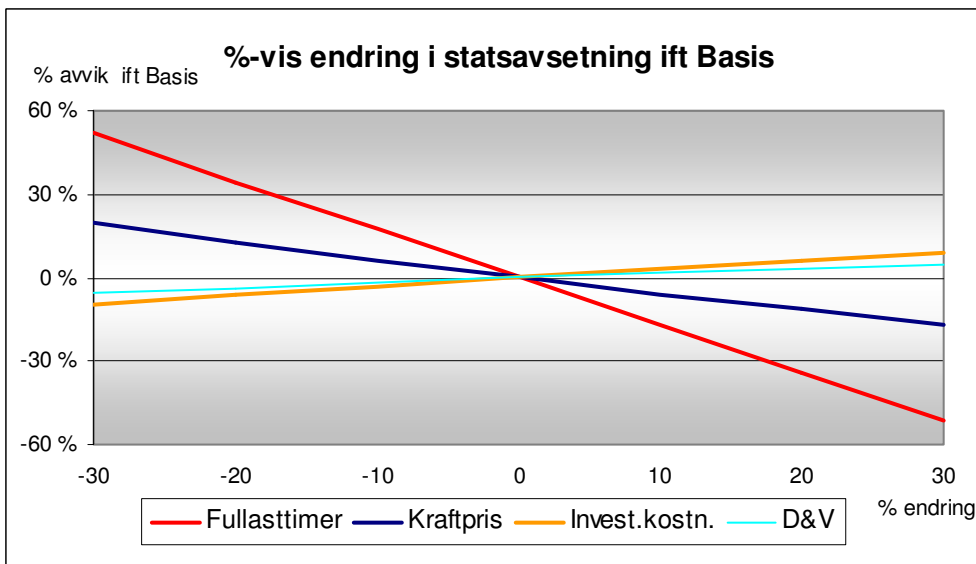
	Forutsetninger parametre							
	-30 %	-20 %	-10 %	Basis	10 %	20 %	30 %	
Fullasttimer	2100	2400	2700	3000	3300	3600	3900	timer/år
Kraftpris	31,5	36	40,5	45	49,5	54	58,5	øre/kWh i 2025
D&V	9,1	10,4	11,7	13	14,3	15,6	16,9	øre/kWh i 2025
Invest.kostn.	10,9	12,4	14	15,5	17,1	18,7	20,2	mill kr/MW f.o.m. 2013

Det fremgår av Figur 2 og Figur 3 at prosjektets økonomi er langt mer følsom for endringer i energiproduksjon enn endringer i kraftpris og investeringskostnaden. Dersom antall fullasttimer ligger 30 % lavere enn først forutsatt (dvs. 2100 timer/år), øker avsetningsbehovet med ca. 12,5 mrd kr. En tilsvarende prosentvis endring i kraftpris i 2025 ned til 31,5 øre/kWh gir et økt avsetningsbehov på 4,8 mrd kr. Dette understreker at et vindkraftprosjekts lønnsomhet til syvende og sist står og faller på vindkraftressursen, og at kun vindkraftprosjekt med god kapasitetsfaktor bør prioriteres.

Analysen viser videre at lønnsomheten i vindkraftutbygging er mer følsom for endringer i kraftprisen enn det er for endringer i investeringskostnad eller drifts- og vedlikeholdskostnader. Også dette er tydelig illustrert i Figur 2 og Figur 3. Dersom kraftprisen faller med 30 % i forhold til basis, ned til 31,5 øre/kWh innen 2025, vil dette øke avsetningsbehovet med 4,8 mrd kr (+20 % ift. basis). Tilsvarende vil en 30 % økning i forhold til basis, opp til 58,5 øre/kWh i 2025, føre til at avsetningsbehovet reduseres med 4 mrd kr (-16,6 % fra basis). Tilsvarende prosentvis endring i investeringskostnaden endrer avsetningsbehovet med hhv -2,4 mrd kr/+2,1 mrd kr.



**Figur 5 Statsavsetning som funksjon av endringer i enkelte nøkkelparametre: Antall forutsatte fulllasttimer, kraftpris, investeringskostnad og drift- og vedlikeholdskostnad (D&V) over hele perioden frem til 2025. Avsetningsbehov angitt i [mrd. kr].**



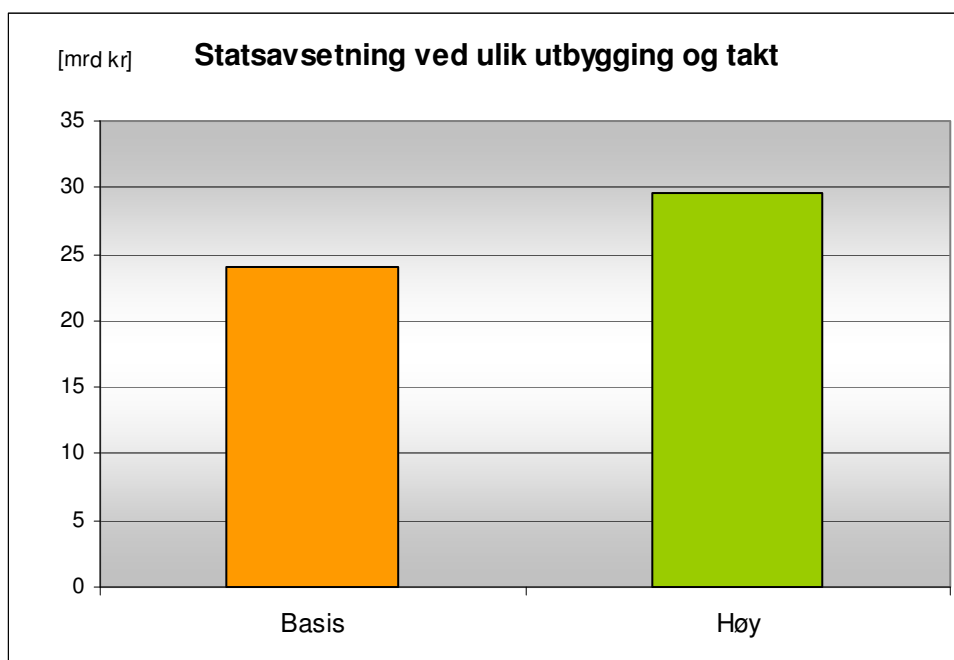
**Figur 6 %-vis endring i nødvendig statsavsetning (Y-akse) avhengig av endring i antall forutsatte fulllasttimer, kraftpris [øre/kWh], investeringskostnad [mill. kr/MW] og drift- og vedlikeholdskostnader (D&V) [øre/kWh] over hele perioden frem til 2025.**

Basisscenarioet tar utgangspunkt i en utbygging på 5500 MW innen 2025, hvor mesteparten vil bygges ut innen 2015. Man kan imidlertid se for seg alternative utbygginger, både med hensyn til utbyggingstakt og omfang. I Tabell 3 under er to ulike utbyggingsscenarioer gjengitt, med en Basis (Minimum) og en Høy (Maksimum) utbygging.

Tabell 3 Forutsetninger i simuleringene for lav/basis/høy utbyggingstakt.

	Ny utbygd vindkraft (akkumulert) i [MW]	
	2015	2025
<b>Basis</b>	4500	5500
<b>Høy</b>	4500	7000

Med utgangspunkt i forutsetningene som ble lagt til grunn i basisscenarioet, men med en økning av utbyggingstakt i perioden 2016-25 opp til en samlet installert effekt på 7000 MW, vil behovet for avsetning være om lag 29 mrd kroner. (Se figur 5)



Figur 7: Varierende avsetningsbehov ut ifra størrelse på utbyggingstakt og – omfang





Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

## Utgitt i Rapportserien i 2008

- Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2007 (77 s.)
- Nr. 2 Panagiotis Dimakis: Kartlegging av grunnvannsressurser 1. Base Flow Index (107 s.)
- Nr. 3 Halvor Kr. Halvorsen (red.): NVEs tilsynsrapport for 2007
- Nr. 4 Nils Henrik Johnson (red.): Kamouflasjetiltak på kraftledninger (104 s.)
- Nr. 5 Knut E. Norén, Ivar K. Elstad, Norconsult: Forbisliping ved små vannkraftverk (17 s.)
- Nr. 6 Ivar K. Elstad, Knut E. Norén, Norconsult: Minstevannføring ved små vannkraftverk (22 s.)
- Nr. 7 Erik Holmqvist, Inger Karin Engen: Utvalg av tilsigsserier til Samkjøringsmodellen (51 s.)
- Nr. 8 Jørn Opdahl og Hervé Colleuille: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann. Drift og formidling 2007. Status pr. mars 2008. (39 s.)
- Nr. 9 Knut Hofstad, Lars Tallhaug: Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore) (Revidert utgave av NVE rapport 1-2007)(38 s.)
- Nr. 10 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2007 (80 s.)
- Nr. 11 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2008 (70 s.)
- Nr. 12 Hervé Colleuille, Erik Holmqvist, Stein Beldring, Lars Egil Haugen: Betydning av grunnvanns- og markvannsforhold for tilsig og kraftsituasjon (63 s.)
- Nr. 13 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 2. kvartal 2008 (87 s.)
- Nr. 14 Hege Sveaas Fadum (red.): Avbruddsstatistikk 2007 (90 s.)
- Nr. 15 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet 3. kvartal 2008
- Nr. 16 Sissel Tvedten (red.): Karakterisering av grunnvannsforekomster. Eksempler fra kommunene Melhus, Øyer, Voss og Lier.
- Nr. 17 Grethe Holm Midttømme (red.): Flommen i Trøndelag vinteren 2006. Damsikkerhet og beredskap.
- Nr. 18 Inger Helene Waagaard (NVE), Espen Borgir Christophersen (Enova), Ingrid Slungård (Enova): Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025 (31 s.)