

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet  
Fakultet for Miljøvitenskap og teknologi  
Institutt for Naturforvaltning

Masteroppgave 2014  
30 stp

# **Integrasjon av vindkraft i energisystemet - Effekten av variabilitet på markedsverdien**

Integration of wind power into the energy system  
- The effect of variability on market value

Tormod Ween Brekken



## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Institutt for naturforvaltning ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Jeg vil takke min veileder Professor Torjus Folsland Bolkesjø for en god veiledning gjennom hele prosjektperioden. Videre vil også takke stipendiat ved INA Åsa Grytli Tveten, David Weir i NVE og Nordpool for hjelp med datamaterialet og stipendiat Jon Gustav Kirkerud for god hjelp i arbeidet med Balmorel. Jeg vil også takke Marit Ween Brekken, Eli Gjestvang og min samboer Tora Throndsen Gjestvang for hjelp og råd ved skrivingen.

Oslo, 13. juni 2014

Tormod Ween Brekken

## Sammendrag

Klimapolitikken bidrar til å fase ut termisk kraftproduksjon basert på fossile kilder. Dette kan føre til at en mindre andel av kraftproduksjonen kan respondere på prissignaler. Det er planlagt å øke andelen vindkraft i flere kraftmarkeder. Vindkraft er avhengig av været, og er karakterisert av varierende produksjon. Dette påvirker inntekten til hva produsenter av vindkraft vil tjene i kraftmarkedet. Studier har funnet at markedsverdien til vindkraft reduseres ved økte andeler vindkraft i markedet.

Formålet med denne studien er å se på hvordan vindkraftens lønnsomhet påvirkes av ulike andeler vindkraft i kraftsystemet. Dette er gjort ved å analysere historiske markedsdata, regresjonsanalyse og simulering av økte andeler vindkraft, både i det norske og danske kraftmarkedet med kraftmarkedsmodellen Balmorel. Ved å simulere bruk av elektrisitet i varmesystemet er det analysert hvilken effekt det vil ha på lønnsomheten av vindkraft.

Analysen viser at markedsverdien for vindkraft reduseres med økt markedsandel. For Danmark reduseres den fra 99 % til 84 % av gjennomsnittlig spotpris, ved en økning av markedsandelen fra 5 % til 73 %. For Norge reduseres verdifaktoren fra 110 % til 103 %, ved en økning av markedsandelen fra 1 % til 9 %. Simuleringene av bruk av elektrisitet i varmesystemet viser at markedsverdien øker for vindkraft i Danmark på 0,5 % og i Norge på 0,1 %.

## Abstract

Climate policy contributes to phase out thermal power based on fossil energy sources. This may lead to a smaller share of power production that can respond to price signals. It is planned to increase the share of wind power in several power markets. Wind energy is dependent on the weather, and is characterized by varying production. This affects the income of what producers of wind power will earn in the electricity market. Studies have found that the market value of wind power is reduced by the increased shares of wind power in the market.

The purpose of this study is to look at how the wind power profitability affects through different shares of wind power in the power system. This is done by analyzing historical market data, regression analysis and simulation of increased shares of wind power, both in the Norwegian and Danish electricity markets using the energy system model Balmorel. By simulating the use of electricity in the heating system it is analyzed which effect it will have on the profitability of wind power.

The analysis shows that the market value of wind power decreases with increased market share. In Denmark the market value decreases from 99% to 84% of the average spot price by an increase in market share from 5% to 73%. In Norway the market value decreases from 110% to 103% with an increase of the market share from 1% to 9%. The simulations of the use of electricity in the heating system show that the market value increases for wind power in Denmark at 0.5% and in Norway at 0.1%.

# Innhold

Forord .....	i
Sammendrag .....	ii
Abstract .....	iii
Innhold .....	iv
Figurer .....	vi
Tabeller.....	vi
1. Introduksjon .....	1
1.1 Bakgrunn .....	1
1.2 Problemstillinger .....	2
1.3 Oppgavens struktur .....	3
2 Teori om integrasjonskostnader ved variabel kraftproduksjon .....	4
2.1 Prisdannelse i kraftmarkedene.....	4
2.2 Integrasjonskostnader .....	5
2.2.1 Verdifaktor.....	7
2.2.2 Korrelasjons- og merit - order effekten.....	8
2.3 Alternativer for integrering av variabel fornybar kraft .....	10
2.3.1 Økt bruk av elektrisitet i varmemarkedet .....	10
3 Energisystemene i Norge og Danmark .....	13
3.1 Det norske kraftsystemet .....	13
3.1.1 Vindkraft i Norge .....	13
3.1.2 Fjernvarme i Norge.....	14
3.2 Det danske kraftsystemet.....	15
3.2.1 Vindkraft i Danmark .....	16
3.2.2 Fjernvarme .....	16
4 Metode og materiale.....	18
4.1 Markedsverdi for vindkraft historisk .....	18
4.2 Energisystemanalyse .....	19
4.2.1 Kraftsystemmodellen Balmorel.....	19
4.2.2 Forutsetninger for installert kapasitet av vindkraft .....	21
4.2.3 Forutsetninger vedrørende økt bruk av elektrisitet i varmemarkedet .....	22
4.3 Datamateriale.....	23

4.3.1	Markedsverdi for verdifaktoren historisk .....	23
4.3.2	Data brukt i simuleringene med Balmorel .....	24
5	Resultater og diskusjon .....	25
5.1	Verdifaktoren for vindkraft historisk.....	25
5.2	Regresjonsanalyse for sammenhengen mellom verdifaktor og markedsandel.....	28
5.3	Modellsimuleringer for årene 2012 til 2030 .....	29
5.3.1	Kraftpriser.....	29
5.3.2	Økt andel installert kapasitet av vindkraft .....	32
5.3.3	Bruk av elektrisitet i varmemarkedet.....	35
5.4	Oppsummering av diskusjon .....	38
6	Konklusjon .....	39
	Referanser .....	41
	Vedlegg.....	44

## Figurer

Figur 1 Effekten av vindkraft på forskjellige tider i døgnet (EWEA, 2010).....	4
Figur 2. Systempris (system base price) og markedsverdi (market value) for vindkraft. Differansen deles opp i profilkostnader, balanseringskostnader og nettkostnader (Hirth 2013).....	6
Figur 3 Verdifaktorer for vindkraft presentert i litteratur (Hirth 2013). ....	8
Figur 4 Korrelasjonseffekt og merit order effekt for vindkraft (Hirth 2013).....	9
Figur 5 Skisse av samspill mellom volatil kraftproduksjon (her: vindkraft), kraftvarmeanlegg (CHP) og elkjeler (Xrgia 2011). ....	12
Figur 6 Installert kapasitet av vindkraft i Norge. Søylen og aksene til venstre viser installert effekt pr år. Aksene til høyre og grafen viser samlet installert effekt ved årsskiftet (NVE 2014). ....	14
Figur 7 Fordeling av varmesentraler brukt i fjernvarme i Norge i 2012 (ssb.no 2013).....	15
Figur 8 Installert effekt av vindkraft i Danmark. Søylen og aksene til venstre viser antall turbiner. Grafen og aksene til høyre viser samlet installert kapasitet (Ens.dk 2014). ....	16
Figur 9 Fjernvarmeproduksjon oppdelt etter anlegg (Ens.dk 2013). ....	17
Figur 10 Historisk verdifaktor for vindkraft i Danmark for årene 2001 til 2013.....	25
Figur 11 Historisk verdifaktor for vindkraft i Norge for årene 2009 til 2012. ....	26
Figur 12 Gjennomsnittlig inntjening for vindkraftprodusenter i Norge og Danmark i perioden 2012 til 2030.....	30
Figur 14 Antall timer med priser under [1€/MWh] på y-aksen ved økt installert kapasitet [MW] av vindkraft i Danmark på x-aksen.....	30
Figur 15 Antall timer med priser under [1€/MWh] på y-aksen ved økt installert kapasitet [MW] av vindkraft i Norge på x-aksen.....	31
Figur 16 Verdifaktor for vindkraft i Danmark ved økt markedsandel. ....	32
Figur 17 Verdifaktor for vindkraft i Norge med økt markedsandel.....	34
Figur 18 Verdifaktor for vindkraft i Danmark med økt markedsandel og bruk av elektrisitet i varmesystemet. Forklaring: Høy/ Lav el betyr høy og lav alternativ kostnad.....	36
Figur 19 Verdifaktor for vindkraft i Norge med økt markedsandel og bruk av elektrisitet i varmesystemet.....	36

## Tabeller

Tabell 1 Energi i Norge i 2012 (NVE 2013). ....	13
Tabell 2 Elektrisitetsproduksjon i Danmark i 2012 (Ens.dk 2012). ....	15
Tabell 3 Installert kapasitet av vindkraft i simuleringer med Balmorel. Verdier gitt i MW. ....	21
Tabell 4 Markedsdata for Norge og Danmark. ....	23
Tabell 5 Regresjonsresultater av verdifaktoren historisk.....	28
Tabell 6 Transmisjonsbalanse i de nordiske landene. Verdier av eksport/import er positiv ved eksport og negativ ved import. ....	33
Tabell 7 Fordeling av utbygd vindkraft i Norge. ....	44
Tabell 8 Fordeling av Installert kapasitet av "EL_HEAT" i Norge.....	44
Tabell 9 Installerte kapasiteter brukt ved simuleringer med Balmorel. ....	45
Tabell 10 Transmisjonskapasiteter mellom regioner [MW].....	46
Tabell 11 Planlagt ny transmisjonskapasitet mellom regioner [MW].....	47





# 1. Introduksjon

## 1.1 Bakgrunn

Det Internasjonale energibyrådet (IEA) har estimert at en økning av global fornybar kraftproduksjon fra vind- og solkraft på 45 % til 2035 er nødvendig for å nå togradersmålet for global oppvarming (IEA 2013). I Europa har EU satt mål om økning av fornybar energi på 20 % innen 2020. (Europe 2020 targets 2011). Studier gjort på energimarkedet i flere europeiske land med økende fornybarandeler viser en avtagende markedspris for de fornybare teknologiene sol – og vindkraft (Hirth 2013). Simuleringer med økte andeler vindkraft fra 0 % til 30 % viser en avtagende markedsverdi fra 110 % av gjennomsnittlig spotpris til 50- 80 %. For solkraft skjer det samme allerede ved markedsandel på 15 % (Hirth 2013).

I et kraftmarked må det være en balanse mellom tilbud og etterspørsel. Varierende etterspørsel gjennom døgnet og året gjør det utfordrende for kraftprodusenter til enhver tid å produsere tilstrekkelig mengde kraft til rett tid. Klimapolitikken har som mål å fase ut termisk kraftproduksjon og legge til rette for økte andeler fornybar kraft som medfører at en lavere andel kraftproduksjon kan respondere på kraftpriser (Xrgia 2011). Dette vil bidra til økt prisvolatilitet og i perioder med mye nedbør vil prisene falle betraktelig (Energistyrelsen 2001). Vindkraft kjennetegnes ved en varierende kraftproduksjon siden den er avhengig av været. I perioder med mye vind skifter produksjonen av vindkraft tilbudskurven mot høyre og genereringsteknologier med lavere grensekostnad blir prissettende. Dette gir vindkraftprodusenter lavere inntekter jo større effekten av vindkraften blir. Markedsverdien til vindkraft påvirkes av dens karakteristikk som energikilde. En metode for å måle markedsverdien er beskrevet i Hirth (2013). Den relative prisen vindkraftprodusenter mottar deles på spotprisen i markedet. Verdien kalles verdifaktor.

Ved større andel uregulerbar stokastisk kraftproduksjon blir fleksibilitet i forbruket viktigere. I perioder av året med mye tilsig av vann, spesielt på sommeren, vil bidra til lave kraftpriser. Det betyr lavere inntekt for kraftprodusenter av uregulerbar kraft i disse timene. Økt fleksibilitet på forbrukssiden kan utnytte energi som ellers ville gått til spille (Xrgia 2011). Varmemarkedet kan bidra med denne fleksibiliteten ved bruk av elektrisitet i perioder når prisen er lav, og utnytte fjernvarmens egenskap som energilager til å flytte forbruket.

Av de nordiske landene er Danmark det landet med et av de mest ambisiøse målene for ny vindkraft. I 2012 stod vindkraft for 31 % av elektrisitetsforbruket og det er forventet å øke til 52 % av innen 2020 (Energinet.dk 2014; Ens.dk 2013; Energistyrelsen 2011). Kraftproduksjonen i Norge skiller seg fra Danmark som har en kraftproduksjon som i hovedsak er basert på kombinerte kraftvarmeverk og vindkraft. I Norge er produksjonen basert på vannkraft som gir en meget god reguleringsevne for å kunne stabilisere kraftproduksjon og priser. Norge har en betydelig lavere andel vindkraft installert, men også her er det lagt til rette for økt utbygging gjennom elsertifikatmarkedet sammen med Sverige (Regjeringen 2011).

Formålet med denne studien er å analysere hvordan lønnsomheten til vindkraft påvirkes ved integrasjonen av den i kraftsystemet. Studien tar utgangspunkt i analyse av historiske markedsdata, regresjonsanalyse og simuleringer av ulike faktorer med kraftmarkedsmodellen Balmorel.

## 1.2 Problemstillinger

Det er formulert en problemstilling for studien: Hvordan påvirkes lønnsomheten for vindkraft ved ulike andeler av vindkraft i kraftsystemet?

Det er funnet tre delproblemstillinger for å svare på problemstillingen.

*(1) Historiske data:*

1. Har verdifaktoren for vindkraft blitt redusert grunnet økt vindkraftutbygging i Norge og Danmark?

*(2) Fremtidig utvikling:*

2. Hvordan er utviklingen av verdifaktoren for vindkraft ved økt utbygging av vindkraft i fremtiden i Norge og Danmark?

3. Vil reduksjonen av verdifaktoren for vindkraft avta ved økt bruk av elektrisitet til termisk energi?

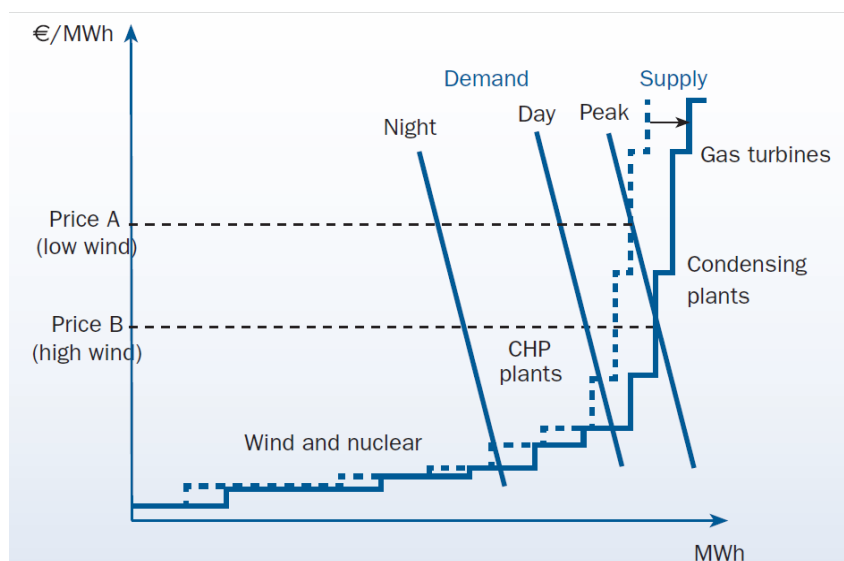
### 1.3 Oppgavens struktur

Rapporten beskriver i kapittel 2 de økonomiske kostnadene ved integrasjon av variabel kraftproduksjon inn i et energisystem. Kapittel 3 beskriver det norske og det danske energisystemet med fokus på vindkraftens utvikling. Kapittel 4 beskriver metodene brukt for å svare på problemstillingene. Kapittel 5 viser resultatene og diskuterer metodene og resultatene i studien. Kapittel 6 oppsummerer og konkluderer.

## 2 Teori om integrasjonskostnader ved variabel kraftproduksjon

### 2.1 Prisdannelse i kraftmarkedene

Kraftmarkedet består av en tilbudskurve og en etterspørselskurve som vist i Figur 1. Etterspørselskurven er i kraftmarkedet i stor grad uelastisk siden energi er ansett som et gode som er nødvendig i et moderne samfunn (EWEA 2010). Tilbudskurven består av teknologienes tilbud av mengde kraft med tilhørende kostnad. I kraftmarkedet er denne kurven kalt merit order - kurven. Kurven består av de teknologiene med lavest grensekostnad nede til venstre og hvert steg representerer en ny teknologi med høyere grensekostnad. Grensekostnadene består av den enkelte teknologi som er brukt og brenselet den bruker. I Figur 1 vises teknologiene vind – og kjernekraft på de laveste nivåene siden de har de laveste grensekostnadene. Videre kommer kombinerte kraftvarmeverk, kondenseringsanlegg og til slutt gasskraftverk. Vannkraft er ikke vist i figuren siden de med sin magasinkapasitet er antatt å opptre strategisk.



Figur 1 Effekten av vindkraft på forskjellige tider i døgnet (EWEA, 2010)

Kraftprisen er forventet å falle i perioder med mye vind og øke i perioder med liten vind. Dette kalles merit order - effekten. Vindkraft med sin lave grensekostnad legges i merit order - kurven lavest og kurven skifter mot høyre. Avhengig av elastisiteten til etterspørselskurven reduseres prisen. I Figur 1 kommer vindkraften inn ved topplast (peak demand) som den stiplede linjen viser og prisen reduseres fra A til B.

I perioder med mye vind er det normalt at prisen reduseres og det kan være behov for eksport. Ved begrensninger i transmisjonskapasiteten vil området anses som et lukket marked. Siden det ikke er ønskelig å stoppe eller nedregulere vindkraftproduksjonen må andre genereringsteknologier nedregulere sin produksjon. Vindkraften påvirker kraftprisen avhengig av tid på døgnet det produseres. Ved høy produksjon midt på dagen når det er topplast ved middagstider vil ekstra vindkraft skifte merit order - kurven mot høyre og prisen vil falle mye. Ved økt vindkraftproduksjon på natten vil prisen allerede være lav og et skifte i merit order - kurven vil ha mindre effekt på prisen (EWEA 2010).

Etter den gradvise liberaliseringen av kraftmarkedene i de Nordeuropeiske landene tidlig på 1990- tallet ble det etablert kraftmarkeder for å organisere krafthandelen. Felles for landene er at det i dag eksisterer fem slike markeder (EWEA 2010).

Bilaterale kontrakter for handel på utsiden av krafthandelen der priser og mengder ikke offentliggjøres. Spotmarkedet der budgivningen av fysisk krafthandel gjøres dagen før produksjonen skal skje. Bud gis til kl 12 dagen før realiseringen av produksjon som starter fra midnatt. I intradagmarkedet kan aktørene i spotmarkedet handle bilaterale kontrakter. Regulerkraftmarkedet dekker handel for avvik av planlagt produksjon og forbruk. Handel skjer innad i produksjonstimen. Balanseringsmarkedet er knyttet til regulerkraftmarkedet ved at aktørene kan handle kraft for å dekke ubalanser i kraftsystemet.

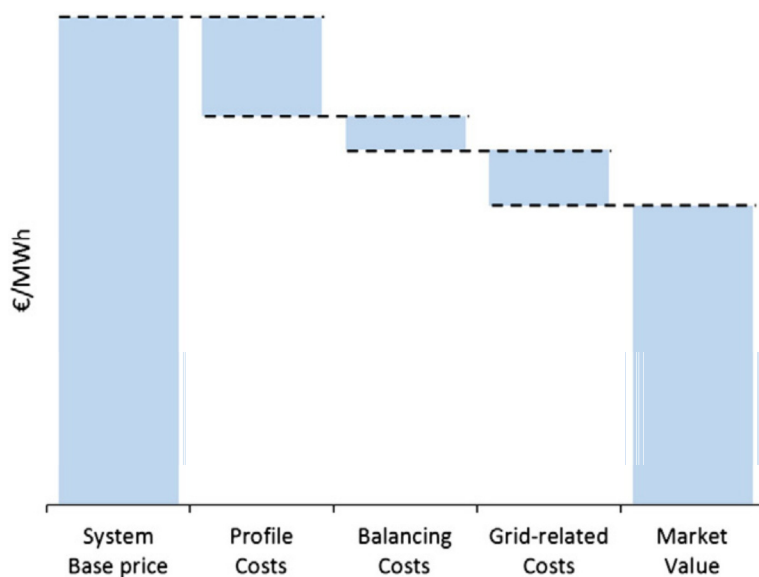
## 2.2 Integrasjonskostnader

Fornybare energiteknologier som sol - og vindkraft skiller seg fra konvensjonelle energiteknologier ved at de har variabel produksjon som er avhengig av været. Teknologier som for eksempel kull- og gasskraftverk og vannkraft tilknyttet magasin kan justere produksjonen sin ut i fra priser. Markedsverdien for en fornybar energiteknologi defineres som inntekten den får i markedet uten subsidier (Joskow 2011). I følge Hirth (2013) blir markedsverdien påvirket av tre teknologiske egenskaper:

- Tilgangen til energiresursen er variabel over tid. Grunnet begrensede lagringsmuligheter av elektrisitet og variabelt tilbud og etterspørsel er verdien av elektrisitet avhengig av *når* det produseres elektrisitet. Kostnadene forbundet med variabiliteten kalles profilkostnader.

- Planlegging av produksjonen er usikker. Handel og produksjonsbeslutninger i kraftmarkedet gjøres dagen før det skal produseres. Estimeringsfeil i produksjonen gjør at det må balanseres opp på kort varsel som gir økte kostnader. Disse kostnadene kalles balanseringskostnader.
- Energiressursen er bundet til spesifikke lokasjoner. Nettilgang og begrensninger i overføringskapasitet fører til økte kostnader. Kostnadene forbundet med nettilgang kalles nettkostnader.

Figur 2 illustrerer forskjellen mellom systemprisen og markedsverdien for vindkraft. Forskjellen mellom de to kan forstås med integrasjonskostnader som består av profilkostnader, balanseringskostnader og nettkostnader. Denne studien er fokusert på profilkostnadene. I markeder med lav andel varierende kraftproduksjon kan markedsverdien være høyere enn systemprisen som beskrevet i kapittel 2.2.2.



Figur 2. Systempris (system base price) og markedsverdi (market value) for vindkraft. Differansen deles opp i profilkostnader, balanseringskostnader og nettkostnader (Hirth 2013).

### 2.2.1 Verdifaktor

Det er blitt gjort flere tidligere studier på hvilken effekt variabel fornybar energi har på kraftpriser og måling av denne effekten er gjort med forskjellige metoder (Green, R. Vasilakos, N. 2012; Lamont 2009). Hirth (2012a) har utviklet en metode for å måle markedsverdien av en fornybar teknologi der den relative prisen deles på systemprisen. Verdien kalles verdifaktor. Definisjonen er basert på å bruke priser fra spotmarkedet der prisene blir satt dagen før produksjon. Verdifaktoren for vindkraft,  $v^w$ , beregnes ved at gjennomsnittlig pris for vindkraft,  $\bar{p}^w$ , deles på den gjennomsnittlige systemprisen,  $\bar{p}$ .

Med en synkende verdifaktor for vindkraft kan dette forstås som at vindkraft blir mindre verdifull som produksjonsteknologi sammenliknet med en konstant kilde med elektrisitet (Hirth 2013). I analyser av verdifaktoren ses ofte utviklingen i sammenheng med markedsandelen. Markedsandelen er her definert som total mengde vindkraftprodusert over totalt elektrisitetsforbruk (Hirth, 2013).

Flere studier av historiske markedsdata for å estimere verdifaktoren for vindkraft er gjort. Green og Vasilakos (2012) har estimert verdifaktoren til 0,96 og 0,92 i henholdsvis Øst- og Vest- Danmark det siste tiåret (2000- tallet). Beregningene ble gjort for hver måned og ikke hvert år. Hirth (2013) estimerer verdifaktoren for vindkraft i Tyskland for årene 2001 til 2012 til å reduseres fra 1,02 til 0,89 ved en økning i markedsandelen fra 2 % til 8 %

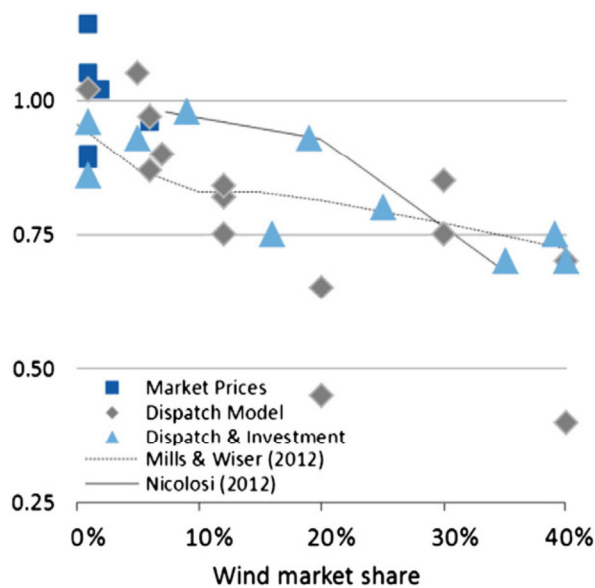
Studier basert på simuleringer av økt andel vindkraft kan deles opp ut i fra hvilke forutsetninger som er brukt og verdier av verdifaktoren avhenger i stor grad av dette. Modeller for langsiktige analyser som tar utgangspunkt i eksisterende kapasitetsmiks av teknologier ved økende andeler vindkraft, har en tendens til å estimere lavere verdier av verdifaktoren i motsetning til modeller som bygger opp kapasitetsmiksen fra bunn. (Hirth 2013). Begge typer av modeller for langsiktig analyse kan konfigureres med endogene og eksogene investeringer. Modeller for kortsiktige analyser konfigureres ikke for å legge til nye investeringer. De fleste av de nylige studier er simulert med endogene investeringer i modellene som inkluderer investorers insentiver til å stenge ned eller starte ny produksjon (Hirth, (2013). Tidsoppløsning har også mye å si for resultatene. Modeller med lav tidsoppløsning har en tendens til å overestimere verdifaktoren, mens modeller med høy tidsoppløsning underestimerer verdifaktoren (Hirth 2013).



Mills og Wiser (2012) har ved hjelp av en modell for mellomlang tidshorisont funnet verdifaktoren i California til å reduseres til 0,7 ved 40 % markedsandel. Nicolosi (2012) har ved bruk av en europeisk elektrisitetmarkedmodell funnet verdifaktoren i Tyskland til å reduseres fra 1 til 0,7 ved økt markedsandel til 35 %. Tilsvarende resultat er også funnet i Texas av Nicolosi.

Andre modeller tar ofte utgangspunkt i et energisystem som bygges opp fra bunn uten eksisterende kapasiteter. Lamont (2008) har funnet verdifaktoren for vindkraft i California til å reduseres fra 0,86 til 0,75 ved økt markedsandel fra 0 til 16 %. Green og Vasilakos (2011) har estimert verdifaktoren til 0,45 ved 30 GW kapasitet.

Resultater fra de forskjellige studiene er oppsummert i Figur 3. De fleste studier har estimert verdifaktoren for vindkraft til 1 ved lave markedsandeler med en reduksjon til 0,7 ved 30 % markedsandel (Hirth 2013).



Figur 3 Verdifaktorer for vindkraft presentert i litteratur (Hirth 2013).

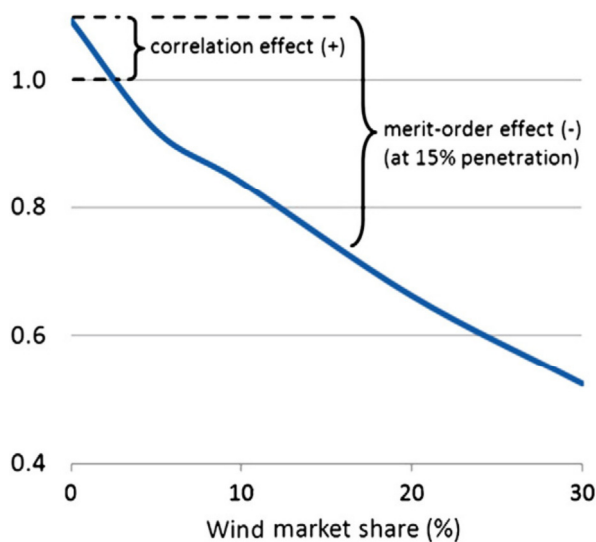
### 2.2.2 Korrelasjons- og merit - order effekten

Variabiliteten påvirker markedsverdien av fornybar energi i termiske kraftsystemer gjennom to mekanismer (Hirth 2013). I termiske energisystem som har kapasitetsbegrensning på produksjonen kalles disse mekanismene korrelasjon og merit order effekt. Hvis produksjonsmønsteret til energiteknologien har en positiv korrelasjon med forbruksmønsteret eller andre faktorer som øker kraftprisen, vil produsenten få en høyere inntekt enn en konstant

kilde med elektrisitet. Dette gjelder hvis produksjonskapasiteten er lav. I Europa har solkraft en positiv korrelasjon gjennom døgnet og vindkraft en positiv korrelasjon gjennom året.

I Sentral - og Nord- Europa er det en distinkt variasjon i vindkraftproduksjon gjennom året (Holtinnen 2005). Produksjonen i sommermånedene tilsvarer bare 60-80 % av det årlige gjennomsnittet, mens i vintermånedene kan det produseres så mye som 110 – 150 % av gjennomsnittet. Selv om denne variasjonen i vindkraft er tydelig gjennom året er det ikke noe klart mønster gjennom døgnet. Som Hirth (2013) indikerer i Figur 4, kan verdifaktoren til vindkraft bli høyere enn 1 dersom produksjonsmønsteret har en positiv korrelasjon med forbruksmønsteret. Det vil si at forbruket av elektrisitet og produksjon av vindkraft øker og minsker i samme takt.

Hvis markedsandelen hos variabel fornybar energi er høy reduserer tilbudet av denne selv prisen. Dette skjer ved at tilbudet fra teknologien flytter tilbudskurven til venstre. Dette kalles merit order effekten. Dette er vist i Figur 4.



Figur 4 Korrelasjonseffekt og merit order effekt for vindkraft (Hirth 2013).

## 2.3 Alternativer for integrering av variabel fornybar kraft

Det er gjort flere studier av integrasjon av vindkraft med løsninger for å kompensere for variabiliteten (Hirth 2013; Obersteiner, C. og Saguan, M. 2011). Gjennom en studie av flere europeiske land der det med økende andeler av variabel sol - og vindkraft, er det simulert økt kapasitet i transmisjonsnett, pumpekraftverk og fleksible konvensjonelle produksjonsteknologier for å analysere deres individuelle påvirkning på verdifaktoren for vindkraft (Hirth 2013). Resultatene viser at effekten av økte overføringskapasiteter mellom regioner og land øker verdifaktoren i en liten grad. Dette er en effekt av at produksjonsprofilene i de koblede markedene ikke er perfekt korrelert. Resultatene avhenger også av de andre produksjonsteknologiene i markedet. Ved økning av kapasitet for pumpekraftverk fra 0 og så doble det fra gitte effekter, er det en økning på 1 % i verdifaktoren ved 30 % markedsandel. Ved å øke fleksibiliteten i termiske kraftverk der begrensninger i oppregulering av produksjon og oppstartskostnader er fjernet eller redusert, øker verdifaktoren mellom 10 % og 40 %. Fleksibilitet i sluttforbruket kan ved å bidra til å flytte forbruket til tider av døgnet med lav pris bidra til å redusere reduksjonen i verdifaktoren. Denne integrasjonsløsningen er ikke modellert i denne studien (Hirth 2013).

Holtinnen (2004) har funnet at økt geografisk spredning av vindkraftverk gir redusert variasjon, økt forutsigbarhet og redusert antall av tilfeller med ingen eller maks output. Korrelasjon mellom lokasjoner kortere enn 100 km var sterk (0,7) og blir lavere (0,5) på distanser mellom 200 km og 500 km.

### 2.3.1 Økt bruk av elektrisitet i varmemarkedet

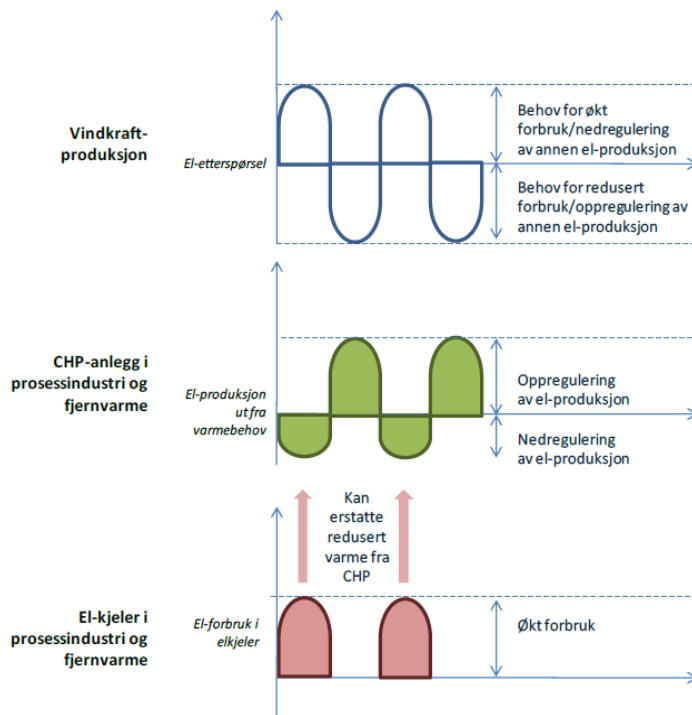
Mange løsninger for integrasjon av variabel kraftproduksjon er fokusert på fleksibilitet på produksjonssiden. På forbrukssiden kan varmesektoren gi økt fleksibilitet. Varmesektoren forbruker store mengder energi og eksempelvis fjernvarmesystemene kan utnyttes til å lagre energi og flytte forbruk (Xrgia 2011).

I perioder med høy vindkraftproduksjon og mye nedbør vil gi økt prisvolatilitet i markedet og mange timer med lave priser og det er antatt at det er lønnsomhet i at varmesektoren investerer i tiltak som utnytter denne prisvolatiliteten. Elkjeler og varmpumper er teknologier

som produserer termisk energi ved hjelp av elektrisitet og egner seg godt som mellom – og spisslast med lave starttider for igangsetting av produksjon. Varmepumper har høye investeringskostnader og lave driftskostnader med virkningsgrad på 350 %, mens elkjeler har lave investeringskostnader og høyere driftskostnader. En studie gjort av EA Energianalyse har analysert fortrinnene ved varmpumper kontra elkjeler (Ea Energianalyse 2009). Varmepumper har en investeringskostnad på 5 - 6 MNOK/MW og elkjeler mellom 0,5 og 2 MNOK/MW. Varmepumper har lavere elektrisitetsforbruk og vil være billigere ved høy brukstid og elkjeler er billigst ved brukstimer lavere enn 200 timer.

Xrgia (2011) har kartlagt varmemarkedet i Norden som utgjorde i 2007 ca 460 TWh. Dette består av prosessvarme til industri på 200 TWh, lokaloppvarming på 150 TWh og fjernvarme på 110 TWh. Her er det spesielt fjernvarme som kan utnyttes som energilager. I analysen av potensialet for fleksibilitet med varmesystemet har Xrgia (2011) funnet at det er for varmesentraler lønnsomt å investere i elkjel sammen med flere andre varmeteknologier avhengig av kraftprisen. Analysen er basert på kraftpriser i prisområdet NO1 i Norge i perioden 2002 til 2008. Resultatene viser at elkjel sammen med oljekjel er det mest lønnsomme alternativet, dernest gasskjel. Biokjel og kraftvarmeanlegg med biokjel er ikke funnet lønnsomhet. Inntekten av investeringen avhenger av kraftprisen i tillegg til nettleien og det alternative brenselet.

Et prinsipp om fleksibilitet i varmesystemet er illustrert i Figur 5. I perioder der kraftproduksjonen er høyere enn forbruket, må enten produksjonen reduseres eller forbruket økes. Når den variable produksjonen, her illustrert med vindkraft, produserer mye må enten annen teknologi redusere sin produksjon, representert ved kraftvarmeverk/ CHP, eller så må forbruket økes ved for eksempel elkjeler.



Figur 5 Skisse av samspill mellom volatil kraftproduksjon (her: vindkraft), kraftvarmeanlegg (CHP) og elkjeler (Xrgia 2011).

Det skilles her mellom lastflytting og substitusjon. Lastflytting er mulig hvis det er få antall timer med lave priser. Da kan potensialet for å lagre termisk energi utnyttes ved å kjøpe kraft ved lave priser og bruke varmen når prisene stiger. Thema consulting group har på oppdrag av NVE funnet at elkjeler kan erstatte sommerlast med bioenergi og topp – og mellomlast med bioenergi, bioolje og fossile energikilder (NVE 2014b). I hovedsak er det dermed på vinterhalvåret at fjernvarmen kan lagre elektrisk kraft. Ved substitusjon vil det være aktuelt for aktører som har andre termiske energikilder installert å bruke elkjelen hvis det er flere dager eller uker med lave priser (Xrgia 2011).

Thema consulting group argumenterer for at fjernvarmeaktørene bruker elkjeler ved lave kraftpriser for å minimere kostnadene ved egen produksjon. Videre kan elkjeler delta i intraday – og regulerkraftmarkedet ved å gi fleksibilitet til markedsaktører som har endringer i planene om produksjon og forbruk (NVE 2014b).

## 3 Energisystemene i Norge og Danmark

### 3.1 Det norske kraftsystemet

Norge kjennetegnes med sin svært store andel vannkraft (ca. 97 %) i produksjonsmiksen, som et vannkraftsystem. Den resterende produksjonen kommer fra kombinerte kraftvarmeverk (2 %) og vindkraft (1 %) (NVE 2013). Tabell 1 viser produksjonen fra de forskjellige teknologiene for året 2012. Med en magasinkapasitet på 85 TWh har det norske kraftsystemet en betydelig mengde energifleksibilitet (NVE 2011).

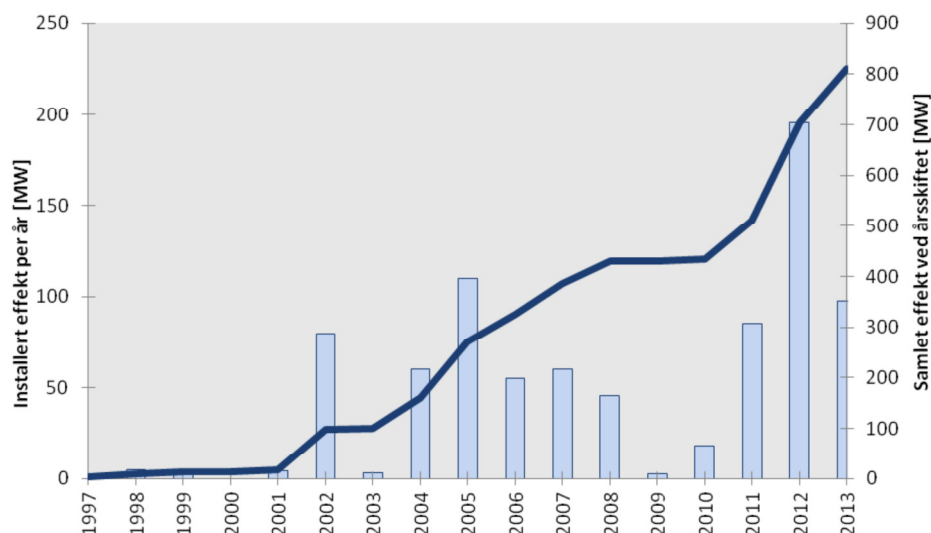
Tabell 1 Energi i Norge i 2012 (NVE 2013).

	Produksjon [GWh]	Andel [%]
Vannkraft	142898	96,65 %
Varmekraft	3391	2,29 %
Vindkraft	1556	1,05 %

#### 3.1.1 Vindkraft i Norge

Potensialet for vindkraft i Norge er estimert til å være meget stort. På oppdrag for Norges Vassdrags – og energidirektorat (NVE) har Byrkjedal og Åkervik (NVE 2009) estimert et teknisk potensial for landbasert vindkraft i Norge mellom 379 TWh/år og 1636 TWh/år avhengig av middelvind. Det tekniske potensialet for havvind er estimert av Sweco Grøner til 14000 TWh og direktoratsgruppen som bak rapporten Havvind – forslag til utredningsområder har anbefalt konsekvensanalyser på utvalgte områder med produksjonskapasitet på mellom 18 og 44 TWh/ år (NVE 2010). Det økonomiske potensialet er antatt å være mye lavere for både hav- og landbasert vindkraft. Figur 6 viser utbygging av vindkraft i Norge fra 1997 til 2013. Året 2013 var samlet installert kapasitet av vindkraft i Norge 811 MW med en produksjon på 1,9 TWh tilsvarende 1,4 % av Norges totale elektrisitetsforbruk (NVE 2014).

Utviklingen av vindkraft i Norge i fremtiden er forventet til å øke med bakgrunn i EUs Fornybardirektiv (European Union 2009) og det svensk- norske elsertifikatmarkedet (Regjeringen 2011).

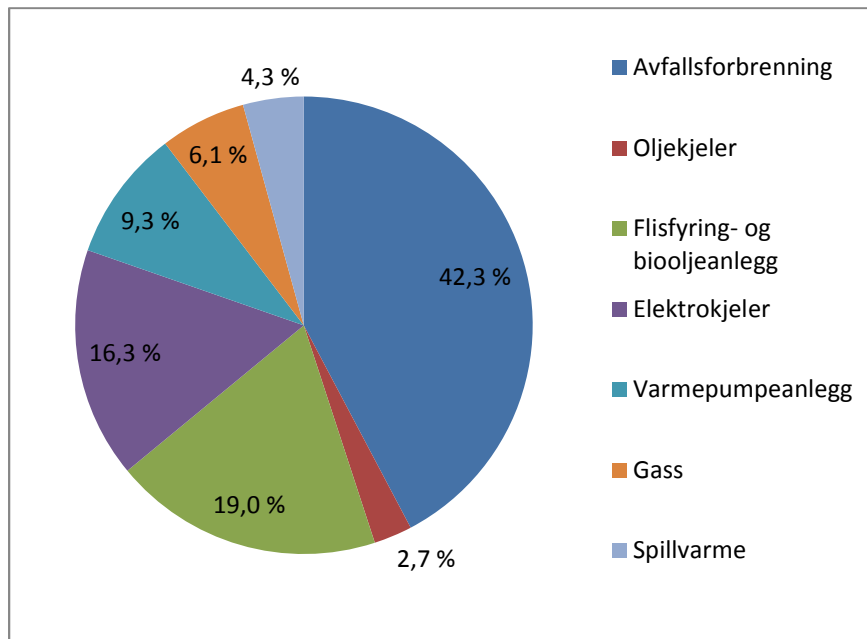


Figur 6 Installert kapasitet av vindkraft i Norge. Søylen og aksen til venstre viser installert effekt pr år. Aksene til høyre og grafen viser samlet installert effekt ved årsskiftet (NVE 2014).

### 3.1.2 Fjernvarme i Norge

På grunn av stor tilgang på billig kraft gjennom vannkraften og spredt bosettingsmønster har ikke Norge en lang tradisjon for bruk av fjernvarme (NOU 1998: 11). Siden 1980-tallet har det vært en jevn utbygging av fjernvarme. Levert fjernvarme til norske forbrukere i 2012 var på 4,2 TWh med en gjennomsnittspris på 56,6 [Øre/KWh] (ssb.no 2013). Figur 7 viser fordelingen av varmesentraler brukt til fjernvarmeproduksjon i Norge i 2012. Størstedelen, på 42,3 %, er produsert ved avfallsforbrenning. Flisfyring – og biooljeanlegg står for 19 % og elkjeler står for 16,3 %. Resterende produseres av varmpumper (9,3 %), gasskjeler (6,1 %), spillvarme (4,3 %) og oljekjeler (2,7 %). I klimakur 2020 er det anslått en økning av fjernvarme i Norge til 6,6 TWh i 2020. Anslag fra fjernvarmebransjen er betydelig høyere på 10 TWh (St.mld. 21 2012). I følge NVE (2013) hadde Norge et forbruk av elektrisitet til elkjeler på 3,6 TWh i 2012.

Kapasiteten av elkjeler ble i all hovedsak installert i Norge på 1960-70 tallet for å nyttiggjøre produsert elektrisitet i perioder kraftproduksjonen var større enn forbruket. Flere fjernvarmeselskap i Norge har planer om å øke kapasiteten av elkjeler for å utnytte de lave kraftprisene de neste 10-15 årene (NVE 2014b).



Figur 7 Fordeling av varmesentraler brukt i fjernvarme i Norge i 2012 (ssb.no 2013)

### 3.2 Det danske kraftsystemet

Danmark har et energisystem der det er en stor andel termisk energi i energimiksen og kalles derfor et termisk energisystem. Som Tabell 2 viser produserte kraftvarmeverk og vindkraft størstedelen av elektrisitetsproduksjonen i 2012. Kraftsystemet i Danmark er separert i to deler, skilt for øst og vest. Omtrentlig 20 % av den termiske energien produseres ved hjelp av sentrale kraftvarmeverk og rundt 20 % av elektrisitetsforbruket er dekket av vindkraft (Ens.dk 2013).

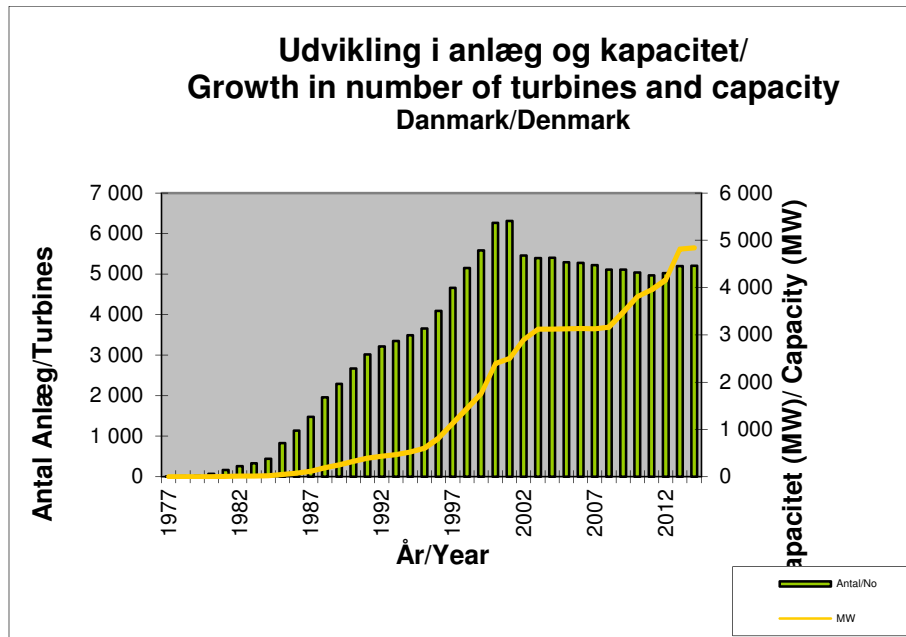
Tabell 2 Elektrisitetsproduksjon i Danmark i 2012 (Ens.dk 2012).

Teknologi	Produksjon [GWh]
Vannkraft	18
Vindkraft	10270
Solkraft	61
Sentrale elprod. anlegg	61
Sentrale kraftvarmeanlegg	14994
- herav separat elproduksjon	5018
Desentrale kraftvarmeanlegg	3335
Sekundære produsenter	1946
- Elproduserende anlegg	3
- Kraftvarmeanlegg	1943



### 3.2.1 Vindkraft i Danmark

Siden 1980- årene har vindkraft hatt en rivende utvikling i Danmark og i 2012 stod vindkraft for 29,8 % av den innenlandske elektrisitetsproduksjonen (Ens.dk 2013). Figur 8 viser utviklingen av vindkraft i Danmark siden slutten på 1970 – tallet. I 2012 var den installerte kapasiteten i Danmark på 4163 MW med fordeling på 66,1 % på land og 33,9 % til havs. De fleste landbaserte vindkraftverkene er plassert på vestkysten av Jylland.



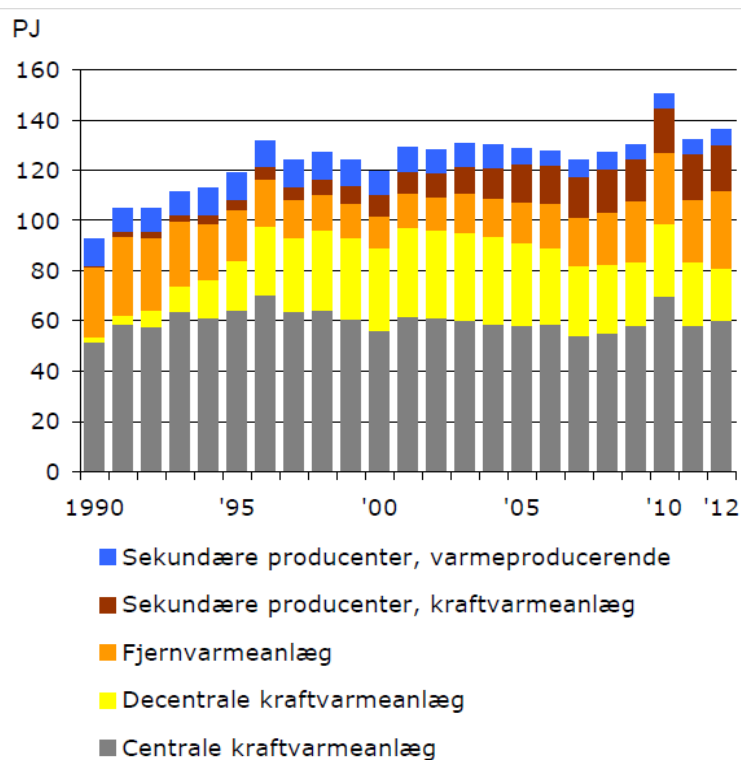
Figur 8 Installert effekt av vindkraft i Danmark. Søylene og aksene til venstre viser antall turbiner. Grafen og aksene til høyre viser samlet installert kapasitet (Ens.dk 2014).

I den energipolitiske avtalen av 2012 mellom regjeringspartiene og opposisjonen om mål for perioden mot 2020, er det en forventning om ny installert kapasitet landbasert vindkraft innen 2020 på 1800 MW. I samme periode vil 1300 MW tas ut av drift grunnet levetid. Netto ny installert kapasitet vil være 500 MW. I tillegg er det enighet om å bygge ut 1000 MW havvindkraftverk og 450 MW i kystnære vindkraftverk. (Energipolitisk redegjørelse 2013).

### 3.2.2 Fjernvarme

Produksjon av fjernvarme i Danmark gjøres ved sentrale – og desentrale kraftvarmeanlegg, fjernvarmeanlegg og anlegg hos sekundære produsenter som for eksempel avfallsanlegg, i industrien og gartnerier. Produksjon ved desentrale kraftvarmeanlegg har sunket og fjernvarmeanlegg har øket den siste tiden (Ens.dk 2013). Produksjonen gjennom

kraftvarmeverk er basert på kull (24,3 %), naturgass (13 %), avfall (17,5 %) og biomasse (16,8 %). Anlegg som kun produserer fjernvarme står for resterende produksjon som er basert på biomasse (12,2 %) og naturgass (9,3 %). Figur 9 viser utviklingen av fjernvarmeproduksjon i Danmark. I 2012 var den totale fjernvarmeproduksjon på 37,5 TWh i Danmark (Ens.dk 2013). Det er estimert et potensial for installasjon av elkjeler i fjernvarmeanlegg til 1 GW i beregninger gjort av Ea Energianalyse (2009)



Figur 9 Fjernvarmeproduksjon oppdelt etter anlegg (Ens.dk 2013).

## 4 Metode og materiale

### 4.1 Markedsverdi for vindkraft historisk

Et rammeverk for å beregne verdifaktoren er introdusert i (Hirth 2012a). Markedsverdien til vindkraft, gitt ved verdifaktoren, er beregnet som den relative ”vindkraftprisen”, gitt i likning 1, dividert på den gjennomsnittlige spotprisen, gitt i likning 2. Verdifaktoren for vindkraft,  $v^w$ , er beregnet ved at vektet gjennomsnittspris for vindkraft,  $\bar{p}^w$ , divideres på gjennomsnittlig spotpris,  $\bar{p}$ . Verdifaktoren, gitt i likning 3, er da et mål på hvor stor vindkraftprisen er i forhold til spotprisen.

$$1) \bar{p}^w = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (l_t * p_t)}{\sum_{t=1}^{8760} (l_t)}$$

$$2) \bar{p} = \frac{1}{8760} * \sum_{t=1}^{8760} p_t$$

$$3) v^w = \frac{\bar{p}^w}{\bar{p}}$$

Her representerer  $p_t$  priser  $l_t$  produksjon som er brukt i utregningen av verdifaktoren. Verdifaktoren er beregnet for årene 2009 til 2012 for Norge og 2001 til 2013 for Danmark. I Norge har andelen vindkraft av totalt kraftforbruk vært relativt liten (< 2 %) siden utbygningen begynte, slik at det er vurdert til at analyse av markedsdata før 2009 er ikke interessant for denne studien. Beregningene av verdifaktoren er gjort for hvert prisområde. Beregningen av verdifaktoren er samlet i en brøk for hele Norge. Beregningen av verdifaktoren i Danmark er delt i Øst- Danmark og Vest- Danmark. Resultatene er vist i kapittel 5.1.

## 4.2 Energisystemanalyse

### 4.2.1 Kraftsystemmodellen Balmorel

I andre del av analysen er det med bruk av modellen Balmorel simulert økt utbygging av vindkraft og økt bruk av elektrisitet i varmemarkedet. Balmorel er en modell som er utviklet for å analysere kraft og kombinert kraftvarmemarkeder i et internasjonalt perspektiv (Balmorel 2011). Modellen simulerer tilbud og etterspørsel av kraft og varme og balanserer operasjonell drift mot investeringer, lokal generasjon mot import og eksport og priselastisk etterspørsel mot produksjon og investeringer. Forbruk av kraft og varme gis i individuelle variasjoner i tid. Produksjonsteknologier er gitt med produksjonskapasitet og karakteristikker. Transmisjon av kraft mellom regioner er begrenset med overføringskapasiteter og distribusjon av kraft og varme er representert med tap og kostnader (Münster et al. 2012).

Balmorel er beskrevet som en lineær deterministisk optimaliseringsmodell og kodes i programmeringsspråket GAMS (General Algebraic Modelling System) (Münster et. al, 2012). GAMS er et modelleringsystem for matematisk programmering og optimalisering (gams.com, 2014).

Hver genereringsteknologi for produksjon av kraft og varme har et sett med karakteristikker som beskriver dens evne til å kombinere kraft- og varmeproduksjon, effektivitet, brensel for produksjon, utslipp av forurensende gasser, drift og – vedlikeholdskostnader og investeringskostnader for ny kapasitet. Teknologisk utvikling kan spesifiseres i modellen ved å angi at teknologien er tilgjengelig fra et spesifikt år. Tilbudsfunksjonen i modellen er, under forutsetninger om et marked med perfekt konkurranse, kostnadsfunksjonen til genereringsteknologien. Balmorel kan konfigureres med endogene eller eksogene investeringer. I denne studien er årlige investeringer gitt eksogent i modellen. I modellen for denne studien er det i simuleringene for bruk av elektrisitet til oppvarming lagt til to nye teknologier for termisk energiproduksjon, kalt "EL\_HEAT" og "BIO\_HEAT". Forutsetninger for kapasiteter, virkningsgrad og brenselkostnader er gjort som beskrevet i 4.2.3.

Modellen deler geografiske enheter opp i områder, regioner og land. For tilbudssiden er dette gjort for å spesifisere begrensninger i ressurser, genereringsteknologier, transmisjons- og distribusjons begrensninger og kostnader. For forbrukssiden er det for å kunne spesifisere det enkelte geografiske enhets utviklingstrekk og elastiske forbruksfunksjon. Modellen som er

brukt i denne oppgaven er programmert til å beskrive de eksisterende energisystemene for de Nord-europeiske landene Norge, Sverige, Danmark, Finland, Tyskland, Nederland og Storbritannia.

Tidsperioder er skilt i år, uker og timer. Endogene og eksogene variabler som for eksempel generasjon, transmisjon og forbruk må spesifiseres med tidsindekset som har betydning for likevektsberegningene i hver tidsperiode.

For å kunne spesifisere transmisjons - og distribusjonsbegrensninger av kraft og varme er det delt opp i henholdsvis regioner og områder. Transmisjon av elektrisitet kan overføres mellom regioner der det elektriske tapet er proporsjonalt med mengden elektrisitet som blir overført. Distribusjon av varme er spesifisert for hvert område og det er begrenset til ikke å kunne overføre varme til andre områder. Også her er det et proporsjonalt tap med mengde generert varme. Skatter for brensel, utslipp og forbruk blir inkludert i kostnadsfunksjonen der de vil være proporsjonal med mengden. Forbruk er representert gjennom forbrukers nyttefunksjon der kraft og varme er separert. Forbruksfunksjonen kan spesifiseres for pris-, krysspris- og inntektselastisitet. Objektivfunksjonen er basert på å maksimere nytten til forbrukeren med tanke på produktene elektrisitet og varme med balanse mot kostnadsfunksjonene som skatter, genereringskostnader, drift- og investeringskostnader for transmisjonsnett og distribusjonskostnader. Likevektsbetingelser for elektrisitet - og varmebalanse, drift – og investeringskapasiteter.

I denne modellen er kraftmarkedet simulert med ulike vindkraftandeler og med elektrisitet til oppvarming. Resultatene fra de ulike simuleringene er brukt for å beregne verdifaktoren for vindkraft for regionene Øst- og Vest Danmark som beskrevet i kapittel 4.1. Modellen beregner blant annet pris for hvert markedsområde. I Norge er det i modellen 15 markedsområder. For å kunne beregne en korrekt pris for hvert Nordpool - prisområde, er de forskjellige markedsområdene i Balmorel vektet etter produksjon slik at beregningene av verdifaktoren gjelder for hvert Nordpool – prisområde.

#### 4.2.2 Forutsetninger for installert kapasitet av vindkraft

Ved å simulere økt installert produksjonskapasitet av vindkraft i Norge og i Danmark vil man kunne se hvordan merit order - effekten bidrar til å endre prisene i fremtiden. Det er her simulert økt utbyggingstakt med to nivåer. For det første året i simuleringen, 2012, er det brukt uendrede parametre fra modellen. I alle grafene der verdifaktoren er vist er verdiene fra året 2012 blitt plottet inn for å se utviklingen.

For simuleringen av lav utbyggingstakt er utgangspunktet de norske og danske målene for utbygging av vindkraft mot 2020 brukt. Norske myndigheter har en forventning om økt utbygging av vindkraft med bakgrunn i det norsk- svenske sertifikatmarkedet fram mot 2020. Det er forventet at i Norge vil det være installert ca. 3000-3500 MW vindkraft i 2020 (Vindportalen 2014). I simuleringen av lav utbyggingstakt er det simulert en økning til 3000 MW i 2020 og til 3500 MW i 2030. Fordelingen av utbygd vindkraft er vist i Tabell 3.

Tabell 3 Installert kapasitet av vindkraft i simuleringer med Balmorel. Verdier gitt i MW.

År		<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
Øst- Danmark	Lav	1091	1804	2037
	Høy		2137	2370
Vest- Danmark	Lav	3071	4496	4963
	Høy		5163	5630
Norge	Lav	513	3000	3500
	Høy		3500	4000

I Danmark er det satt et mål om å dekke 52 % av elektrisitetsbruken i 2020 med vindkraft (Energistyrelsen 2011). Dette tilsvarer ca. 6300 MW installert vindkraftkapasitet forutsatt høy brukstid. Av dette er det forventet utbygd ca 500 MW på land, 400 MW i kystnære områder og 1200 MW havvind, til sammen 2100 MW. I simuleringen av lav utbyggingstakt er det for Danmark simulert en økning til 6300 MW i år 2020 og til 7000 MW i år 2030. For både Norge og Danmark er det antatt at økningen fra 2012 til 2020 vil fordele seg jevnt fra år til år i en høyere utbyggingstakt enn mellom 2020 og 2030. Simuleringene av lav utbyggingstakt er vist i kapittel 5.3.2.

I simuleringen av høy utbyggingstakt er det forutsatt en høyere utbyggingstakt av vindkraft. I Norge er det simulert en økning til 3500 MW i år 2020 og til 4000 MW i år 2030. I Danmark er det simulert en økning til 7300 MW i år 2020 og til 8000 MW i år 2030. Fordelingen av utbygd vindkraft i Norge er gitt Tabell 3. Simuleringsresultatene er vist i kapittel 5.3.2.

#### 4.2.3 Forutsetninger vedrørende økt bruk av elektrisitet i varmemarkedet

For å analysere effekten på vindkraftens verdifaktor ved bruk av elektrisitet til varmesystemet, er det simulert med to genereringsteknologier av termisk energi. Dette er gjort ved å legge inn to nye teknologier i modellen for å simulere elkjel og en alternativ termisk energiproduksjonsteknologi. Disse er kalt henholdsvis "EL\_HEAT" og "BIO\_HEAT" i modellen. Elkjelen omformer elektrisk energi til termisk energi og den alternative energiteknologien "BIO\_HEAT" produserer termisk energi fra et brensel. I modellen er brenselet kalt "wood waste".

Det er satt et høyt forbruk for hver region med en høy kapasitet på "BIO\_HEAT" og en mindre kapasitet på "EL\_HEAT". Produksjonskapasiteten på "BIO\_HEAT" er så stor at den kan dekke hele varmemarkedet og vil produsere termisk energi ved betingelsen gitt i likning 4. Her representerer  $P_{spot}$ ,  $P_{spotnettleie}$  og  $P_{woodwaste}$  priser for henholdsvis spotprisen i kraftmarkedet, nettleie og brenselkostnad for "BIO\_HEAT".  $\eta_{el}$  og  $\eta_{woodwaste}$  representerer virkningsgraden for henholdsvis elkjelen og den alternative energiteknologien. Hvis venstre side i likningen er høyere enn høyre side vil "BIO\_HEAT" produsere og omvendt.

$$4) \frac{P_{spot} + P_{nettleie}}{\eta_{el}} = \frac{P_{woodwaste}}{\eta_{woodwaste}}$$

I modellen er det forutsatt at brenselkostnaden og nettleien er konstant og dermed er det spotprisen i markedet som regulerer hvilken teknologi som produserer termisk energi.

Det er simulert med to forskjellige alternativkostnader for "BIO\_HEAT". I begge simuleringene er det forutsatt at virkningsgraden for elkjelen og den alternative energiteknologien er satt til henholdsvis 0,98 og 0,85. For å simulere lavere etterspørsel av varme på sommeren er det i ukene 18 til 38 redusert produksjonskapasitet på 50 % på "EL\_HEAT". I simuleringen med lav alternativkostnad er det forutsatt en brenselkostnad på  $28,8 \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$  med nettleie  $3,2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$  og i simuleringen med høy alternativkostnad er det

forutsatt en brenselkostnad på  $36 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right]$  med nettleie  $1,5 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right]$ . Likning 5 viser en omskrivning av likning 4 og illustrerer at når spotprisen i markedet,  $P_{spot}$ , er lavere enn høyre side vil "EL\_HEAT" produsere. Simuleringsresultatene er vist i kapittel 5.3.3.

$$5) P_{spot} = \frac{P_{woodwaste} * \eta_{el}}{\eta_{woodwaste}} - P_{nettleie}$$

## 4.3 Datamateriale

### 4.3.1 Markedsverdi for verdifaktoren historisk

Datamaterialet som er brukt i analysen av historiske data for verdifaktoren er i hovedsak markeddata fra det norske og det danske energimarkedet. Tabell 4 viser en oversikt over hva slags data som er innhentet og hos hvilken institusjon.

Tabell 4 Markedsdata for Norge og Danmark.

Data	Enhet	Hentet fra
Priser	[€/MWh] / [NOK/MWh]	Nordpool.no
Vindkraftproduksjon i Norge	[MWh]	NVE/ Kjeller Vindteknikk
Vindkraftproduksjon i Danmark	[MWh]	Energinet.dk
Energiforbruk i Norge	[MWh]	ssb.no
Energiforbruk i Danmark	[MWh]	Energinet.dk / Statistikbanken.dk

Data for vindkraftproduksjon i Norge er samlet inn av NVE ved at energiprodusentene melder inn samlet energiproduksjon. Disse dataene er ikke tilgjengelig utover samlede årlige produksjonsdata. Kjeller Vindteknikk har på oppdrag av NVE modellert produksjonsdata for norske vindkraftverk basert på vindmålinger (NVE 2013). Beregningene av verdifaktoren i Norge, vist i kapittel 4.1, er basert på de modellerte produksjonsdataene. Ved bruk av modellerte produksjonsdata er det beregnet for året etter for hver vindpark er satt i drift.



### 4.3.2 Data brukt i simuleringene med Balmorel

Datamaterialet brukt i simuleringene med Balmorel er i hovedsak data for årlige variasjoner av produksjon og forbruk og fremtidige utviklingstrekk basert på EUs studie av utviklingen av energisystemene brukt. (EU energy, transport and ghg emmissions trends to 2050, 2013).

Variasjoner time for time for sol – og vindkraftproduksjon, import – og eksportmengder og elektrisitetsforbruk er basert på verdier fra året 2012 med unntak av elvekraft som er basert på gjennomsnittet av årene 2002-2011 i Norge. Data for elvekraft – variasjoner for alle landene unntatt Tyskland er hentet fra Statnett. For Tyskland er det hentet fra Point Carbon.

Solkraft – variasjoner er basert på data for året 2012 i Tyskland som er hentet fra TenneT, 50Hz, Amprion og Transnet BW. Import - og eksportdata for Norge, Sverige og Finland er hentet fra Nordpool. For Tyskland, Nederland og Storbritannia er hentet fra henholdsvis TenneT, RTE- France og Elia.be.

Variasjoner i elektrisitetsforbruk er for Norge, Sverige, Danmark og Finland hentet fra Nordpool og for Tyskland er det hentet fra ENTSO-E. Vindkraftvariasjoner er for Norge hentet fra NVE, Sverige fra Svenska kraftnät, Danmark og Finland fra Nordpool og for Tyskland fra TenneT, 50 Hz, Amprion og Transnet BW.

Utvikling av genereringskapasiteter for de fleste landene for årene 2020 og 2030 er i all hovedsak basert på Primes – scenarioet for 2050 med noen unntak. CHP kapasiteter er hentet fra Point Carbon. For Norge er data hentet fra Statnett, NVE og Point Carbon. Tabell 9 i vedlegget vises de installerte kapasitetene for de 7 landene simulert i modellen. CHP, eller kraftvarmeverk, og kondensatverk produserer kraft basert på brenselet biomasse, kull, gass, olje og lignitt. I tillegg produserer kondensatverk kjernekraft basert på uran. Data for vannmagasinkapasitet er hentet fra Statnett.

Karakteristikker for de forskjellige teknologiene er hentet fra IEA- ETSAP. Årlige produksjonsdata for pumpekraftverk er hentet fra NVE og EU- Institutt for energi og transport. For CHP produksjonsprofil er det satt en nedgang i sommermånedene.

Forbruksendringer er hentet fra Primes, med unntak for Norge som har brukt data fra NVE. Transmisjonskapasiteter er hentet fra Statnett der kostnader representerer tapet ved overføring av kraft mellom regioner. Brenselpriser for olje, gass og kull er hentet fra Reuters og IEA og

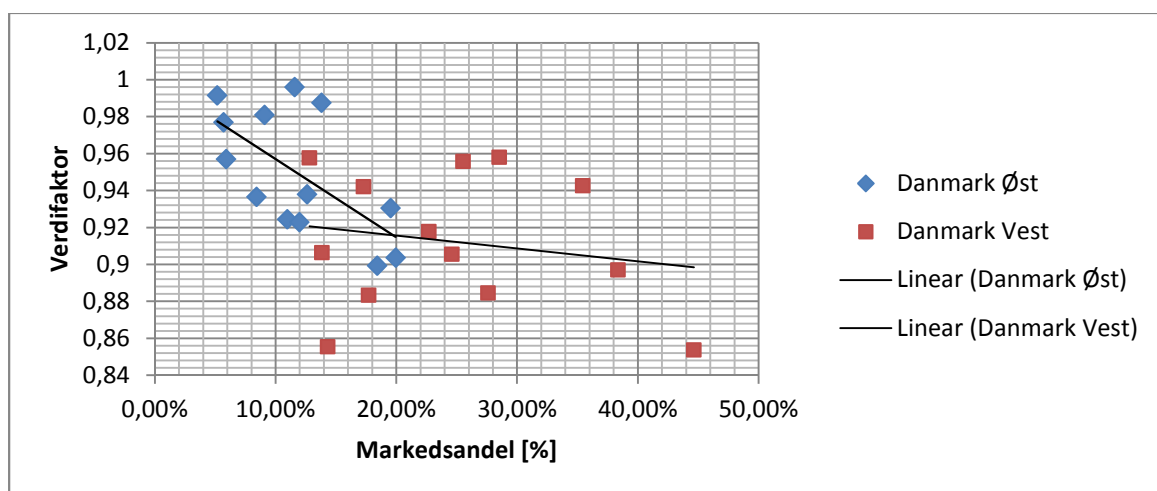
for kjernekraftproduksjon er hentet fra NVE. Skatter og avgifter for utslipp er hentet fra IEA og Primes- scenarioet. Elastisitet i forbruket er hentet fra året 2012.

Eksisterende og planlagte transmisjonskapasiteter er vist i Tabell 10 og Tabell 11 i vedlegget. Data er hentet fra Statnett. I modellen er det gitt faste import - og eksportmengder mellom regionene.

## 5 Resultater og diskusjon

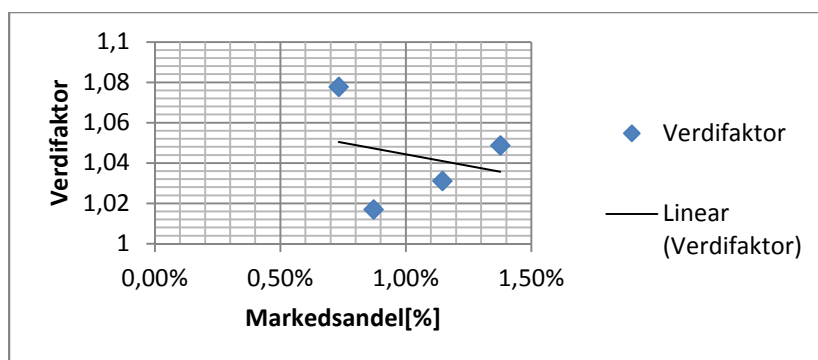
### 5.1 Verdifaktoren for vindkraft historisk

Resultatene av beregningene av verdifaktoren basert på historiske markedsdata er presentert i Figur 10 og Figur 11. For Danmark er verdifaktoren for vindkraft beregnet for regionene øst og vest i årene 2001 til 2013. Figur 10 viser en redusert verdifaktor for både Øst- Danmark og Vest- Danmark med økende markedsandel. I øst reduseres verdifaktoren fra ca. 0,995 ved ca. 12 % markedsandel til ca. 0,899 ved 18,4 % markedsandel. I vest har verdifaktoren en større spredning og er generelt lavere, men reduseres i lavere grad enn i øst. Verdifaktoren i vest reduseres fra ca. 0,958 ved ca. 28,5 % markedsandel og reduseres til laveste verdi, 0,853 ved ca. 44,7 % markedsandel.



Figur 10 Historisk verdifaktor for vindkraft i Danmark for årene 2001 til 2013.

Figur 11 viser den beregnede verdifaktoren for vindkraft i Norge med økt markedsandel for vindkraft for årene 2009 til 2012. Figuren viser en relativt stor spredning av verdifaktoren mellom 1,08 til 1,02 ved markedsandel mellom 0,7 % og 1,4 %. Regresjonslinjen viser en redusert verdifaktor ved økende markedsandel. På grunn av markedsdata for kun fire år og en liten markedsandel for vindkraft er det vanskelig å si med sikkerhet hvordan utviklingen er i Norge. I Norge kan verdifaktoren være høyere grunnet høyere korrelasjon med forbruket. Dette skjer i kraftmarkeder med høye temperaturforskjeller gjennom året som korrelerer med vindkraftens produksjonsmønster (Hirth 2013; Holtinnen, 2004).



Figur 11 Historisk verdifaktor for vindkraft i Norge for årene 2009 til 2012.

I analysen av historiske markedsdata er det som ventet funnet at verdifaktoren for vindkraft i både Øst- Danmark og Vest- Danmark reduseres med økt markedsandel som vist i Figur 10. Selv om markedsandelen i øst er lavere enn i vest, reduseres verdifaktoren i større grad enn i vest som indikert med regresjonslinjene. I Norge er utviklingen den samme, men markedsandelen er for de fire årene under 1,5 %.

Det er flere lignende studier gjort på historiske markedsdata for vindkraft. Som beskrevet i kapittel 2.2.1, har Green og Vasilakos (2012) estimert verdifaktoren for Øst - og Vest- Danmark til henholdsvis 0,96 og 0,92 over en tiårsperiode på 2000- tallet. Gjennomsnittsverdien av verdifaktoren funnet i denne studien er for Øst- Danmark 0,96 og for Vest- Danmark 0,91 så resultatene av de to studiene er nesten identiske. Studien gjort av Green og Vasilakos (2012) var basert på månedlige genereringsdata, mens i denne studien er det basert på årlige verdier så det ser ikke ut til å virke inn på resultatet. I følge Hirth (2013) er det en trend i at verdifaktoren blir estimert lavere ved bruk av lengre tidsperioder mot kortere tidsperioder hvis ikke genereringsprofilen til vindkraft har høy korrelasjon med

forbruksprofilen. Ved sammenlikningen av verdiene mellom studiene viser det seg at dette stemmer for Vest- Danmark, men forskjellen er liten.

Hirth (2013) estimerer verdifaktoren for vindkraft i Tyskland for årene 2001 til 2012 til å reduseres fra 1,02 til 0,89 ved en økning i markedsandelen fra 2 % til 8 %. Verdiene for Øst- Danmark kan i noen grad sammenliknes der markedsandelene de første årene er like. Verdifaktoren i Tyskland reduseres i større grad enn for Øst- Danmark selv om markedsandelen til Øst- Danmark øker til over det dobbelte av i Tyskland. Høye transmisjonskapasiteter til Norge og Sverige som balanserer vindkraften kan forklare en lavere reduksjon i Øst- Danmark. Hirth (2013) presenterer også verdifaktoren for Norge, men kun for årene 2009 og 2010 til henholdsvis 0,99 og 1,03. I sammenlikningen viser verdiene for denne studien ligger noe høyere enn de Hirth presenterer.

Det er antatt at i termiske energisystem er merit order effekten større enn i vannkraftsystem og dermed gir redusert verdifaktor (Hirth 2013). I et vannkraftsystem er det større evne til å balansere uregulerbar kraft slik at verdifaktoren er mer stabil. I termiske system som Danmark er det lavere reguleringssevne som fører til større dropp i verdifaktoren. Korrelasjonseffekten mellom vindkraftproduksjon og forbruk er antatt å være høyere i markeder der temperaturforskjellen gjennom året er større (Holtinnen 2005). Effekten av større geografisk spredning av vindkraftparkene vil være en faktor for å få et jevnere produksjonsmønster der ulike vindvariasjoner på ulike lokasjoner kan ha lavere korrelasjon (Holtinnen 2004).

Det er viktig å merke seg at forutsetningene for de forskjellige energisystemene er forskjellige i analyse av verdifaktoren. De forskjellige andelene av genereringsteknologier i et energimarked påvirker systemets evne til å justere produksjon på kortere og lengre sikt. Basert på få verdier for Norge er det vanskelig å trekke en konklusjon om utviklingen. Liten andel vindkraft og relativt stor korrelasjonskoeffisient virker å være av betydning for den høye verdifaktoren. Danmark...

## 5.2 Regresjonsanalyse for sammenhengen mellom verdifaktor og markedsandel

Resultatene av verdifaktoren historisk er analysert ved hjelp av enkel regresjonsanalyse for å kunne forstå utviklingen av verdifaktoren for vindkraft og sammenlikne resultatene med simuleringresultatene. Hypotesen er at verdifaktoren for vindkraft i de tre markedene Øst – og Vest- Danmark og Norge, reduseres med økt markedsandel av vindkraft. Regresjonsanalysen er gjort ved likning 6 der konstantleddet,  $\beta_0$ , er verdifaktoren ved ingen vind i systemet,  $\beta_1$  er effekten av vindkraften på verdifaktoren og  $ma$  er markedsandelen for vindkraft. Her er restleddet forutsatt er null.

$$6) VF = \beta_0 + \beta_1 * ma_{vindkraft}$$

Resultatene er vist i Tabell 5. Uten vindkraft i systemet er verdifaktoren for Øst- og Vest- Danmark og Norge henholdsvis 0,99, 0,93 og 1,07. Ved en økning av markedsandelen i Øst- Danmark med 1 % reduseres verdifaktoren med 0,4 %. Tilsvarende for Vest- Danmark og Norge reduseres verdifaktoren med henholdsvis 0,1 % og 2,1 %. Ved minste kvadraters metode indikerer  $R^2$  at markedsandelen forklarer henholdsvis 40,3 %, 3,5 % og 6,3 % av variasjon i verdifaktoren for Øst- Danmark, Vest- Danmark og Norge. Resultatene er gyldig for 95 % konfidensintervall.

Tabell 5 Regresjonsresultater av verdifaktoren historisk.

	Øst- Danmark	Vest- Danmark	Norge
Konstant ( $\beta_0$ )	0,99	0,93	1,07
Markedsandel [%]( $\beta_1$ )	-0,42	-0,07	-2,3
$R^2$	0,41	0,04	0,06
Antall observasjoner	13	13	4

I analysen av regresjonsresultatene må antall observasjoner tas i betraktning. Det er samlet verdier kun for 13 år for Danmark og 4 år for Norge. Restleddet er i modellen forutsatt er null. Lav p- verdi på 0,02 for Øst- Danmark bekrefter hypotesen om markedsandelens påvirkning av verdifaktoren og høye p-verdier for Vest- Danmark (0,54) og Norge (0,75) kan ikke bekrefte dette i samme grad. Det er en enkel modell der andre forklaringsvariabler enn markedsandel er utelatt.

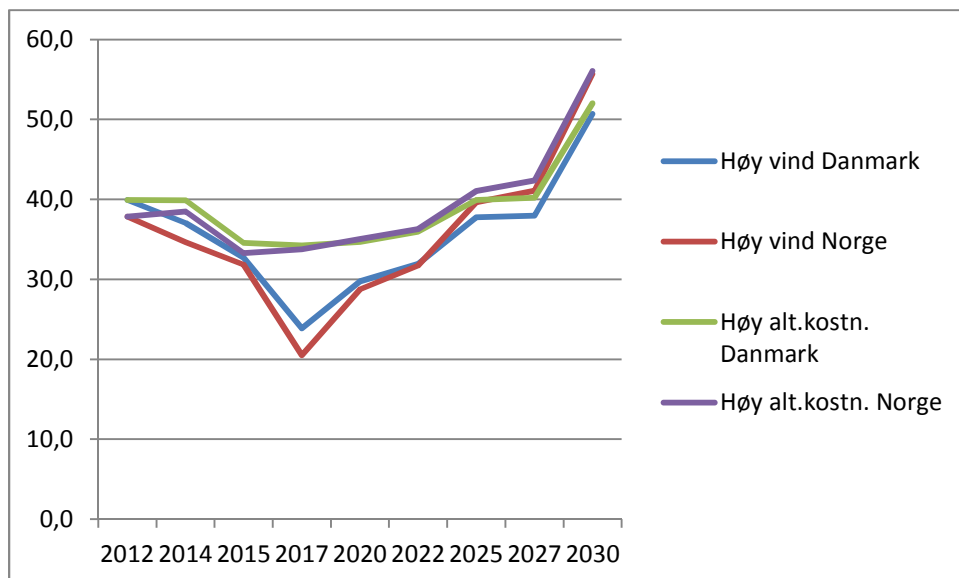
Hirth (2013) bruker en regresjonsmodell for både et termisk – og vannkraftsystem som kontrollerer for flere variabler. Resultatene for et termisk system viser at uten vindkraft i systemet er verdifaktoren 1,04 og i et vannkraftsystem 0,98. Ved en økning av markedsandelen med 1 % reduseres verdifaktoren i termisk- og vannkraftsystem med henholdsvis 1,62 og 0,22. Verdiene for et termisk system er noe høyere enn for verdiene for Danmark som kan forklares med at produksjonssammensetningen i Tyskland sammen med reguleringsevne med naboland er lavere enn for det danske systemet. Verdiene for et vannkraftsystem ligger noe lavere enn for Norge. Her er det få verdier som i mindre grad kan forklare trenden.

## 5.3 Modellsimuleringer for årene 2012 til 2030

### 5.3.1 Kraftpriser

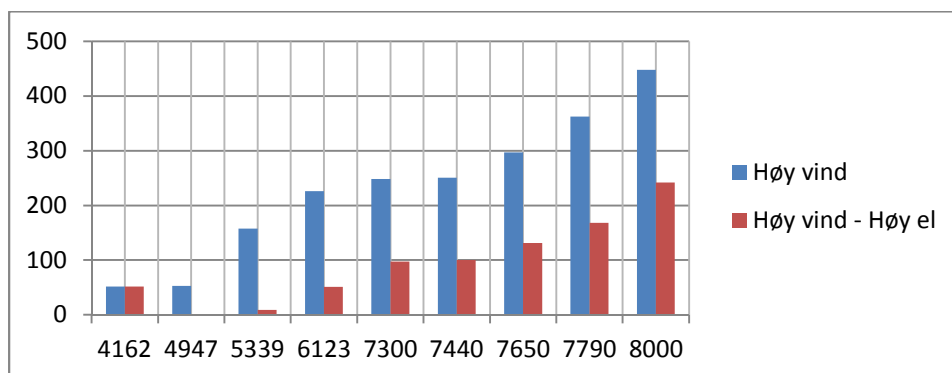
For å se utviklingen av vindkraftprodusenters inntjening under ulike forutsetninger er inntjeningen i Norge og Danmark analysert. Figur 12 viser den gjennomsnittlige inntjeningen ved høy andel utbygd vindkraft og ved bruk av elektrisitet i varmesystemet. For Danmark er inntjeningen gjennomsnittet av Øst- og Vest- Danmark. Danmark har høyere gjennomsnittlig inntjening enn Norge fram til 2022 og Norge har høyest inntjening fra 2025 til 2030.

Med bruk av elektrisitet i varmesystemet utnyttes de lave prisene ved at elkjelen produserer termisk energi. Dette bidrar til å øke kraftprisen når kraftprisen er lav. Dette vises i figuren der inntjeningen er generelt høyere enn uten bruk av elektrisitet i varmesystemet. Forskjellen er spesielt stor i perioden 2015 til 2020.



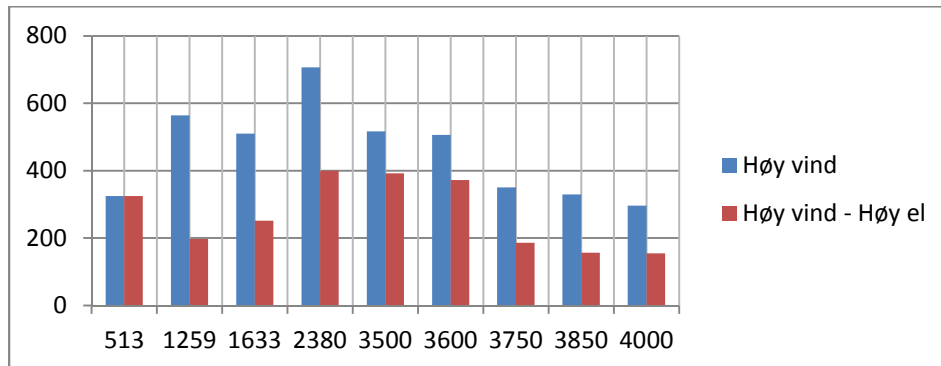
Figur 12 Gjennomsnittlig inntjening for vindkraftprodusenter i Norge og Danmark i perioden 2012 til 2030.

I simuleringene av økt andel vindkraft og økt bruk av elektrisitet til varme har kraftprisen endret seg som følge av dette. Mer kraft i systemet bidrar til å senke prisene og for å forstå effekten av økt bruk av elektrisitet til varme ved lave kraftpriser er det i Figur 13 og Figur 14 vist antall timer for hvert år som har kraftpriser under 1€/MWh i henholdsvis Danmark og Norge. I Danmark er det en jevn økning av antall timer med lave priser opp til ca 450 timer ved 8000 MW installert vindkraft. Økningen bekrefter antagelsen om flere timer med lave priser ved store mengde vindkraft i systemet. Det er en betydelig reduksjon av antall timer med lave priser ved bruk av elektrisitet i varmesystemet.



Figur 13 Antall timer med priser under [1€/MWh] på y-aksen ved økt installert kapasitet [MW] av vindkraft i Danmark på x-aksen.

I Norge øker antall timer med lave priser opp til 2380 MW installert kapasitet, og reduseres til ca 300 timer ved 4000 MW installert kapasitet. Også her er det ved bruk av elektrisitet til varme redusert antall timer med lave priser.



Figur 14 Antall timer med priser under [1€/MWh] på y-aksen ved økt installert kapasitet [MW] av vindkraft i Norge på x-aksen.

I en analyse av landene Tyskland, Nederland, Polen, Frankrike og Belgia er det simulert økt vindkraftandel der ved 30 % markedsandel reduseres kraftprisen til 0 i 1000 timer i året (Hirth 2013). Resultatene viser at 28 % av vindkraften blir solgt når prisen er 0. Ved introduksjon av store mengder kraftproduksjon med lave grensekostnader skiftes merit order - kurven mot høyere og det blir en endring av hvilken teknologi som er prissettende. I termiske system med genereringsteknologier som har liten nedreguleringsevne blir prissettende og kraftprisen reduseres mot null.

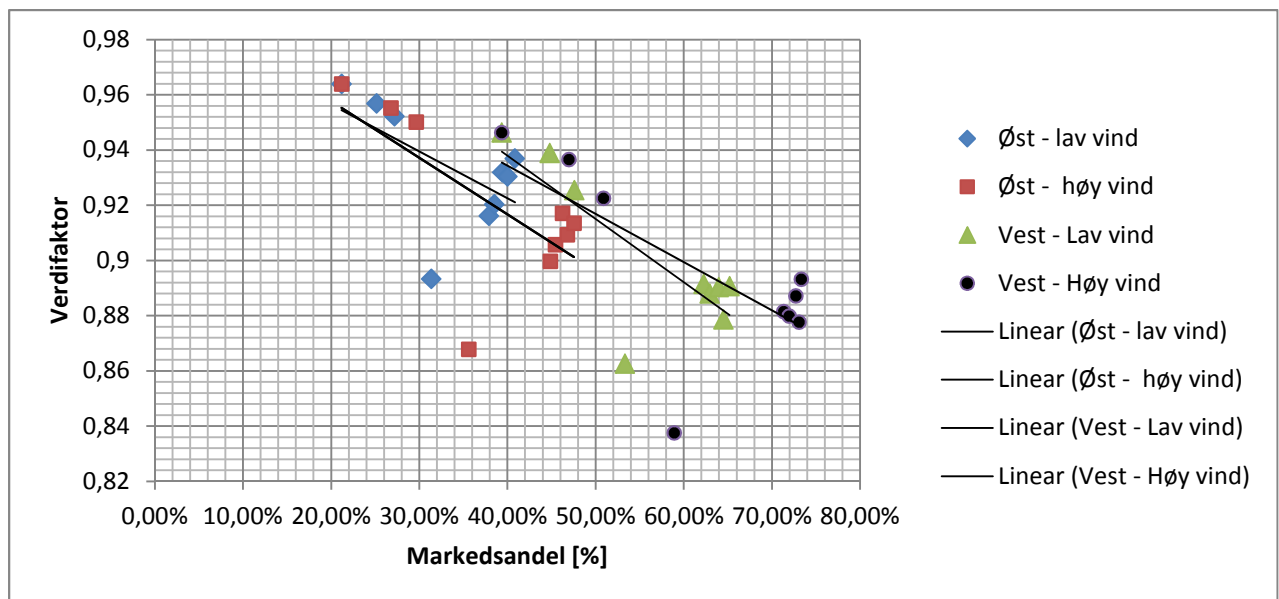
I denne analysen er antall timer lavere, men i Danmark er antallet økende. Danmark har en høy transmisjonskapasitet til nabolandene som kan bidra til å nyttiggjøre seg den ekstra vindkraften når forbruket er lavt. Økende andeler variabel kraftproduksjon i nabolandene kan redusere behovet og antall timer med lave kraftprisene i Danmark vil fortsette å reduseres.



### 5.3.2 Økt andel installert kapasitet av vindkraft

Resultatene av simuleringene av økt andel vindkraft i Danmark og Norge er presentert i Figur 15 og Figur 16. For hvert av landene er det simulert to ulike utbyggingstakter, en lav utbyggingstakt og en høy utbyggingstakt der verdiene er gitt i Tabell 3. Simuleringene er gjort for årene 2012 til 2030, men modellen er kun "kjørt" for årene 2012, 2014, 2015, 2017, 2020, 2022, 2025, 2027 og 2030. Året 2012 er kjørt uten endringer i vindkraftkapasiteter fra Primes - scenarioet og er brukt med samme verdier som det første året i Figur 15 og Figur 16 (EU energy, transport and ghg emissions trends to 2050 2013).

For Danmark er det i modellen simulert to utbyggingstakter der fordelingen er 1/3 i øst og 2/3 i vest. Ved lav utbyggingstakt er det en jevn økning installert vindkraft fra 2012 til 6300 MW i 2020 og til 7000 MW i 2030. Ved høy utbyggingstakt er det simulert en jevn økning fra 2012 til 7300 MW i 2020 og til 8000 MW i 2030.



Figur 15 Verdifaktor for vindkraft i Danmark ved økt markedsandel.

Verdifaktoren for både Øst- Danmark og Vest- Danmark reduseres betraktelig som vist i Figur 15. I Øst- Danmark reduseres verdifaktoren fra 0,96 ved 26 % markedsandel til 0,92 ved 40 % markedsandel ved lav utbyggingstakt. Ved høy utbyggingstakt reduseres verdifaktoren fra ca 0,96 ved ca 22 % markedsandel til ca 0,90 ved ca 46 % markedsandel.

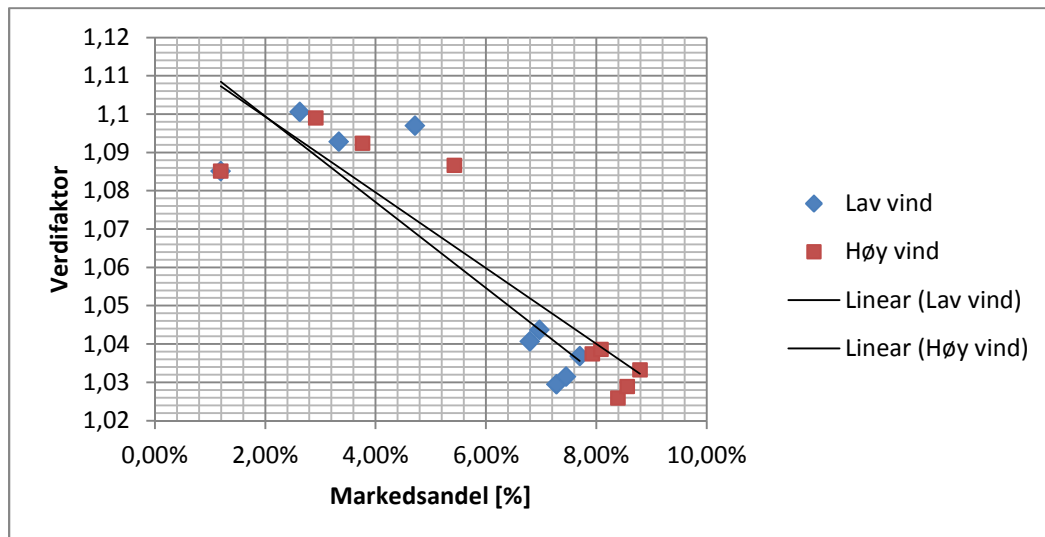
I Vest- Danmark reduseres den fra 0,95 ved 40 % markedsandel til 0,88 ved 65 % markedsandel ved lav utbyggingstakt. I Vest- Danmark reduseres verdifaktoren fra ca 0,94 ved 40 % markedsandel til 0,88 ved ca 75 % markedsandel ved høy utbyggingstakt.

I simuleringene er det i året 2017 et ”dropp” i verdifaktoren i Øst- og Vest Danmark i forhold til den generelle utviklingen. Det kan være en sammensatt forklaring på hvorfor det skjer. Ved å se på hvilke endringer i forutsetningene som skjer i dette året er det funnet at i Finland settes et kjernekraftverk i drift som øker produksjonsevnen med 1600 MW. Som Tabell 6 viser reduseres importen med i Finland med 46 %. Gjennomsnittlig kraftpris reduseres med 16 €/MWh. I Norge og Sverige reduseres eksporten, i Danmark økes importen. Alle landene får reduserte priser. Økningen i produksjonskapasitet i Finland kan se ut til å endre kraftbalansen i nabolandene og endre kraftprisene grunnet forbindelsene med transmisjonslinjer. Dermed er Sverige, som er forbundet med Norge og Danmark, i overskudd av kraft slik at prisene reduseres. Dette vil påvirke prisene i Norge og Danmark og verdifaktoren for vindkraft vil falle som figuren viser.

Tabell 6 Transmisjonsbalanse i de nordiske landene. Verdier av eksport/import er positiv ved eksport og negativ ved import.

Parameter	Norge		Danmark		Sverige		Finland	
	2015	2017	2015	2017	2015	2017	2015	2017
Export/import [GWh]	24061	21200	-1600	-2200	28400	19600	-16500	-9100
Kraftpris [€/MWh]	28	19	35	28	31	20	37	21

For Norge er det simulert en jevn økning fra 2012 til 3000 MW i 2020 og til 3500 MW i 2030 ved lav utbyggingstakt. Ved høy utbyggingstakt er det simulert en jevn økning fra 2012 til 3500 MW i 2020 og til 4000 MW i 2030. Utbyggingen fordeler seg på 7 modell- regioner i Norge som vist i Tabell 7 i vedlegget. Som Figur 16 viser, reduseres verdifaktoren fra 1,085 ved ca 1,2 % markedsandel til 1,03 ved ca 7,3 % markedsandel og til ca 1,025 ved 8,4 % markedsandel i henholdsvis lav og høy utbyggingstakt. For begge utbyggingstakter er de laveste verdiene av verdifaktoren ved året 2025. Regresjonslinjene indikerer en klar reduksjon i verdifaktoren med økt markedsandel for begge utbyggingstakter.



Figur 16 Verdifaktor for vindkraft i Norge med økt markedsandel.

I simuleringene med økt andel vindkraft er det funnet at verdifaktoren for vindkraft reduseres med økt andel markedsandel både i Danmark og i Norge. For Øst- Danmark reduseres verdifaktoren til 0,90 ved 46 % markedsandel mot 0,92 ved 40 % markedsandel, noe som bekrefter hypotesen om lavere verdifaktor ved økt markedsandel. For Vest- Danmark reduseres verdifaktoren til 0,88 ved begge utbyggingstakter med henholdsvis 65 % og 75 % markedsandel. Det ser altså ut som at verdifaktoren ikke reduseres i nevneverdig grad lavere enn 0,88 over 65 % markedsandel. For Norge reduseres verdifaktoren til 1,03 ved 7,3 % markedsandel mot 1.025 ved 8,4 % markedsandel. Regresjonsmodellen presentert i 5.2 som er basert på historiske markedsdata bekrefter utviklingen av de simulerte simuleringene av økte andeler vindkraft for Vest- Danmark. For Øst- Danmark og Norge er de simulerte verdiene av verdifaktoren høyere enn hva regresjonsmodellen tilsier. Dette kan forklares med at i modellen er det flere investeringer i økt transmisjonskapasitet i årene mot 2030.

Flere studier er gjort på verdifaktoren for vindkraft ved å simulere økte andeler vindkraft i systemet. Oppsummert har de fleste studier rapportert en verdifaktor for vindkraft til 1 ved lave markedsandeler og at den reduseres til 0,7 ved 30 % markedsandel (Hirth 2013). Hirth (2013) har estimert verdifaktoren for flere land basert på modellerte resultater med utgangspunkt i eksisterende kapasiteter. Verdifaktoren er ved lav markedsandel 1,1 og reduseres til 0,5 ved 30 % markedsandel. Simuleringene er gjort for Tyskland, Nederland, Polen, Frankrike og Belgia. Utviklingen for verdifaktoren er lik er for alle landene unntatt Frankrike der vindkraften skifter merit order - kurven til høyre og presser kraftprisen ned mot den lave grensekostnaden for kjernekraft som blir prissettende.

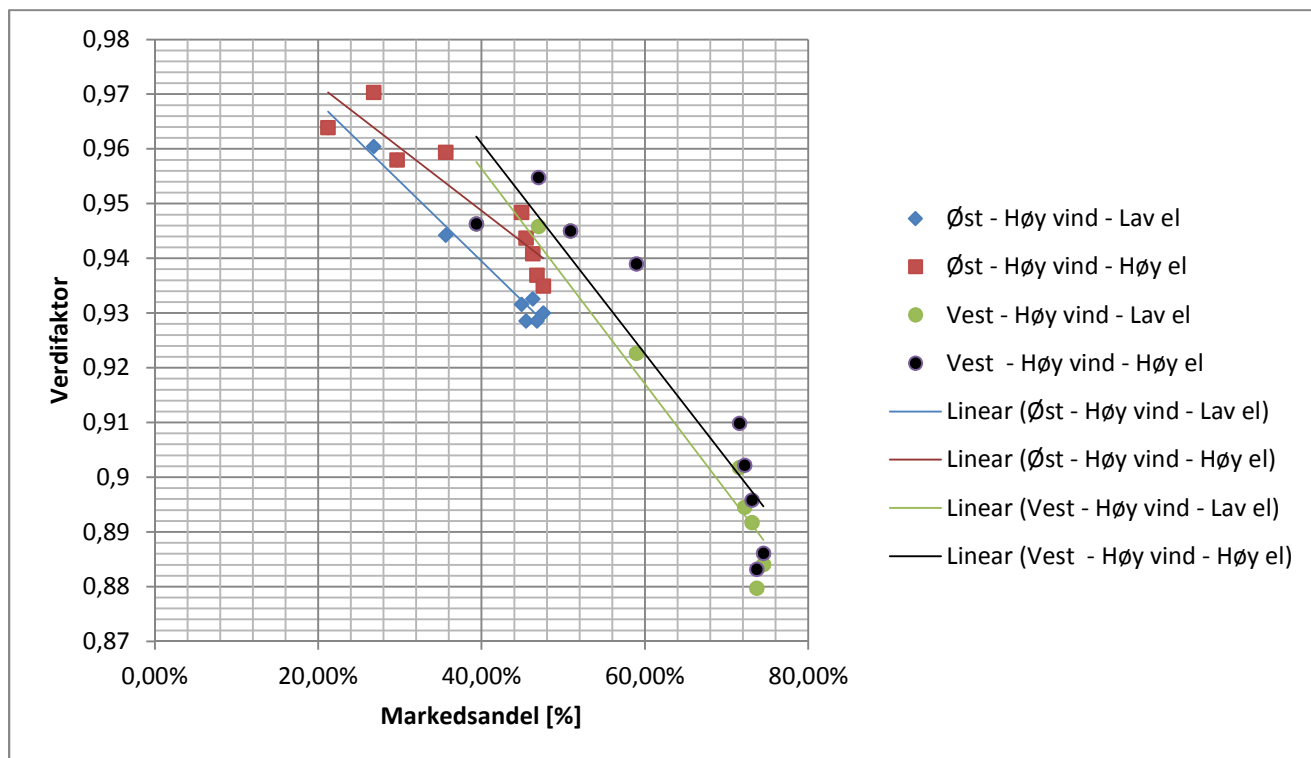
Resultatene funnet i denne studien viser klart høyere verdier av verdifaktoren sammenliknet med Hirth (2013). Selv med store markedsandeler i Øst – og Vest Danmark er det antatt at høye transmisjonskapasiteter til Tyskland, Norge og Sverige bidrar som en dempende faktor på kraftprisen. Verdiene for Norge der markedsandelen er relativt lav viser en verdifaktor som er 10 – 11 % av gjennomsnittlig spotpris som bekrefter analysen til Hirth om høy korrelasjon (2013).

### 5.3.3 Bruk av elektrisitet i varmemarkedet

Resultatene av simuleringene av bruk av elektrisitet i varmesystemet er vist i Figur 17 og Figur 18. I simuleringene er det lagt inn to produksjonsteknologier som produserer termisk energi kalt "EL\_HEAT" og "BIO\_HEAT" som beskrevet i kapittel 4.2.3. Simuleringene er kjørt med produksjonskapasitetene for høy utbyggingstakt av vindkraft som beskrevet i 4.2.2. Simuleringene er gjort to ganger der brenselkostnadene til "BIO\_HEAT" er satt til henholdsvis 28,8 €/MWh og 36 €/MWh. Simuleringene er gjort for årene 2012, 2014, 2015, 2017, 2020, 2022, 2025, 2027 og 2030.

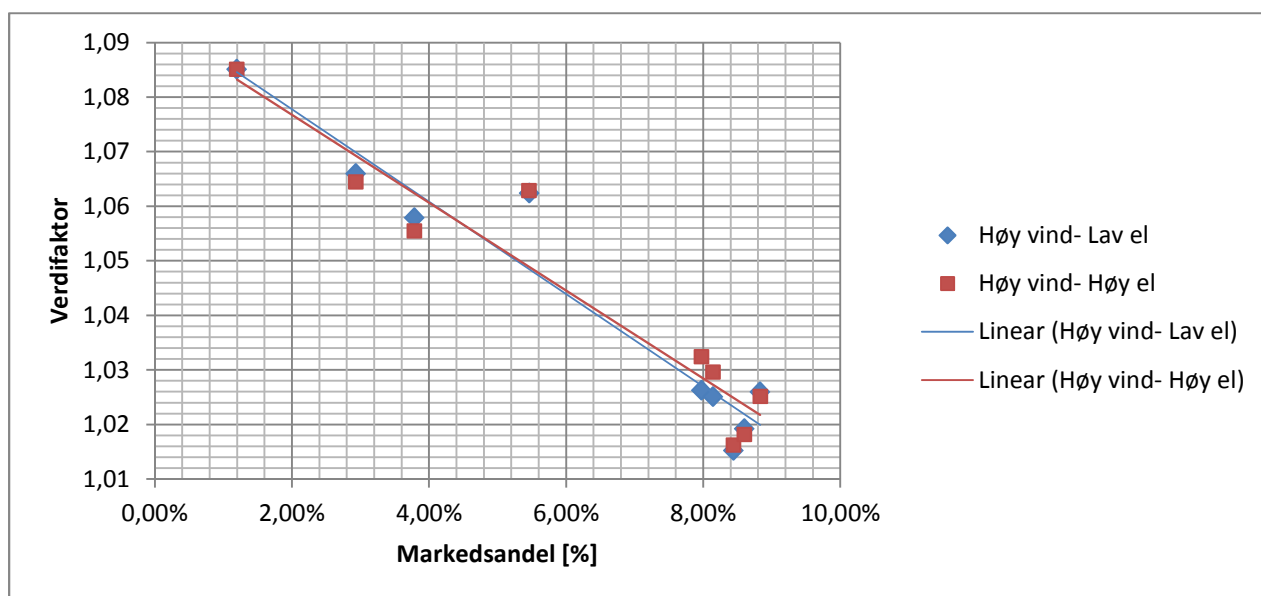
For både Øst- og Vest Danmark er det i modellen satt en etterspørsel etter termisk energi på 60 000 GWh i hver region. For å dekke dette behovet er det satt en produksjonskapasitet på "BIO\_HEAT" på 7000 MW og for "EL\_HEAT" en kapasitet på 1000 MW i øst og 1500 MW i vest. For Norge er det i modellen satt en etterspørsel etter termisk energi på 60 000 GWh i hver av de 5 regionene som representerer de største byene i Norge. Produksjonskapasiteten til "BIO\_HEAT" er satt til 7000 MW for hver av de 5 regionene og "EL\_HEAT" til 4000 MW fordelt ulikt etter andel elektrisitetsforbruk, Tabell 8.

Figur 17 viser en reduksjon i verdifaktoren for både Øst- Danmark og Vest- Danmark. For Øst- Danmark reduseres verdifaktoren fra ca 0,96 ved 21 % markedsandel til ca 0,929 ved lav brenselkostnad for "BIO\_HEAT" mot 0,934 ved høy brenselkostnad ved ca 48 % markedsandel. I Vest- Danmark reduseres verdifaktoren fra ca 0,95 ved 39 % markedsandel til 0,879 ved lav brenselkostnad mot 0,883 ved høy brenselkostnad og ca 74 % markedsandel. Regresjonslinjene indikerer en klar reduksjon i verdifaktoren med økende markedsandel der reduksjonen er større i vest enn i øst.



Figur 17 Verdifaktor for vindkraft i Danmark med økt markedsandel og bruk av elektrisitet i varmesystemet. Forklaring: Høy/ Lav el betyr høy og lav alternativ kostnad.

For Norge viser Figur 18 en reduksjon i verdifaktoren fra ca 1,08 ved 1,2 % markedsandel til ca 1,015 ved lav brenselkostnad og ca 8,4 % markedsandel mot 1,016 ved høy brenselkostnad. Regresjonslinjen viser en klar reduksjon i verdifaktoren med økende markedsandel.



Figur 18 Verdifaktor for vindkraft i Norge med økt markedsandel og bruk av elektrisitet i varmesystemet.

I simuleringene av bruk av elektrisitet i varmesystemet er det i resultatene funnet en positiv effekt for verdifaktoren for både Øst - og Vest Danmark og Norge. I Øst – og Vest Danmark er det en økning i verdifaktoren på 0,5 % ved økt brenselkostnad. For Norge er det en økning i verdifaktoren på 0,1 % ved økt brenselkostnad.

Flere studier har sett på løsninger for å integrere store andeler vindkraft i kraftsystemet ved å analysere ulike parametre som på virker markedsværdien. Obersteiner, C. og Saguan, M. (2011) har analysert forskjellige faktorer som har innvirkning på lønnsomheten av vindkraft og finner at økt elektrisitetsforbruk øker markedsværdien av vindkraft. Her er korrelasjonen mellom forbruket og produksjonen av høy betydning. Ved en økning av korrelasjonskoeffisienten med 10 % øker markedsværdien for vindkraft med 0,2 % av gjennomsnittlig systempris.

Forståelsen av resultatet til Obersteiner og Saguan kan til dels overføres til resultatene i denne studien. Bruk av elektrisitet i varmesystemet gir økt elektrisitetsetterspørsel i perioder der kraftprisen er lavere enn alternativ brenselkostnad. Dette kan gi en økt korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og forbruket av termisk energi. Muligheten for lagring av varmen mellom perioder kan gi en økt utnyttelse av overskuddskraften fra vind. Avhengig av varmetapet i ”lagringsperioden” kan dette gi en økt ressursutnyttelse.

Andre studier er fokusert på integrasjon av variabel kraftproduksjon i kraftsystemer ved bruk av elektrisitet i varmesystemet. Thema consulting group har analysert produksjon av fjernvarme med forskjellige teknologier for å dekke spisslast ved varierende kraftpris. Ved lave kraftpriser produserer elkjeler og kan konkurrere med olje – og gasskjeler (NVE 2014b).

Lund, H. (2005) studerer hvilke teknologier som mest effektivt balanserer overskuddsproduksjon ved høye andeler vindkraft. Han finner det lønnsomt å investere i varmpumpekapasitet ved andeler av vindkraft over 20 % av elektrisitetsforbruket. Xrgia (2011) finner det både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomt å installere økte andeler elkjeler for bruk av elektrisitet til oppvarming. Ved at aktører i varmemarkedet kjøper elektrisitet i perioder med lave priser og lagrer energien bidrar til å redusere brenselkostnadene. Ved utnyttelsen av produsert kraft gir den økte fleksibiliteten en bedre utnyttelse av energiressursen. Som Figur 13 og Figur 14 viser, reduseres antall timer med lave priser ved bruk av elektrisitet til oppvarming. Det er antatt at dette kan forstås som en bedre utnyttelse av overskuddet av den produserte kraften.

## 5.4 Oppsummering av diskusjon

I analysen av historiske markedsdata og analysen av modelleringsresultatene fra Balmorel har verdifaktoren blitt brukt som en indikator for å måle markedsverdien for vindkraft som beskrevet i 2.2.1. Det er i denne studien kun blitt fokusert på profilkostnadene ved integrasjon av vindkraft som er funnet til å være den største kostnadskomponenten (Hirth 2012a). For en mer dekkende analyse av integrasjonskostnader må balanse – og nettrelaterte kostnader inkluderes. Ved analyse av verdifaktoren som et mål på lønnsomhet må man være klar over at lønnsomheten er relativ for markedsområdet. Lønnsomhet mellom markeder kan være forskjellig. Som Figur 12 viser har Danmark gjennomsnittlig høyere inntjening enn Norge fram til 2025 og fram til 2030 har Norge høyere inntjening. Faktorer som produksjonsmiks og økt markedsandel til vindkraft kan påvirke prisen som dermed gir lavere inntekt.

Ved modellering av et energisystem må det gjøres forutsetninger og forenklinger av det virkelige energisystemet som analyseres. I denne studien er elektrisitetsmarkedsmodellen Balmorel blitt benyttet der det er forutsatt en utvikling i kapasiteter på andre genereringsteknologier, transmisjonslinjer og forbruksmønster hovedsakelig ut i fra EUs studie av utviklingen i energisystemene (EU energy, transport and ghg emissions trends to 2050 2013) som beskrevet i 4.2.3. For variasjonsmønster i nedbør og vind fra time til time er det forutsatt at variasjonen i alle simulerte år vil være likt som i 2012. Dette året var et ”vått år”, altså et år med mye nedbør relativt med normalt tilsig. I modellen gir dette utslag i større reguleringsevne og lavere kraftpriser enn hva et ”tørrår” med lite nedbør ville ha gjort. Utviklingen av installert kapasitet av vindkraft har i denne studien blitt analysert med endringer i andre deler av energisystemet, og alle modellresultatene må ses i sammenheng med dette. Ved å ”isolere” utviklingen av vindkraftkapasitet uten endringer i andre deler av energisystemet ville man sett klarere utviklingstrekk av lønnsomheten for vindkraft. På den andre siden setter dette analysen i en mer reell kontekst siden den fremtidige utviklingen er et sammensatt bilde av mange faktorer. Modeller som har tatt utgangspunkt i eksisterende produksjonskapasiteter har estimert verdifaktoren til å reduseres i høyere grad enn med modeller som forutsetter å bygge opp produksjonskapasiteter fra bunn.

## 6 Konklusjon

Denne studien har sett på lønnsomheten av vindkraft. Analysen av historiske markedsdata kan besvare den første delproblemstillingen om verdifaktoren har blitt redusert ved økt vindkraftutbygging i Norge og Danmark. Resultatene viser at verdifaktoren for vindkraft i Danmark reduseres fra 0,99 til 0,85 ved en økning av markedsandelen fra 5 % til 45 %. I Norge reduseres den tilsvarende fra 1,08 til 1,02 ved en økning av markedsandel fra 0,9 % til 1,4 %.

Andre delproblemstilling spør om hvordan utviklingen for verdifaktoren i fremtiden ved økt utbygging av vindkraft i Norge og Danmark. Simuleringene av økt installert vindkraft viser en reduksjon av verdifaktoren i Danmark fra 0,96 til 0,84 ved en økning av markedsandelen fra 21 % til 73 %. I Norge reduseres verdifaktoren fra 1,10 til 1,03, ved en økning av markedsandelen fra 1 % til 9 %. Simuleringsresultatene viser en lavere reduksjon av verdifaktoren sammenliknet med regresjonsresultatene basert på historiske verdier. Dette kan skyldes at økte transmisjonskapasiteter i modellen bidrar til å redusere ”droppet” av verdifaktoren.

Tredje delproblemstilling spør om reduksjonen av verdifaktoren vil avta ved bruk av elektrisitet til oppvarming. Simuleringene av bruk av elektrisitet i varmesystemet viser en økt verdifaktor for vindkraft og bidrar til å redusere volatiliteten i kraftprisen. For Danmark avtar reduksjonen av verdifaktoren med 0,5 % og for Norge med 0,1 %. Ved bruk av elektrisitet til oppvarming på tidspunkt med lave priser, vil øke prisene. Dermed økes inntektene og vindkraft blir mer lønnsomt.

Problemstillingen for studien spør om hvordan lønnsomheten til vindkraft påvirkes av ulike andeler vindkraft i kraftsystemet. Økte andeler vindkraft i kraftsystemet gir lavere lønnsomhet. Ved lave andeler kan lønnsomheten være høyere. I investeringsanalyser for vindkraft bør ”vindprisen”  $p^w$  brukes og ikke spotprisen. Verdifaktoren er et relativt mål på lønnsomhet i det markedet som analyseres. Ved å sammenlikne reelle inntekter i forhold til prisnivået mellom markeder, vil man finne den virkelige inntjeningen. Analysen viser at det er større potensial for inntjening i Danmark enn i Norge ved lave markedsandeler. Dette på tross av at verdifaktoren generelt er lavere enn i Danmark. Dette kan endres ved høyere markedsandeler.



I modellen er det forutsatt utvikling i andre kapasiteter i kraftsystemet. Ved analyse av simuleringresultatene har derfor datagrunnlaget og disse forutsetningene vært tatt i betraktning. Denne studien er fokusert på profilkostnadene ved integrasjon av vindkraft. For en mer dekkende analyse av integrasjonskostnader må balanserings - og nettrelaterte kostnader inkluderes.

Flere faktorer er avgjørende for lønnsom integrasjon av vindkraft. For å se ytterligere muligheter kan vannkraft med magasinkapasitet og et mer fleksibelt varmemarked kan analyseres for å se nye muligheter. Slik kan store mengder vindkraft integreres i energisystemet.

## Referanser

Balmorel. (2011). *What is Balmorel?*. Tilgængelig på: [eabalmorel.dk](http://eabalmorel.dk)

NVE. (2009). *Vindkart for Norge*. Tilgængelig på:  
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Oppdragsrapport%20A%202009/oppdragsrapportA9-09.pdf?epslanguage=no>

Danmarks Statistik. (2014). *ENE2HA: Energiregnskab i fælles enheder (detaljeret) efter anvendelse og energitype*. Tilgængelig på:  
<http://www.statistikbanken.dk/statbank5a/default.asp?w=1366>

Ea Energianalyse. (2009). *Indplacering af stigende mængder VE i elsystemet - Delrapport 2: Katalog over løsninger*. 2009.

EU energy, transport and ghg emissions trends to 2050. (2013). Tilgængelig på:  
<http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>

Energistyrelsen. (2001). *Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet*. Tilgængelig på:  
[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/eloverlobsrapport\\_11-10-01.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/eloverlobsrapport_11-10-01.pdf)

Energipolitisk redegørelse. (2013). *Klima-, energi- og bygningsministeriet*. Tilgængelig på:  
[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/side/energipolitisk\\_redegoerelse\\_2013-1.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/side/energipolitisk_redegoerelse_2013-1.pdf)

Ens.dk. (2013). *Energistatistik 2012*. Tilgængelig på:  
<http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/statistik-noegletal/aarlig-energistatistik/energistatistik2012.pdf>

Ens.dk. (2014). *Stamdataregister for vindmøller*. Tilgængelig på: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noegletal/oversigt-energisektoren/stamdataregister-vindmoller>

Energinet.dk. (2014). Tilgængelig på:  
<http://www.energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>

Energistyrelsen. (2011). *Notat – Om vindandelen i det samlede forbrug*. Tilgængelig på:  
<http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/politik/dansk-klima-energipolitik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet/energiaftalen-22-marts-2012/Om%20vindandelen%20i%20det%20samlede%20energiforbrug.pdf>

Energistyrelsen. (2014). *Master data for wind turbines as at end of January 2014*. Tilgængelig på: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noegletal/oversigt-energisektoren/stamdataregister-vindmoller>

- European Union. (2009). *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Tilgjengelig på: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32009L0028>
- Europe 2020 targets. (2011). Tilgjengelig på: [http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_en.htm)
- European Wind Energy Association (EWEA). (2010). *Wind Energy and Electricity Prices – Exploring the merit order effect*. Tilgjengelig på: <http://www.ewea.org/publications/reports/>
- Gams development organization. (2014). Tilgjengelig på: Gams.com
- Green, R, Vasilakos, N. (2012). *Storing wind for a rainy day: what kind of electricity does Denmark export?* Energy J. 33 (3).
- Hirth, Lion. (2012a). *Integration costs and the value of wind power. Thoughts on a valuation framework for variable renewable electricity sources. USAEE Working paper: 12-150*.
- Hirth, Lion. (2013). *The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, 38 : 218-236*.
- Holtinnen, H. (2005). *Hourly wind power variations in the Nordic countries. Wind Energy, B1-B23*.
- Holtinnen, H. (2004). *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. VTT publications554*.
- IEA. (2013). *World Energy outlook 2013*. Tilgjengelig på: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013\\_Executive\\_Summary\\_English.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_English.pdf)
- Joskow, Paul. (2011). *Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generation technologies. Am. Econ. Rev. 100 (3): 238-241*.
- Lamont, Alan. (2008). *Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. Energy Econ. 30 (3), 1208–1231*.
- Lund, H. (2005). *Large-scale integration of wind power into different energy systems. Energy 30 (2005), 2402–2412*.
- Mills, Andrew, Wiser, Ryan. (2012). *Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels: a pilot case study of California*. Lawrence Berkeley National Laboratory Paper LBNL-5445E.
- Münster, M. et al. (2012). *The role of district heating in the future Danish energy system. Energy:47-55*.
- NOU 1998:11.(1998) Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/30/3.html?id=349323>

- NVE. (2011). *Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk*. Rapport nr 10/2011.
- NVE. (2013a). *Vindkraftproduksjon i 2012*. Rapport nr 13/2013.
- NVE. (2013b). *Energi i Norge*. Tilgjengelig på:  
<http://www.nve.no/Global/Energi/Analyser/Energi%20i%20Norge%20folder/FOLDN2013.pdf>
- NVE. (2014a). *Vindkraftproduksjon i 2013*. Rapport nr 20/2014.
- NVE.(2014b). *Fjernvarmens rolle i det norske energisystemet*. Rapport nr 12/2014.
- Obersteiner, C. og Sagan, M. (2011). *Parameters influencing the market value of wind power – a model-based analysis of the Central European power market*. Euro. Trans. Electr. Power 2011;21:1856–1868.
- Regjeringen. (2011). *Avtale mellom kongeriket Norges regjering og kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater*. Tilgjengelig på:  
[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/EV/063-2011-Avtale\\_elsertifikater\\_endelig.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/EV/063-2011-Avtale_elsertifikater_endelig.pdf)
- Ssb.no. (2013). *Nettoproduksjon av fjernvarme fordelt på varmesentraler i 2012*.
- St.mld. 21.(2012). Tilgjengelig på:  
<http://www.regjeringen.no/nn/dep/kld/dokument/proposisjonar-og-meldingar/stortingsmeldingar/2011-2012/meld-st-21-2011-2012.html?id=679374>
- Vindportalen. (2014). *Vind i Norge*. Tilgjengelig på: <http://www.vindportalen.no/vind-i-norge.aspx>
- Xrgia. (2011). *Fleksibilitet i fremtidens kraftsystem*. Tilgjengelig på:  
[http://xrgia.no/nyheter/det\\_nordiske\\_varmemarkedet\\_kan\\_bidra\\_med\\_fleksibilitet\\_i\\_fremtidens\\_kraftsystem/content\\_3/text\\_27d86f5e-ccd3-43d1-83d4-251787c576a9/1300357881175/fleksibilitet\\_i\\_fremtidens\\_kraftsystem\\_v\\_1\\_0.pdf](http://xrgia.no/nyheter/det_nordiske_varmemarkedet_kan_bidra_med_fleksibilitet_i_fremtidens_kraftsystem/content_3/text_27d86f5e-ccd3-43d1-83d4-251787c576a9/1300357881175/fleksibilitet_i_fremtidens_kraftsystem_v_1_0.pdf)

## Vedlegg

Tabell 7 Fordeling av utbygd vindkraft i Norge.

Balmorelområde	2012	Lav		Høy	
		2020	2030	2020	2030
1	72	288,92	333	333	376
2	33	200,13	234	234	267
5	163	904,67	1 054	1 054	1 203
6	154	884,12	1 031	1 031	1 178
7	23	218,57	258	258	297
10	4	183,46	220	220	256
12	64	320,13	372	372	423
TOT [MW]	513	3000	3500	3500	4000

Tabell 8 Fordeling av Installert kapasitet av "EL\_HEAT" i Norge.

Balmorelområde	Kapasitet [MW]
NO5	516
NO9	387
NO10	323
NO12	645
NO15	2129
Totalt [MW]	4000

Tabell 9 Installerte kapasiteter brukt ved simuleringer med Balmorel.

	Norge			Danmark		
<b>Teknologi</b>	2012	2020	2030	2012	2020	2030
CHP	-	107	-	5174	5021	5505
Kondensat	590	590	590	1706	1454	1564
Vindkraft	*	*	*	*	*	*
Vannmagasin	25853	25853	25853	-	-	-
Elvekraft	8860	10286	8860	-	-	-
Merknad: "*": Viser i tabell 3						
	Tyskland			Nederland		
<b>Teknologi</b>	2012	2020	2030	2012	2020	2030
CHP	26223	26223	26223	12706	12706	12706
Kondensat	69805	73089	77604	13288	13288	12249
Vindkraft	31332	48744	69737	2150	8128	15600
Vannmagasin	6427	6427	6427	-	-	-
Elvekraft	3523	4226	4744	37	37	37
Solar	32400	57815	62310	365	925	1174
	Sverige			Finland		
<b>Teknologi</b>	2012	2020	2030	2012	2020	2030
CHP	5648	5713	5463	7489	7791	6924
Kondensat	12980	12263	11369	5886	7066	6577
Vindkraft	2450	2450	2450	288	903	1673
Vannmagasin	12963	12963	12963	-	-	-
Elvekraft	2796	2796	2796	3124	3331	3411
				Merknad: Finland øker installert kapasitet av kjernekraft med 1600 MW i 2017		
	Storbritannia					
<b>Teknologi</b>	2012	2020	2030			
CHP	29277	14849	11618			
Kondensat	40757	39791	39515			
Vindkraft	9769	36508	48602			
Vannmagasin	2678	2678	2678			
Elvekraft	1817	1839	1839			
Solar	1712	6438	9306			

Tabell 10 Transmisjonskapasiteter mellom regioner [MW]

	Øst-Danmark	Vest-Danmark	Finland	Tyskland	Nederland	Sverige 1	Sverige 2	Sverige 3	Sverige 4
Øst-Danmark		600		1780				740	
Vest-Danmark	600			585					1700
Finland						1300		1350	
Tyskland	1500	600			3800				600
Nederland				3000					
Sverige1			1300				3300		
Sverige2						3300		7000	
Sverige3	680								5300
Sverige4								2000	
UK									
NO1						2145			
NO2									
NO3							600		
NO4						700	250		
NO5									

	UK	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Øst-Danmark			1000			
Vest-Danmark						
Finland		100				
Tyskland						
Nederland	1000		700			
Sverige1					600	
Sverige2				1000	300	
Sverige3		2095				
Sverige4						
UK						
NO1						
NO2						
NO3						
NO4						
NO5						

Tabell 11 Planlagt ny transmisjonskapasitet mellom regioner [MW].

<b>* South West link, phase 1</b>	<b>Kapasitet [MW]</b>
Sverige 3 - Sverige 4	1200
<b>* Skagerrak 4</b>	
NO2 - Vest-Danmark	700
<b>* South West link, phase 2</b>	
NO1 - Sverige 3	1200
<b>* Southern – Mid Norway 2016</b>	
NO1 - NO2	1200
<b>* Artic circle, 2024</b>	
NO4 -Finland	600
<b>* Upgrading DK-GE, 2013</b>	
Vest- Danmark -Tyskland	500
<b>* NordLink/NorGer, 2018</b>	
NO2 - Tyskland	1400
<b>* Oppgradering DK-GE, 2020</b>	
Vest- Danmark - Tyskland	1000
<b>* NorNed 2, 2025</b>	
NO2 - Nederland	700
<b>* Norway - UK, 2020</b>	
NO5 - UK	1400





Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

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