



Ea Energianalyse

Vindkrafts systemomkostninger

Udarbejdet for Institut for Miljøvurdering af Ea Energianalyse

Juni 2007

Indholdsfortegnelse

1 Resume.....	4
1.1 Indledning.....	4
1.2 Konklusioner	5
1.3 50 pct. vind i 2025 – en scenarieanalyse.....	6
2 Indledning.....	13
3 Metode til beregning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved vindkraft.....	16
3.1 Følsomhedsanalyser.....	17
4 Det nordiske elmarked – rammerne for udbygning med vindkraft	19
4.1 Det nuværende markedsdesign: Nord Pool.....	20
5 Forsyningssikkerhed og indpasning af vind i elsystemet	25
5.1 Systemtilstrækkelighed	25
5.2 Systemsikkerhed.....	31
5.3 Opsamling på omkostninger til indpasning af vind	38
6 Miljøgevinster ved vindkraft.....	39
7 Model og hovedforudsætninger.....	43
7.1 Balmorel modellen	43
7.2 Hovedforudsætninger.....	46
8 50 pct. vind i Danmark i 2025	57
8.1 Analyseresultater - referencescenariet	57
8.2 Analyseresultater – den komparative analyse af referencescenario og 50 pct. vindkraft.....	67
8.3 Samfundsøkonomiske konsekvenser	76
8.4 Konsekvenser for udledning af NO _x og SO ₂	79
9 50 pct. vind i Danmark i 2025 - følsomhedsanalyser	81
9.1 Investeringsomkostninger for vindkraft (type 1 følsomhed: nyt investeringsforløb).....	81
9.2 Højere brændselspriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)84	
9.3 Lavere CO ₂ -kvotepriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)86	
9.4 Højere CO ₂ -kvotepriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)88	
9.5 Nye infrastrukturinvesteringer (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb).....	91
10 Scenarier for 30 pct. og 40 pct. vindkraft i Danmark i 2025	93
10.1 Udvikling af energisystemet	93
10.2 Samfundsøkonomiske konsekvenser	96
10.3 Konsekvenser for SO ₂ og NO _x	97
11 Omkostninger til infrastruktur.....	99

11.1	Rammer for udbygning af den danske elinfrastruktur	99
11.2	Forudsætningerne i denne rapport.....	102
11.3	Valg af havmølleplaceringer.....	104
11.4	Økonomi	108
11.5	Infrastruktur til 30 og 40 pct. vind	111
12	Opsamling på vindkrafts samfundsøkonomiske omkostninger	112
12.1	Grundanalyse - 50 pct. vind i Danmark i 2025	112
12.2	Følsomhedsanalyser 50 pct. vindkraft	114
12.3	Samfundsøkonomi ved 30 pct. vindkraft	116
12.4	Samfundsøkonomi ved 40 pct. vindkraft	116
13	Litteratur	118
	Bilag 1: Energi- og brændselsforsyningssikkerhed	121

1 Resume

Ea Energianalyse a/s har i foråret 2007 gennemført et analysearbejde for Institut for Miljøvurdering med fokus på at kvantificere fordele og ulemper ved at udbygge vindkraften i Danmark, så den producerer en mængde svarende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025. Som en del af arbejdet belyses også konsekvenser af en udbygning til 30 og 40 pct. vindkraft. Denne rapport er resultatet af arbejdet¹.

1.1 Indledning

Den 19. januar 2007 offentliggjorde regeringen sit energioplæg "En visionær dansk energipolitik", der beskriver målene for den danske energipolitik frem mod 2025. Oplægget er et led i regeringens langsigtede målsætning om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer som kul, olie og naturgas, og det indeholder bl.a. et mål om, at andelen af vedvarende energi skal fordobles til 30 pct. inden 2025. Et væsentligt bidrag kunne ifølge oplægget komme fra:

- En fordobling af vindmøllekapaciteten fra ca. 3.000 MW til ca. 6.000 MW
- Ca. 50 pct. af det danske elforbrug i 2025 dækkes af vindmøller

De politiske visioner, som er udtrykt i den danske regerings energioplæg skal i den kommende tid udmøntes i mere konkrete retningslinjer og handlinger.

I den forbindelse rejser der sig en række spørgsmål om den fremtidige udbygning med vindkraft i Danmark:

- Hvordan er det muligt at indpasse en større mængde vindkraft rent fysisk i det danske elsystem?
- Hvilke konsekvenser vil det få for det nordeuropæiske elmarked og for forsyningssikkerheden?
- Hvad er de samfundsøkonomiske konsekvenser ved en målsætning om 50 pct. vindkraft i 2025?

Det er disse spørgsmål, som er udgangspunktet for den gennemførte analyse, som resumeres nedenfor.

¹ I denne rapport er de samlede omkostninger i el- og kraftvarmesystemet indregnet inkl. miljøomkostninger. Makroøkonomiske effekter i den øvrige økonomi er ikke medtaget i analysen. På basis af nærværende rapport har Institut for Miljøvurdering (IMV) vurderet de samlede samfundsøkonomiske konsekvenser af udbygning med vindkraft i Danmark. IMV har foruden de elementer, som er opgjort i denne rapport, indregnet det forvridningstab, som opstår ved, at der gives tilskud til vindkraftinvestorer. IMV's samlede samfundsøkonomiske slutresultat er derfor ikke det samme som det resultat, som er opgjort i denne rapport. Endvidere har IMV omsat resultaterne fra denne rapport til nutidsværdier, hvilket også betyder, at resultaterne ikke er de samme.

1.2 Konklusioner

Der er gennemført en analyse af to scenarier for den fremtidige udvikling af el- og kraftvarmesektoren i Danmark og i vores nabolande. Ét scenarie, hvor dansk udbygning med vindkraft sker på markedsvilkår, og et scenarie, hvor vindudbygningen i årene 2010 – 2025 bestemmes af en målsætning om gradvist at udbygge vindkraften til at producere en mængde elektricitet svarende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025. Konklusionerne fra dette arbejde viser:

- At indpasning af 50 pct. vindkraft er teknisk muligt, uden at forsynings-sikkerheden forringes. Forudsætningen for, at målet kan nås med god samfundsøkonomi, er tilpasning af infrastrukturen, udvikling af et mere dynamisk elsystem samt et effektivt internationalt elmarked, hvor også reguleringsopgaven og reservehold kan håndteres over landegrænser.
- At der med stor sandsynlighed kan etableres i alt 3.500 MW landmøller uden forstærkninger i det overordnede elnet. Der er dog ikke gennemført egentlige netberegninger.
- At der ud over de eksisterende og besluttede havvindmølleparker kan etableres yderligere 2.250 MW med ilandføring i Danmark uden etablering af nye luftledninger alene af hensyn til vindmølleudbygningen.
- At investeringer i netinfrastrukturen i årene 2010 – 2025 udgør i størrelsesordenen 8 mia. kr. Denne omkostning for samfundet modsvares af tilsvarende indtægter som følge af sparede omkostninger til brændsel, reduceret forbrug af CO₂-kvoter, reducerede skadesomkostninger fra NO_x og SO₂ samt øget eleksport.
- At den samfundsøkonomiske gevinst ved 50 pct. scenariet er ca. 20 mio. kr./år i grundberegningen med 3 pct. kalkulationsrente. For det samlede nordeuropæiske system vil 50 pct. vindscenariet give en gevinst på 660 mio. kr. pr. år.
- Gevinsten ved en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark stiger, hvis brændselspriser eller CO₂-priser bliver højere end det forudsatte niveau på ca. 50 US\$/tønde og 150 kr./ton.
- Hvis vindmøllernes investeringspris ikke falder som forudsat, eller hvis CO₂-kvoteprisen falder til 75 kr./ton vil en udbygning til 50 pct. vindkraft have en samfundsøkonomisk omkostning for Danmark og for området som helhed.
- Ved udbygning til 30 pct. vindkraft vil det kun i begrænset omfang være nødvendigt at udbygge med vind på havet. En udskiftning af de nuværende landmøller med nye og mere effektive møller til en samlet kapacitet på land på 3.500 MW betyder, at 30 pct. af elforbruget kan

dækkes uden havvindmøller. Samfundsøkonomisk giver det en gevinst på ca. 130 mio. kr. årligt for Danmark.

- Udbygning til 40 pct. vindkraft vil kræve en udbygning på havet, som svarer til ca. halvdelen af den udbygning, som sker i 50 pct. scenariet. Den samfundsøkonomiske gevinst for Danmark vil i dette tilfælde være ca. 120 mio. kr. om året.

1.3 50 pct. vind i 2025 – en scenarieanalyse

Kan vindkraften dække 50 pct. af det danske elforbrug, og hvilke konsekvenser har det for elforsyningen og for samfundsøkonomien?

For at besvare dette spørgsmål er der gennemregnet to scenarier for det nord-europæiske elmarked – Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland frem mod 2025. I det ene scenarie, *referencescenariet*, styres udbygningen med vindkraft i Danmark af markedet, i det andet scenarie, *50 pct. vindscenariet*, fastlægges udbygningen ud fra en målsætning om, at der gradvis skal opbygges til 50 pct. vindkraft i det danske elnet i 2025.

Foruden modelanalyser af det samlede elsystem er det vurderet, hvordan infrastrukturen vil skulle tilpasses i Danmark for 50 pct. vindscenariet.

Grundforudsætningerne i de to scenarier er ens, med en enkelt undtagelse. Der fastlægges på forhånd en udbygning med vindkraft i Danmark, som sikrer, at vindkraft kan producere elektricitet svarende til 50 pct. af det danske elforbrug i 2025, stigende jævnt fra den nuværende vindkraftandel. Denne beslutning påvirker principielt omfanget af de markedsdrevne investeringer, ikke kun i Danmark, men i det samlede system. Ud fra grundforudsætningerne foretager scenariemodellen en optimering af det samlede elsystem i de to scenarier, både med hensyn til de anlæg, der etableres af investorer i markedet, og med hensyn til driften af anlæggene i løbet af året.

Grundforudsætninger i de to scenarier

- Elforbruget stiger svagt i Tyskland, Sverige, Norge, Finland og Danmark, samtidig med at der hvert år skrottes 3 pct. af de termiske kraftværker.
- I Tyskland afvikles a-kraften som hidtil planlagt.
- En række produktionsanlæg er eksogent lagt ind i modellen som følge af vedtagne beslutninger eller politiske målsætninger. Således forudsættes en betydelig udbygning med vindkraft i Norge, Sverige og Tyskland. Samlet set øges vindkraften til ca. 13.000 MW i Finland, Norge og Sverige og til ca. 48.000 MW i Tyskland. Produktionen herfra svarer til 14 pct. af landenes samlede elforbrug.
- Brændselsprisudviklingen er baseret på de seneste forventninger fra IEA med en oliepris på 52 US\$ pr. tønde. CO₂-kvoteprisen er 150 kr./ton i hele perioden.
- Øvrige investeringer i produktionsanlæg optimeres i modellen ud fra et teknologikatalog og med et årligt minimums-afkastkrav på knap 12 pct. af investeringen.
- Det internationale elmarked er i øvrigt velfungerende med mulighed for effektiv handel på tværs af grænserne.

Produktionsudbygningen i de to scenarier

Referencescenariet

I *referencescenariet* bestemmes udbygningen med vindkraft i Danmark som nævnt udelukkende af investorernes lyst til at investere i vindkraft frem for i andre anlæg, på basis af de forventninger om prisudvikling der hentes fra Teknologikataloget.

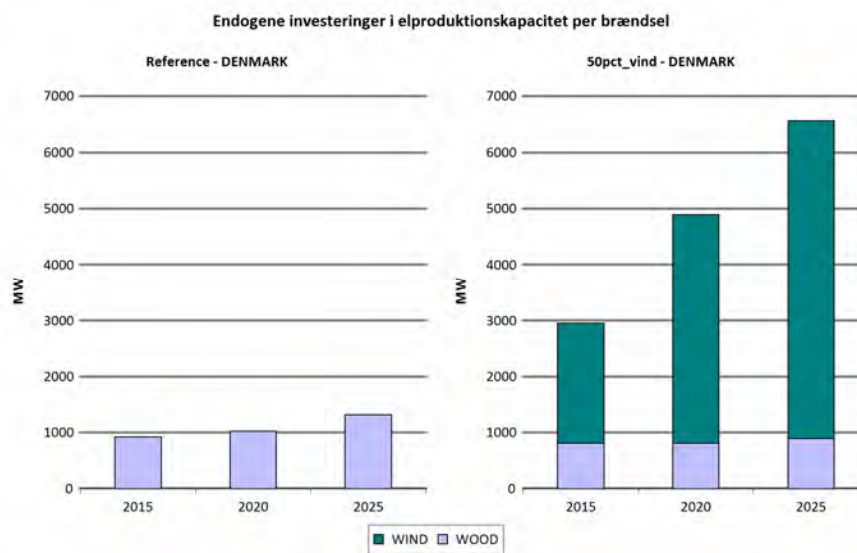
Modelanalyserne viser, at der i Danmark etableres en række nye biomassefyrede kraftvarmeværker som følge af afgiftsfritagelse for biomasse. Af samme årsag erstattes de decentrale kraftvarmeværker i et vist omfang af varmekedler. Den danske produktionskapacitet reduceres over perioden som følge af, at skrotning af eksisterende anlæg overstiger nyinvesteringer. Dette medvirker til, at den danske eksport falder fra omtrent 11 TWh årligt til 2 TWh import i slutningen af perioden. I Danmark falder CO₂-emissionen fra el- og kraftvarmesektoren til 57 pct. over perioden.

Uden for Danmark sker der kun en begrænset udbygning med nye anlæg i Finland, Norge og Sverige, mens der investeres i ca. 46.000 MW ny kraftværkskapacitet i Tyskland især som følge af skrotning af de tyske a-kraftværker. Transporten af el mellem landene stiger betydeligt i forhold til i dag som følge af den stigende udbygning med vindkraft, samt at effektoverskuddet er reduceret.

Elprisen stiger til omtrent 36 øre pr. kWh som årgennemsnit mod slutningen af perioden.

50 pct. vindscenariet

Målsætningen om 50 pct. vindkraft i Danmark medfører, at modellen vælger at udbygge med vindkraft på land i starten af perioden op til den besluttede grænse på 3.500 MW. I slutningen af perioden udbygges der med de dyrere havmøller, 1.250 MW i vest og ca. 1.000 MW i øst. Mængden af vindkraft på havet er begrænset af den udbygning af den tilhørende infrastruktur, der er valgt.



Figur 1: Udbygning med kraftværkskapacitet i Danmark i de to scenarier. I referencescenariet udbygges med biomassefyrede kraftværker, især i starten af perioden. I 50 pct. vindkraftscenariet udbygges jævnt med vindkraft som følge af 50 pct. målsætningen. Herudover sker der en udbygning med biomasseanlæg.

De øvrige investeringer i kraftværkskapacitet påvirkes kun lidt af vindmålsætningen, og elprisen i 2025 er i dette scenarie 33 øre pr. kWh i Danmark i 2025. Selvom elprisen i Danmark således er lavere end i referencen, reduceres udbygningen med termiske værker kun med ca. 400 MW. Danmark fastholder til forskel fra i referencescenariet sin rolle som nettoeksportør af el. Alligevel reduceres den danske CO₂-emission til godt 54 pct. over perioden. I det samlede nordeuropæiske system stiger flaskehalsindtægterne yderligere til i alt ca. 5 mia. kr. årligt, hvilket er et signal om, at transmissionsforbindelserne mellem områderne kan udbygges med positiv samfundsøkonomi. Dette er dog ikke yderligere analyseret.

Den fysiske indpasning

Som led i analysen er de fysiske muligheder for at indpasse 50 pct. vindkraft i det danske eltransmissionssystem vurderet. Der er ikke udarbejdet en egentlig plan for, hvor fremtidens vindkraftanlæg skal placeres, men de overordnede

placeringer er skitseret, og de nødvendige infrastrukturomkostninger er vurderet.

Den forudsatte stigning i elforbruget betyder, at der skal produceres knap 20 TWh vindkraft i 2025. Med et fastsat maksimum på 3.500 MW landvind og brug af tilgængelige vinddata for land- og havmøller viser modelberegningen, at den danske elinfrastruktur i 2025 skal håndtere i alt 6.400 MW vindkraft eller ca. dobbelt så meget vindmølleeffekt som i dag.

Ud over de eksisterende og besluttede ca. 825 MW havmøller skal der etableres 2.250 MW frem mod 2025. Det er i projektet besluttet, at den nødvendige infrastruktur i form af ilandføringsanlæg og netforstærkninger skal etableres uden at bygge nye luftledninger. Det er valgt at gøre plads til ca. 1.250 MW havmøller i Vestdanmark og ca. 1.000 MW i Østdanmark. En nærmere sammenligning med analyserne i rapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025" kan vise, om mølleparkerne med fordel kan placeres bedre ud fra en helhedsbetragtning.

Økonomiske konsekvenser af 50 pct. vindkraft

Ved at sammenligne de to scenarier kan de økonomiske konsekvenser af den danske 50 pct. målsætning beregnes. I analyserne er disse omkostninger vurderet både for Danmark isoleret betragtet og for det samlede område (Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland).

Et vigtigt resultat fra modelberegningerne er de samlede årlige *energiomkostninger* for at tilfredsstille behovet for el og varme i de fem lande, der indgår i modelområdet. Omkostningerne omfatter kapitalomkostninger til nye anlæg, brændselsomkostninger, drift og vedligehold, samt reguléromkostninger for vindkraften.

Udledningen af CO₂ er forskellig i de to scenarier, og en økonomisk fordel ved 50 pct. scenariet er lavere omkostninger til *køb af CO₂-kvoter*.

Merudgifter til *netinfrastrukturen* skyldes investeringer i ilandføringsanlæg fra havmølleparkerne og de nødvendige netforstærkninger. De samlede omkostninger for netinfrastrukturdelen vurderes til godt 8 mia. kr. over 16 år, svarende til godt 3,6 mio. kr. pr. MW havmøllepark. Denne investering giver mulighed for at etablere 2.250 MW havmøller og sikrer en kabelløsning uden etablering af nye luftledninger af hensyn til vind.

Reduktion i *skadesomkostninger* hidrører fra mindre udledning af SO₂ og NO_x som følge af, at produktion fra termiske anlæg erstattes af vindkraft uden udledninger af skadelige stoffer.

I grundberegningen anvendes en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 3 pct. Tabel 1 viser, at der som gennemsnit over årene 2010 - 2025 er et samfundsøkonomisk overskud ved 50 pct. målsætningen sammenlignet med refe-

rencen. Vores analyse viser, at overskuddet bliver godt 20 mio. kr. pr. år for Danmark og ca. 660 mio. kr. pr. år for hele området. Hvis der alternativt anvendes en kalkulationsrente på 6 pct., får Danmark et underskud på 215 mio. kr., mens det giver et overskud på ca. 240 mio. kr. årligt for hele modelområdet.

Beregningerne viser også, at den gennemsnitlige danske elpris falder fra 36 øre pr. kWh i 2010 til ca. 33 øre pr. kWh i 2025 i 50 pct. scenariet.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Hele området
Fald i energiomkostninger	27	- 287
Mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	97	406
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	132	777
Samlet gevinst	20	660

Tabel 1: Samfundsøkonomi for 50 pct. vindkraft i Danmark. Samfundsøkonomien er den gennemsnitlige gevinst i perioden 2010-2025. Der er regnet med 3 pct. rente.

Selvom samfundsøkonomien samlet set er positiv, kan forskellige aktørgrupper blive påvirket i positiv eller negativ retning af målsætningen. Som hovedregel vil elproducenterne samlet set tabe ved øget vindudbygning ifølge modellen, mens forbrugerne vil få en gevinst som følge af de lavere elpriser og indirekte i form af øgede flaskehalsindtægter, der tilfalder systemansvaret. I praksis vil aktørøkonomien være afhængig af de konkrete virkemidler, der vælges for at nå målsætningen, herunder hvordan eventuelle tilskud finansieres.

Følsomhedsanalyser

Der er gennemført følsomhedsanalyser for at belyse robustheden af økonomien. Følsomhederne er gennemført efter to forskellige principper. I den ene type følsomhedsanalyse er det valgt at genberegne det samlede investeringsforløb i såvel reference- som vindkraftscenariet. Dette princip er benyttet ved analyse af konsekvensen af, at der ikke sker det ventede prisfald på vindmøller. I de øvrige følsomhedsanalyser er der ikke beregnet et nyt investeringsforløb, men reference- og vindkraftscenariet er blot blevet genberegnet med ændrede forudsætninger om brændselspriser, CO₂-kvotepriser og elinfrastrukturen. Dermed er der gennemført et robusthedstjek af samfundsøkonomien i udbygning med vindkraft i Danmark. Resultatet af følsomhedsanalyserne fremgår af tabellen nedenfor.

Samlet gevinst i mio. kr. pr. år	Danmark	Hele området
50 pct. vindkraft - basisberegning	20	660
Intet prisfald på vindmøller	- 161	479
Højere brændselspriser (75 \$/tønde)	246	806
Lavere CO ₂ -kvotepris (75 kr./ton)	- 158	161
Højere CO ₂ -kvotepris (300 kr./ton)	590	1259
Ny infrastruktur (+ Skagerrak 5, + Kontek 2 og +600 MW Vestdanmark til Nordvesttyskland)	19	512

Tabel 2: Samfundsøkonomi for 50 pct. vindkraft i Danmark. Samfundsøkonomien er den gennemsnitlige gevinst i perioden 2010-2025. Der er regnet med 3 pct. rente.

Følsomhedsanalyserne viser, at samfundsøkonomien for Danmark afhænger af, hvordan brændselspriser, CO₂-kvotepriser og investeringspriser for vindmøller udvikler sig. Stigende brændselspriser og CO₂-kvotepris forbedrer økonomien, mens lavere CO₂-kvotepris og højere vindmøllepriser forringer samfundsøkonomien for Danmark.

Den analyserede, nye infrastruktur har begrænset indvirkning på økonomien i vindkraftudbygningen. Der er ikke i dette studie analyseret værdien af at udbygge infrastrukturen som forudsat, men det kan vise sig at have betydelig værdi, da flaskehalsindtægterne i det samlede system stiger til næsten 5 mia. kr. årligt i 2025 ifølge modelberegningerne.

30 pct. og 40 pct. vind i Danmark

Samfundsøkonomien er vurderet ved en mindre udbygning med vindkraft end regeringens foreslåede 50 pct. Der er således også gennemført modelberegninger af scenarier med 30 og 40 pct. vindkraft i Danmark i 2025, og de nødvendige infrastrukturmåkostninger hertil er anslået. Nedenstående tabel viser resultatet af de samfundsøkonomiske beregninger.

Samlet gevinst i mio. kr. pr. år	Danmark	Hele området
50 pct. vindkraft - basisberegning	20	660
30 pct. vindkraft	129	505
40 pct. vindkraft	119	611

Tabel 3: Samfundsøkonomi for 50 pct. vindkraft i Danmark. Samfundsøkonomien er den gennemsnitlige gevinst i perioden 2010-2025. Der er regnet med 3 pct. rente.

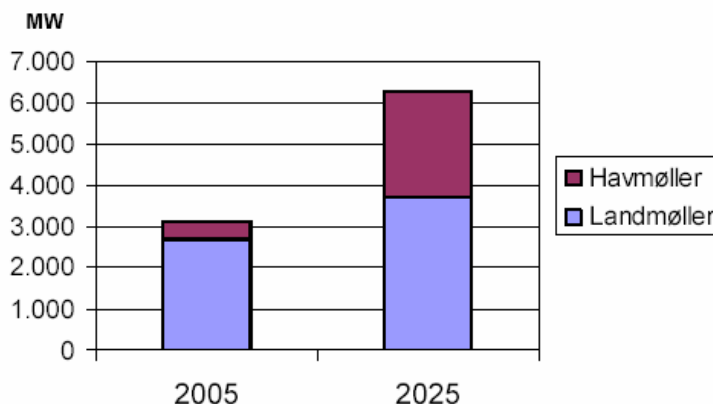
Resultaterne viser, at der for Danmark er en større samfundsøkonomisk gevinst ved udbygning med 30 eller 40 pct. vindkraft i 2025 end de 50 pct., som er forudsat i grundberegningen. Dette hænger sammen med, at udbygning med vindmøller på land har en bedre samfundsøkonomi end havvindmøller.

Landmøller kræver mindre infrastrukturudbygning og har lavere investeringsomkostninger. Det er dog i studiet forudsat, at der maksimalt kan etableres 3500 MW på land i Danmark. En målsætning om 30 pct. vindkraft i Danmark kan stort set nås ved udbygning på land, mens 40 pct. målsætningen kræver udbygning på havet, men i et mindre omfang end i 50 pct. scenariet. Vindkraft bidrager til at forbedre brændselsforsyningssikkerheden, da afhængigheden af importerede brændsler reduceres. Dette er ikke prissat i rapporten, men gevinsten vil være større i 50 pct. scenariet end i hhv. 30 pct. og 40 pct. vindscenarierne.

2 Indledning

Den 19. januar 2007 offentliggjorde regeringen sit energioplæg "En visionær dansk energipolitik", der beskriver målene for den danske energipolitik frem mod 2025. Oplægget er et led i regeringens langsigtede målsætning om at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer som kul, olie og naturgas, og den indeholder bl.a. et mål om at andelen af vedvarende energi skal fordobles til 30 pct. inden 2025. Samtidig peger oplægget på, at der i de kommende år skal gøres en indsats for at videreudvikle og kommercialisere de danske styrkepositioner inden for bl.a. store og højeffektive vindmøller. Som eksempel på et middel til opnåelse af målet på 30 pct. nævnes muligheden for at fordoble vindmøllekapaciteten til at dække ca. 50 pct. af det danske elforbrug i 2025:

Eksempel på vindmøllekapacitet i 2025



Figur 2: Regeringens bud på en fordobling af den danske vindmøllekapacitet i 2025. Kilde: Regeringen, 2007.

De europæiske statsministre i EU har tilsvarende den 9. marts 2007 indgået en aftale, som har et bindende mål om at 20 procent af energiforbruget i EU skal dækkes af vedvarende energi i 2020. Målet skal omsættes til nationale målsætninger, der tager hensyn til nationale forhold. Kommissionen skal endvidere fremlægge en Strategisk Teknologiplan i løbet af 2007 til drøftelse senest på forårstopmødet i 2008. Blandt hovedopgaverne nævnes at gøre storskala offshore vindkraft konkurrencedygtigt på kort sigt og at bane vej for et europæisk supernet af havvindmøller.

EU kommissionen vurderer i sin køreplan for vedvarende energi fra januar 2007, at vindkraften er et af de mest økonomiske VE-teknologier i dag, og at vindkraften vil kunne dække 12 procent af EU's elbehov inden 2020. De politiske visioner som er udtrykt i den danske regerings energioplæg og i EU-ledernes aftale skal i den kommende tid udmøntes i mere konkrete retningslinjer og handlinger. Det sker både som en del af EU kommissionens arbejde

med en fælles energistrategi og i Danmark i form af en politisk aftale som udmønter energioplægget fra januar.

Institut for Miljøvurdering har igangsat nærværende analysearbejde med henblik på at belyse systemomkostningerne ved at indpasse op til 50 pct. vindkraft i det danske energisystem i 2025 (50 pct. af det danske elforbrug på årsbasis). Projektet belyser vindkraftens samfundsøkonomiske fordele og ulemper og er udført af Ea Energianalyse i foråret 2007.

Parallelt med studiet for Institut for Miljøvurdering har Ea Energianalyse gennemført et studie for Vindmølleindustrien, som ligeledes belyser fordele og ulemper ved indpasning af 50 pct. vindkraft i det danske elsystem i 2025. Dette arbejde blev afrapporteret på et afslutningsseminar den 23. maj 2007. Det har været en præmis for arbejdet med begge projekter, at en del af modelanalysearbejdet indgår i begge projekter, og således er grundberegninger af 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 en vigtig del af begge projekter. Mens projektet for Vindmølleindustrien endvidere har haft fokus på analyse af den konkrete indpasning i infrastrukturen samt analyse af vindkraftens vilkår i Danmark, har dette projekt for Institut for Miljøvurdering haft fokus på en overordnet opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger ved indpasning af op til 50 pct. vindkraft i Danmark. Der er derfor foruden grundberegningen set på indpasning af 30 og 40 pct. vindkraft samt på følsomhedsanalyser for 50 pct. vindkraft.

På basis af nærværende rapport har Institut for Miljøvurdering (IMV) vurderet de samlede samfundsøkonomiske konsekvenser af udbygning med vindkraft i Danmark. IMV har foruden de elementer, som er opgjort i denne rapport, indregnet det forvridningstab, som opstår ved at der gives tilskud til vindkraftinvestorer. IMV's samlede samfundsøkonomiske slutresultat er derfor ikke det samme som det resultat, som er opgjort i denne rapport. Endvidere har IMV omsat resultaterne fra denne rapport til nutidsværdier, hvilket også betyder, at resultaterne ikke er de samme.

Læsevejledning til rapporten

Kapitel 3 beskriver metoden til beregning af systemomkostninger ved vindkraft.

I kapitel 4 beskrives kort det nordiske elmarked, der er rammerne for udbygning med vindkraft i Danmark. Derefter redegøres for forsyningssikkerhed og omkostninger til indpasning af vind i elmarkedet i kapitel 5.

I kapitel 6 foretages en sammenligning af miljøeffekter ved vindkraft og traditionelle kraftværksanlæg.

Kapitel 7 redegøres for model og hovedforudsætninger i modelanalyserne af elsystemet og udbygning med vindkraft i Danmark.

Kapitel 8 beskriver grundberegninger af referencescenariet og 50 pct. scenariet. I kapitel 9 gennemgås følsomhedsanalyser af samfundsøkonomien i grund-

scenariet, og kapitel 10 redegør for scenarier for udbygning med hhv. 30 og 40 pct. vindkraft i Danmark i 2025.

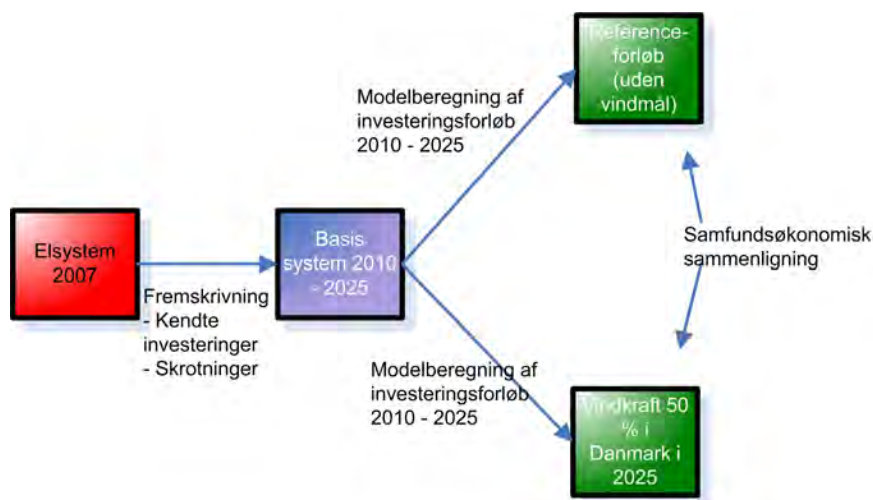
Kapitel 11 behandler nødvendige infrastrukturomkostninger ved op til 50 pct. vindkraft i det danske elsystem.

Endelig samler kapitel 12 op på de samfundsøkonomiske analyser og giver et samlet bud på omkostninger ved indpasning af op til 50 pct. vindkraft i Danmark.

3 Metode til beregning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved vindkraft

Referencescenario og målsценарier for vindkraft

For at belyse de samfundsøkonomiske omkostninger ved at indpasse op til 50 pct. vindkraft i det danske energisystem opstilles scenarier med hhv. 30, 40 og 50 pct. vindkraft samt et referencescenario. Ud fra dette vurderes den samfundsøkonomiske værdi af vindkraft i 2025. Scenarierne opstilles ved at lade en elmarkedsmodel, Balmorel, foretage optimale investeringer i kraftværker i årene 2010 – 2025 med og uden målsætninger for vind, og under en række antagelser om prognosepriser for gas, olie, kul, biobrændsler og CO₂. Der ses på en sammenligning af udvikling i det nordiske og tyske elsystem med og uden en målsætning om hhv. 30 pct., 40 pct. og 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025.



Figur 3: Beregningsmetodikken i basisberegningerne af vindkraft 2010-2025.

Grundberegningsforløbet opstilles ved beregning af endogene investeringer i elsystemet i perioden 2010 - 2025 med og uden vindmålsætning. Der beregnes på årene 2010, 2015, 2020 og 2025.

Ved opstilling af scenarierne foretages i modelværktøjet en sammenligning af samfundsøkonomiske omkostninger for det samlede elsystem med og uden en målsætning for vindkraft i Danmark. Disse samfundsøkonomiske omkostninger indeholder udgifter til investeringer, brændsler, faste og variable drift- og vedligeholdelsesudgifter samt CO₂-omkostninger. Derudover er der nogle omkostningselementer, som ikke er med i modelværktøjet. Det drejer sig om følgende elementer:

- Omkostninger til regulering af vindkraft og opretholdelse af forsynings-sikkerheden i elsystemet.
- Omkostninger til infrastrukturudbygning.

- Andre miljøeffekter end CO₂

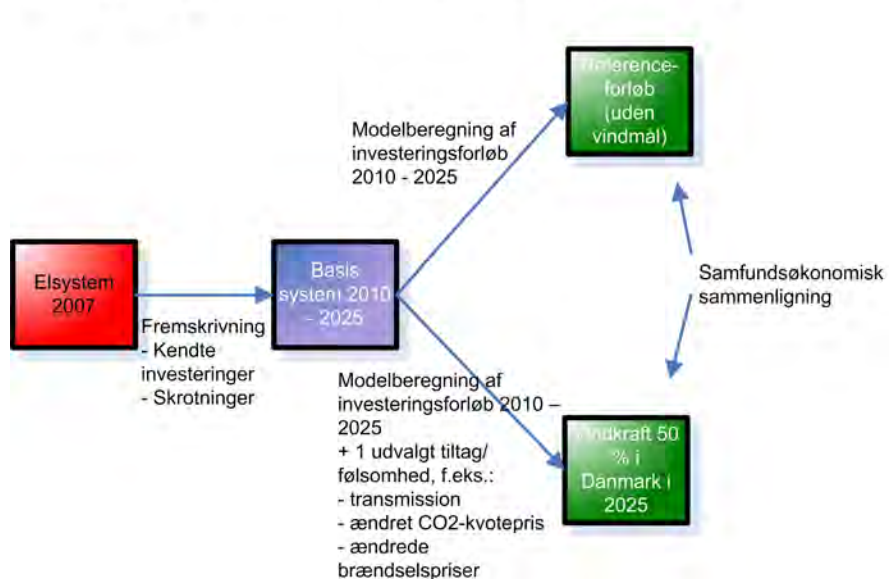
Disse elementer søges kvalificeret og værdisat uden for modellen. Dette beskrives i kapitel 4, 5, 6 og 11. Gevinster ved øget brændselsforsyningssikkerhed er ikke medregnet. Problemstillingen er dog belyst i bilag 1.

3.1 Følsomhedsanalyser

Som supplement til grundanalysen analyseres konsekvensen af ændrede forudsætninger om investeringspriser på vindkraft, om brændselspriser og om CO₂-kvoteprisen samt investeringer i yderligere transmissionskapacitet til de nordiske vandkraftmagasiner.

Metodikken i disse analyser fremgår af figuren nedenfor.

Beregningsmetodik basisberegning + tiltag



Figur 4: Beregningsmetodikken i følsomhedsberegninger for 2010 - 2025.

Herigennem illustreres værdien af vindkraft under forskellige systemforudsætninger for udbygning med vindkraft, og det analyseres, hvordan samfundsøkonomien påvirkes af systemets udformning.

Der laves to typer følsomheder:

- Den første type følsomhed (Type 1) gennemføres således, at hele investeringsforløbet 2010 – 2025 gennemregnes igen. Dermed ses konsekvenser for såvel ændrede investeringer, drift af elsystemet og samfundsøkonomi.

- Den anden type følsomhed (Type 2) gennemføres med de to beregnede investeringsforløb fra basisberegningen (referencescenariet og 50 pct. vind scenariet). Følsomheder viser således, hvad konsekvenserne er, hvis forudsætningerne ændres, men investeringerne alligevel fastholdes. På denne vis "robusthedstestes" de gennemregnede scenarier.

Samfundsøkonomi i analyserne

I analyserne opgøres den samfundsøkonomiske forskel på to beregningsforløb. Herved kan f.eks. den samfundsøkonomiske omkostning eller gevinst ved en dansk vindkraftmålsætning bestemmes. Med samfundsøkonomi menes i denne sammenhæng de samlede omkostninger i el- og fjernvarmesystemet til brændsel, drift og vedligeholdelse, investeringer, etc. Der ses ikke på afledte effekter for resten af samfundet, og den samfundsøkonomiske analyse er derfor en partiel analyse af el- og varmesektoren.

For hvert enkelt år i et beregningsforløb med Balmorel kan de samlede omkostninger for systemet opgøres. I de konkrete beregninger udregnes de samlede omkostninger i 2010, 2015, 2020 og 2025 for hvert scenario. Disse omkostninger omsættes derefter til en gennemsnitlig årlig omkostning for hvert af årene i perioden 2010 – 2025 ved lineær interpolation mellem de fire beregningsår. De årlige omkostninger i hvert år tilbagediskonteres herefter til 2007 med en given kalkulationsrente (3 pct.), og derefter udregnes gennemsnittet for perioden 2010 – 2025. Nye investeringer indregnes med en annuieret værdi (20 års levetid og 10 pct. rente) i det år, hvor der investeres, og der er ikke indregnet en scrapværdi.

4 Det nordiske elmarked – rammerne for udbygning med vindkraft

Danmark indgår i dag som en integreret del af det nordiske elmarked. Elproduktionen i det nordiske elsystem er i dag sammensat af ca. $\frac{1}{2}$ vandkraft, $\frac{1}{4}$ kernekraft og $\frac{1}{4}$ øvrig termisk produktion. Vandkraften spiller således en vigtig rolle i systemet og er en vigtig parameter ved indpasning af en stigende mængde vandkraft. Tabel 4 viser hvordan produktionen fordelte sig i 2002. Af tabellen ses, at størsteparten af vandkraftproduktionen sker i Norge og Sverige, mens det finske og det danske elsystem helt overvejende er domineret af termiske kraftværker. Set over hele året var vandkraftproduktionen i 2002 tæt på et normalår².

TWh	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Vandkraft	0	11	130	66	206
Kernekraft	0	21	0	66	87
Øvrig termisk kraft	32	40	1	11	84
Vindkraft	5	0	0	1	6
Total	37	72	131	143	383

Tabel 4: Elproduktion i de nordiske lande i 2002. Kilde: Nordel, 2002.

Elproduktionskapaciteten i de nordiske lande fremgår af nedenstående Tabel 5. Til sammenligning var det samlede maksimale elforbrug i Norden ca. 66.000 MW i 2002.

MW	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Maks elforbrug	6.339	13.655	20.689	25.800	-
Elproduktion:					
Vandkraft	11	2.948	27.558	16.097	46.614
Kernekraft	0	2.640	0	9.424	12.064
Øvrig termisk kraft	9.733	11.235	305	6.363	27.636
Vindkraft	2.888	43	97	339	3.367
Total	12.632	16.866	27.960	32.223	89.681

Tabel 5: Elproduktionskapacitet og maksforbrug i de nordiske lande i 2002. Det maksimale forbrug i de enkelte lande faldt ikke på samme tidspunkt, så summen for maksforbruget er ikke vist. Kilde: Nordel, 2002.

Sammenlignes produktionskapacitet i Norden med det maksimale forbrug kan man få det indtryk, at der er et betydeligt kapacitetsoverskud i det nordiske elsystem. En del af elproduktionskapaciteten er dog ikke tilgængelig for markedet, og desuden kan forbruget i en kold vinter være betydeligt højere end det var i 2002.

Det danske elmarked er en integreret del af det frie, nordiske elmarked. Handlen på engrosmarkedet for el foregår hovedsagligt på den nordiske elbørs, Nord Pool. I Danmark blev elsektoren liberaliseret i 1999 i en situation med

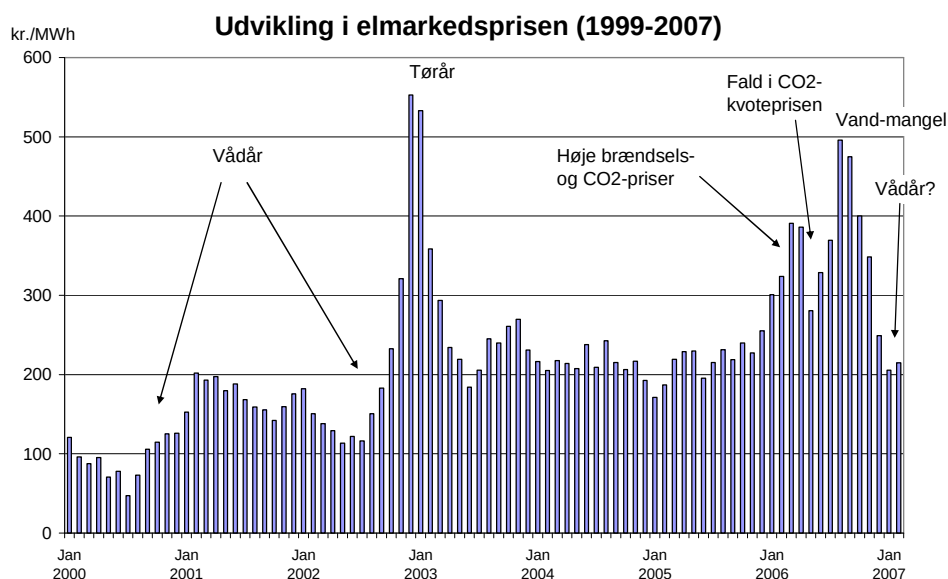
² Vandtilstrømningen fordelte sig imidlertid meget ujævnt over året i 2002. Forårstilstrømningen var større end normalt, hvorimod tilstrømningen i efteråret var væsentlig lavere end i et normalt vand år.

overkapacitet. Siden da er forbruget i Norden fortsat steget, uden at der i betydeligt omfang er etableret nye produktionsanlæg på kommercielle betingelser.

Generelt stigende elpriser

Som det fremgår af Figur 5 varierer elmarkedspriserne meget fra måned til måned, blandt andet stærkt influeret af mængden af vand i de nordiske vandkraftmagasiner. Den generelle tendens siden den danske elliberalisering har dog været stigende elpriser. I begyndelsen var elpriserne lave, mellem ca. 100 og 200 kr./MWh, men siden da er de steget til over 200 kr./MWh og i perioder over 300 kr./MWh.

Årsagen til de generelt stigende elpriser gennem de senere år skal blandt andet findes i stigende brændselspriser og en mindre produktionskapacitet i det nordiske system, som har gjort det nødvendigt at producere fra flere dyre spidslastanlæg, der har højere marginale omkostninger end andre værker. Desuden har indførelsen af EU's CO₂-kvotehandelssystem pr. 1. januar 2005 medvirket til at øge priserne.



Figur 5: Udvikling i elmarkedsprisen i Norden i perioden 1999-2007 (månedsgennemsnit for systemprisen).

4.1 Det nuværende markedsgesign: Nord Pool

Det danske elmarked er en integreret del af det frie, nordiske elmarked. Handlen på engrosmarkedet for el foregår hovedsagligt på den nordiske elbørs, Nord Pool, som muliggør handel mellem producenter, forbrugere og handlere³. Desuden handles der bilateralt.

³ Nord Pool er ejet af de systemansvarlige selskaber i Norden. I 2006 blev mere end 60 % af det samlede elforbrug i Norden handlet via Nordpool (02-04-2007, www.nordpoolspot.com).

Nord Pool Spot driver tre handelspladser for elektricitet: eltermin, elspot og elbas.

Elspot

Handelen på Nord Pools spotmarked, Elspot, foregår efter auktionsprincippet, hvor interesserede købere og sælgere dagligt før kl. 12 anmelder deres udbud og efterspørgsel i pris og mængde til Nord Pool time for time i det følgende døgn. Kl. 12:00 lukker markedet og Nord Pool Spot lægger alle bud sammen og beregner et priskryds (markedsprisen) time for time i det følgende døgn. I det nordiske elmarked planlægges elproduktionen således i princippet for ét døgn ad gangen, men vel at mærke 12 -36 timer før selve driftstimen.

Der eksisterer forskellige budformer på Elspot. Af hensyn til værker, som har relativt store start-stop omkostninger, kan man fx indgive et såkaldt blokbud, som gælder over flere timer. Kun hvis den gennemsnitlige spotpris i det angivne tidsinterval overstiger værkets bud, skal producenten producere i disse timer – ellers ikke.

Den balanceansvarlige hæfter

Når et bud godtages på Nord Pool forpligter den balanceansvarlige part sig til at levere en vis mængde el til et bestemt tidspunkt⁴. Hvis den balanceansvarlige ikke kan levere den aftalte mængde, eller leverer for meget i forhold til det aftalte, skal vedkommende betale for balanceringsomkostningerne.

Balancering håndteres i regulérkraftmarkedet (marked i selve driftstimen). De vigtigste årsager til systemubalancer, dvs. afvigelser mellem planlagt og faktisk drift, er fejl i forbrugsprognoser, fejl i vindprognoser og driftsproblemer på værker og transmissionslinier (herunder udfald).

Elbas

Elbas er et kontinuert marked, der løber efter afslutningen af spotmarkedet og i selve driftsdøgnet. Elbas giver aktørerne mulighed for på et organiseret marked med en offentligt kendt pris selv at handle sig i balance tættere på driftstimen. Aktørerne kan handle døgnet rundt og op til en time før leveringen finder sted.

Et velfungerende Elbas kan gøre det billigere for vindmøllejerne selv at handle sig i balance, når prognoserne for møllernes elproduktion ikke holder stik. Man kan handle på Elbas i Danmark, Sverige, Finland og Tyskland. Norge forventes at indgå i Elbas i nærmeste fremtid.

Priserne for balancering bør generelt være lavere i Elbas end i regulérkraftmarkedet, idet aktørerne i markedet gives bedre tid til at tilpasse deres produktion. Ved at sammenligne Elbas og regulérkraftpriserne for Østdanmark fra januar 2006 til og med marts 2007 ses, at den gennemsnitlige forskel på spotprisen og regulérkraftprisen har været 5,3 øre/kWh. I ca. halvdelen af timerne, har der været handlet på Elbas. I disse timer har forskellen på spotprisen og regulérkraftprisen været 4,6 øre/kWh. Forskellen mellem spotprisen og den

⁴ Elforbrugere og elproducenter er tilknyttet en balanceansvarlig, som har det juridiske ansvar overfor Nord Pool.

gennemsnitlige Elbas-pris har været 3,7 øre/kWh, hvilket vil sige, at Elbas prisen har været 18 pct. lavere end spotprisen. Der er her tale om gennemsnit-værdier – med en hensigtsmæssig strategi for handel på Elbas kan besparelsen øges.

Regulérkraftmarkedet

I selve driftstimen er det den systemansvarlige virksomhed, der har ansvaret for den tekniske balance mellem forbrug og produktion. I regulérkraftmarkedet indkøber den systemansvarlige virksomhed regulérkraft til at håndtere ubalancer i systemet. Reguleringen foregår ved, at balanceansvarlige selskaber indsender tilbud på op- og nedregulering til systemansvaret med angivelse af tilbudt mængde (MW) og energibetaling (kr./MWh).

Herefter vælger systemansvaret de reguleringsbud, der har den laveste pris. Af hensyn til netbegrænsninger kan det i nogle tilfælde være nødvendigt at aktivere regulérresurser indenfor eget systemområde, men i mange tilfælde handles regulérkraft på tværs af system- og landeområder.

Balancering

Som nævnt er det systemansvaret, der forestår balanceringen i driftstimen – det vil sige håndterer den såkaldte *systemubalance*. Systemubalancen kan defineres som den samlede forskel mellem prognosticeret forbrug og produktion dagen før driftsdøgnet og faktisk forbrug og produktion i driftstimen og måles praktisk ved at frekvensen afviger fra 50 Hz.

I Vestdanmark er der skrappe krav til balancering idet den planlagte udveksling med Tyskland skal overholdes. Energinet.dk anvender automatiske reserver til at sikre dette, hvilket medvirker til højere balanceomkostninger end i Østdanmark. I Østdanmark er det meget almindeligt, at ubalancer eksporteres til Sverige.

Eltermin

Eltermin er en børs for finansielle prissikringskontrakter, som kan gå op til fem år ud i fremtiden. Handelen foregår som ved en aktiebørs ved, at aktører (en køber og en sælger) mødes anonymt og bliver enige om en handel. De handlede priser og mængderne offentliggøres løbende. Herved får både sælger og køber sikkerhed for den fremtidige afregningspris.

Balancering af vindkraft

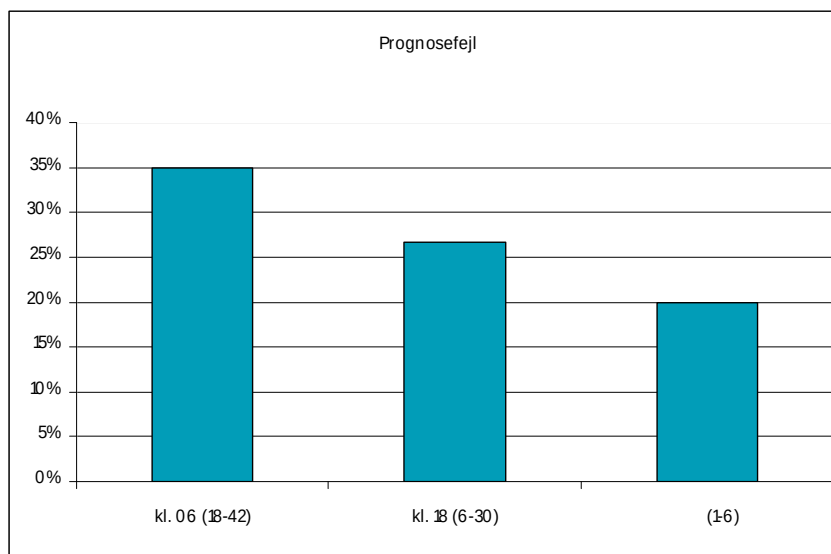
Vindkraft indmeldes på lige fod med anden elproduktion til Nord Pool for det kommende driftsdøgn. Fordi vindkraft kan være vanskelig at forudsige kan en voksende mængde af vindkraft bevirke, at ubalancerne vokser. En stor *systemubalance* betyder, at systemansvaret skal købe eller sælge den under- eller overskydende elmængde i form af regulérkraft. Energistyrelsen bemærker i Eloverløbsrapporten (Energistyrelsen, 2001) at dette kan medføre en ringere driftssikkerhed.

I Danmark modtager en stor del af vindmøllerne, som ikke er omfattet af aftagepligten, en balancegodtgørelse på 2,3 øre/kWh. Balancegodtgørelsen er en fast kompensation til vindmølleejeren for den betaling, der skal gives, for at en

Forudsigelse af vindkraftproduktion

udbyder af balanceydelser leverer denne ydelse. Den faktiske balancebetaling kan således afvige fra de 2,3 øre/kWh og kan i øvrigt variere fra måned til måned (Energistyrelsen 2007d).

De vindprognoser, der er anvendt til forhåndsansmeldelsen af vindkraft til Elspot af den forventede produktion, rammer ofte ved siden af og skaber ubalancer. Figur 6 viser prognosefejlene på vindkraftproduktionen, dvs. hvor meget vindkraftprognosen i gennemsnit afveg fra den faktiske produktion (bestemt som summen af årets prognoseafvigelse delt med den samlede produktion). Prognosefejl betyder, at vindkraft har en omkostning til balancering.



Figur 7: Prognosefejl på vindkraftproduktionen i Østdanmark i 2003 afhængigt af prognosetidspunktet (summen af årets prognoseafvigelser delt med den samlede produktion) (Elkraft System, 2005).

Den første søjle viser fejlen på de prognoser, der blev indmeldt for den prioriterede østdanske vindkraftproduktion til den nordiske elbørs Nord Pool. Prognosen laves kl. 06 dagen før driftsdøgnet og er derfor mellem 18 og 42 timer gammel, når man kommer frem til driftstimen. Den midterste søjle viser prognosefejlen, hvis det var muligt at anvende en prognose fra kl. 18, og den sidste kolonne fejlen, hvis der blev anvendt opdaterede prognoser (hver 6. time) i løbet af driftsdøgnet.

Det fremgår af figuren, at prognosefejlen reduceres betydeligt, når prognosen foretages tættere på driftstimen, fra ca. 35 pct. med 18-42 timer gamle prognoser til ca. 20 pct. med 1-6 timer gamle prognoser. Det vil således være væsentligt nemmere at indpasse vindkraften i elmarkedet, hvis indmeldingerne til NordPool sker tættere på driftstimen.

Det er dog interessant, at selv i Danmark, hvor vindkraften udgør ca. 20 pct. af den samlede elproduktion, er vindkraftens prognosefejl ikke dominerende for dimensionering af reservebehov ved håndtering af systemubalancer. I ca. 40

pct. af tilfælde med prognosefejl går vindkraftens ubalance i modsat retning end systemets samlede ubalance (Dupont, 2007).

Det nuværende markedsdesign, hvor produktionskapacitet indmeldes 12-36 timer før selve driftstimen er således ikke ideelt for vindkraft, da det kan være vanskeligt at forudsige, hvor stor produktion møllerne vil levere med så relativt lang en tidshorisont.

Et balancemarked som Elbas kan som nævnt gøre det billigere for vindmølle-ejerne selv at handle sig i balance. Balanceringsomkostninger for vind andrager i Danmark gennemsnitligt ca. 2 øre/kWh produceret vind. Indtil videre er der stort set ikke blevet handlet vindkraft gennem Elbas. Systemansvaret, som håndterer en stor del af vindkraftbalanceringen, anvender ikke Elbas, da det anses for at være en kommerciel aktivitet. Vindenergi Danmark, som håndterer balanceringen for en stor del af de vindmøller, der handler på markedsvilkår, har hidtil ventet på at Elbas skulle komme op at køre i Vestdanmark, hvor de har 80 pct. af deres møller stående (Dupont, 2007).

Elbas i Vestdanmark er åbnet den 11. april 2007. I gennemsnit sidste år blev der handlet 100 MW/h på Elbas i hele Norden. I de første 17 dage med Vestdanmark i Elbas er der handlet 138 MW/h i hele Elbas.

5 Forsyningssikkerhed og indpasning af vind i elsystemet

Elforsyningssikkerhed udtrykker sandsynligheden for, at der er strøm i kontakten, når forbrugeren efterspørger det (til en given pris).

Teknisk set kan forsyningssikkerheden opdeles i:

- Systemtilstrækkelighed
- Systemsikkerhed
- Energi- og brændselsforsyningssikkerhed

Vindkraft spiller en rolle i forhold til alle tre aspekter af elforsyningssikkerhed. Energi- og brændselsforsyningssikkerhed er kort berørt i bilag 1.

Varetagelse af forsyningssikkerhed

Tidligere bestod elsektoren af vertikalt integrerede selskaber med ansvar for forsyningssikkerhed. Nu er der i overensstemmelse med EU's eldirektiv udpeget en systemansvarlig (transmission system operator eller TSO i daglig tale) i alle EU lande med ansvaret for forsyningssikkerheden. I Danmark er ansvaret for opretholdelse af elforsyningssikkerheden placeret hos Energinet.dk.

Med indførelsen af elmarkedet er det aktørerne i det kommercielle elmarked, der skal sikre, at der er tilstrækkelig kraftværkskapacitet i systemet til at forsyne elkunderne.

Neden for gives en redegørelse for delelementerne i forsyningssikkerheden med særlig fokus på spørgsmålet omkring systemtilstrækkelighed og herunder vindkraftens effektivitet.

5.1 Systemtilstrækkelighed

Systemtilstrækkelighed beskriver elsystemets evne til at dække forbrugernes samlede elbehov til enhver tid, under hensyntagen til planlagte og rimeligt forventelige udfald af systemelementer. Traditionelt har effektbalancer været det primære værktøj til vurdering af systemtilstrækkelighed. Effektbalancer er opgørelser af den samlede tilgængelige produktionskapacitet i forhold til forventninger om det maksimale forbrug i et givent område. Mangel på kraftværkskapacitet vil sædvanligvis være et korttidsproblem som strækker over et antal timer dagligt i en periode, hvor belastningen af systemet er særlig stor.

Effektbalancer

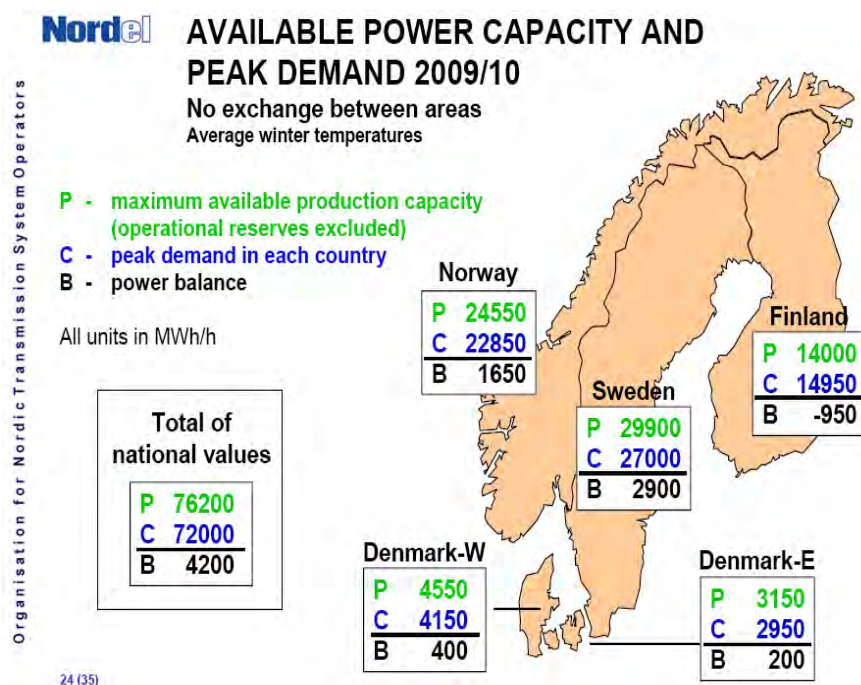
Effektbalancer, der sammenligner forventet elforbrug og produktionskapacitet, er et vigtigt planlægningsværktøj i nordisk sammenhæng til at vurdere systemtilstrækkeligheden. Hvert efterår opstiller de systemansvarlige i Norden (samlet i Nordel) en balance for den kommende vinter samt tre år ud i fremtiden.

Effektbalancerne tager højde for begrænsninger i transmissionsnettet og på produktionssiden. Ifølge Nordel sker vurderingen af tilgængelig kapacitet på baggrund af erfaringer fra tidligere spidslastsituationer. A-kraft værker antages

at køre på fuld kapacitet, vandkraft nedskrives med ca. 12 pct. af den installerede kapacitet og termiske værker nedskrives ligeledes for at tage hensyn til bl.a. havarier og kraftvarmebinding. Vindkraftens effektivværdi⁵ vurderes forskelligt i de nordiske lande. I Norge indgår vind med 10 pct. af den nominelle kapacitet og i Sverige med 5 pct., og i Finland og Danmark med 0 pct. (Nordel, 2006).

Effektbalancerne opstilles både for en normal vinterdag (gennemsnitlig vinter) og en såkaldt 10-årsvinterdag, hvor temperaturen er lav og elforbruget særligt højt (svarende til den kolde vinter, som har 10 pct. sandsynlighed for at forekomme).

I Figur 8 viser den forventede effektbalance for det nordiske elsystem i 2009/2010. Effektbalancen er bedre end fremskrivninger fra tidligere år, hvilket skyldes forventede investeringer i nye kraftværker særligt i Norge og Sverige. Nordel vurderer således, at den nordiske produktionskapacitet er tilstrækkelig til at dække spidslastforbrug i alle lande samtidigt selv på en kold vinterdag. Oplever alle lande koldt vejr samtidigt (såkaldt 10-årsvinter), kan balancen dog blive negativ og Norden bliver afhængig af import.



Figur 8: Forventet effektbalance i 2009/10 i de nordiske lande på en gennemsnitlig vinterdag (Nordel, 2006). Balancen vil være mere anstrengt på en såkaldt 10-års vinterdag, men dog positiv i både Øst- og Vestdanmark.

⁵ Vindkraftens effektivværdi skal forstås som den andel af konventionel kraftværkskapacitet, der overflødiggøres med udbygning med vindkraft (definition fra Miljøstyrelsen 2005)

"Den koldeste time"

I det liberaliserede elmarked er det tanken, at markedskræfterne skal sikre tilstrækkelig produktionskapacitet til at efterspørgslen kan tilfredsstilles med høj sandsynlighed. Teoretisk set har markedsfunktionen dog vanskeligt ved at sikre spidslastkapacitet til at dække fx "den koldeste time", da det ikke umiddelbart er attraktivt for investorer at investere i et anlæg, der kun skal operere i ganske få timer årligt. Dette problem er særligt for elmarkedet idet elektricitet skal produceres præcis når det efterspørges idet strøm i praksis (endnu) ikke kan lagres. Dette problem kan bl.a. afhjælpes via handel med vores nabolande idet det "sidste" spidslastanlæg herved får flere driftstimer.

Selv om det er markedsaktørerne, som forventes at investere i produktionskapacitet, er det systemansvaret, der har ansvaret for, at sikre strøm til alle forbrugere til enhver tid.

Der kan i den forbindelse være et uheldigt modsætningsforhold mellem systemansvarets ansvar for systemtilstrækkeligheden og troen på markedet: Markedskræfterne skal fremme en stigning i elprisen, der fører til investeringer i nye værker. Men når elprisen stiger, er det netop et tegn på at systemet er anstrengt, fx fordi der er en kuldeperiode, hvor der måske kun lige akkurat er effekt nok til at dække forbruget. Dette kan være svært at acceptere for systemansvaret, som har det juridiske ansvar for forsyningssikkerheden, og der vil derfor være en tilskyndelse til at sikre tilstrækkelig kapacitet fx gennem tilskud til reserver eller spidslastanlæg. Hvis aktørerne tror at dette sker, mister de tilliden til markedsrammerne og venter med at investere, hvilket igen vil tilskynde systemansvaret til at agere....

Prisafhængigt elforbrug

Det anses som en effektiv løsning på dette dilemma - med eller uden vind - at elforbruget gøres afhængig af elprisen. Forbrugerne skal frivilligt afstå fra forbrug, når elprisen er for høj. Derved sikres, at der ikke ske nogen ufrivillig afkobling af forbrugere, og man sikrer samtidigt en optimal udbygning med kraftværker, idet denne vil blive afspejlet i forbrugernes prispræferencer⁶. Hvis elforbruget er prisfølsomt, vil det fungere som et energilager og dette vil øge vindkraftens værdi og mindske risikoen for effektmangel – selv med meget vindkraft.

Systemydelser

En af de mekanismer, systemansvaret i dag anvender for at sikre tilstrækkelig reservekapacitet til at dække effektmangel, er kontrakter og aftaler med elproducenter og industrien om de såkaldte systemydelser. Det vil sige, at fx elproducenterne mod en kompensation stiller kapacitet til rådighed for spidslastsituationer eller at større industrivirksomheder stiller deres nødstrømsanlæg til rådighed. Tilsvarende laves også aftaler med større industrivirksomheder om

⁶ Denne problemstilling er bl.a. belyst i det EFP-støttede projekt "Forsyningssikkerhed og økonomisk efficiens i det fremtidige elsystem". Se bl.a. rapporten "Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked" (Morthorst et al, 2005). I rapporten vurderes desuden, hvilken betydning markedsmagt har for investeringer i elmarkedet.

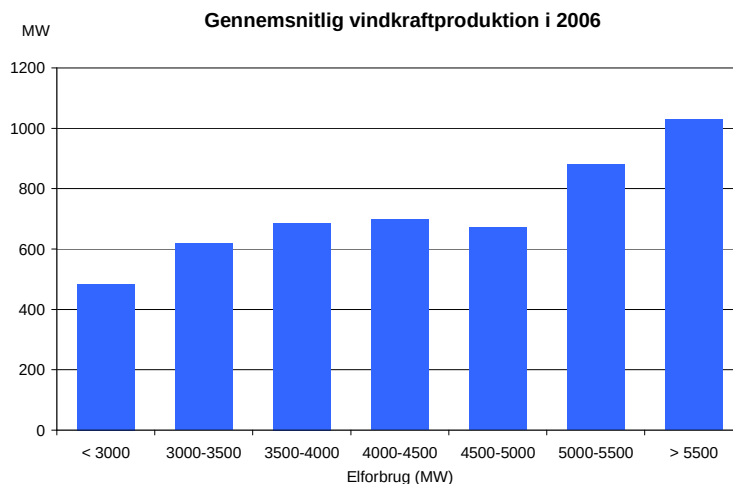
fleksibelt elforbrug forstået på den måde, at virksomheden forpligter sig til at bruge mindre strøm i spidslastperioder.

Fleksibelt elforbrug

Netop det fleksible forbrug forventes i fremtiden at komme til at spille en større rolle i forbindelse med forsyningssikkerheden (jf. ovenstående diskussion) og kan være et vigtigt instrument til at kunne håndtere en større indpasning af vindkraft. Det er sandsynligt, at det fleksible elforbrug vil slå igennem ikke kun blandt industrivirksomheder men også blandt den almindelige forbruger. Såfremt man kan få forbrugerne til at reagere på markedets signaler og således skrue op og ned for elforbruget i takt med at prisen på strøm stiger og falder, står man med et nyt effektivt redskab til at forebygge effektmangel. Det vil sige, at når vindmøllerne står stille og elprisen dermed stiger, skruer forbrugerne ned for forbruget og mindsker derved effekt manglen.

Vindkraften og elforbruget

Som gennemsnit er vindkraftproduktion højere i de timer, hvor også forbruget er højest og lavest når elforbruget også er lavest (se Figur 9). Generelt producerer vindmøllerne nemlig mest om vinteren og midt på dagen, når vi også bruger mest el.



Figur 9: Gennemsnitlig vindkraftproduktion som funktion af elforbruget. Baseret på faktiske produktions- og forbrugstal for Danmark i 2006. Der er mellem 700 og 1.700 timer i hvert af de viste intervaller.

Samspil mellem nabolande

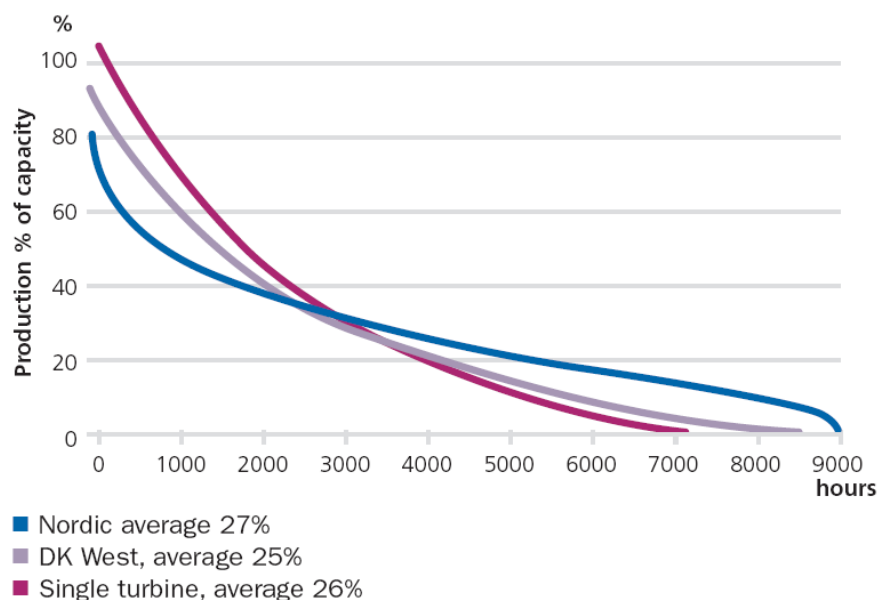
Et godt samspil mellem elsystemerne i Danmark og vore nabolande kan rejse spørgsmålet om, i hvor høj grad sikring af forsyningssikkerheden skal være et nationalt anliggende. Et af de vigtigste instrumenter til at håndtere effektmangel kan blive import af el fra nabolande. Normalt siger man, at det er for dyrt at lagre vindkraft, men Danmark ligger tæt ved et af verdens bedste ellagre: de norske og svenske vandmagasiner. Ved at tilbageholde produktionen på disse lagre, når det blæser kraftigt, er det i praksis muligt at lagre vinden, så den kan leveres tilbage igen til systemet i vindfattede perioder. Som beskrevet i afsnit 3, bidrager prissætningen i elmarkedet til, at lagringen sker optimalt. Begrænsninger i transmissionsnettet kan dog mindske mulighederne for lagring af vind-

kraftent på denne måde. Derfor er det i en vindmæssig sammenhæng interessant, at Statnett i Norge og Energinet.dk i Danmark i marts 2007 har indgået en aftale om at søge godkendelse til at bygge en fjerde elektrisk forbindelse mellem det norske og det danske elsystem (Skagerak 4) på 600 MW. Forbindelsen ventes tidligst taget i drift i 2012.

Geografisk spredning af møller

Udveksling på tværs af lande kan også bruges til at udjævne vindkraftproduktionen. Sandsynligheden for at det ikke blæser i alle dele af landet på én gang er meget lille, og ser man på vindkraftproduktionen i hele Nordeuropa endnu mindre. Hertil kommer, at forbrugsspidser også vil blive udjævnet på tværs af landene.⁷

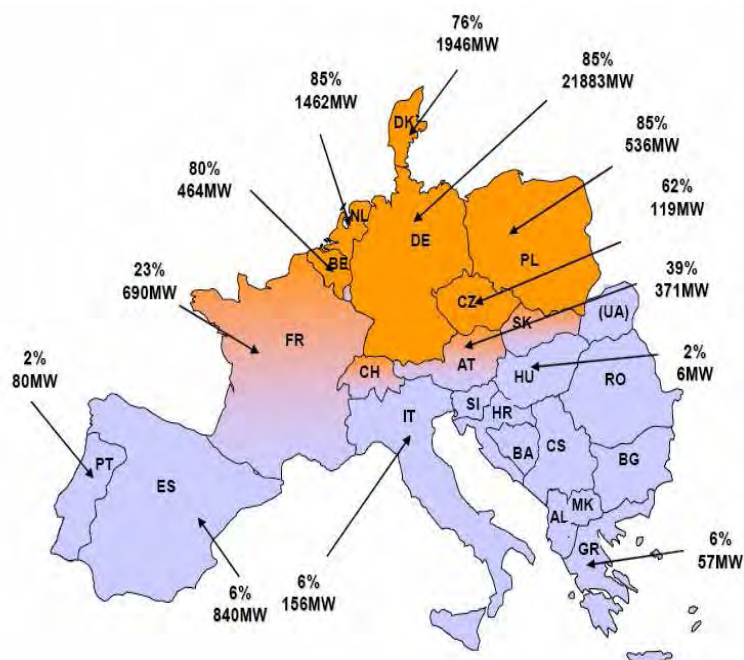
Udjævningen af vindkraftproduktion er afspejlet i Figur 10, som viser varighedskurver over produktion for en enkelt mølle, for den vestdanske elproduktion fra vindmøller og for den samlede nordiske elproduktion fra vindmøller – forudsat at der er lige stor vindmøllekapacitet i de fire nordiske lande. Det fremgår, at jo større område der betragtes, des mere jævn bliver elproduktionen fra vindmøller over året. Variansen mere end halveres når man sammenligner hele Norden med produktionen fra en enkelt vindmølle.



Figur 10: Varighedskurver over vindkraftproduktion for en enkelt mølle, for den vestdanske vindmølleproduktion og for nordisk vindmølleproduktion (forudsat at der er lige stor vindmøllekapacitet i de fire nordiske lande: Danmark, Finland, Norge og Sverige). Baseret på vindprofiler fra år 2000. Kilde: EWEA 2005, s. 59.

⁷ På grund af forskel i industristruktur og tidsforskellen til Finland er der en udglatning på mellem 1.000 og 2.000 MW i spidsbelastning, når man ser på hele Norden i stedet for de enkelte lande hver for sig.

Figur 11 viser tilsvarende, at i en situation hvor vindkraftproduktion i den nordlige del af UCTE⁸ (Belgien, Holland, Tyskland, Danmark og Polen) er på sit allerhøjeste, er produktionen relativt beskeden i det sydlige Europa. Optimal udnyttelse af vindkraften, vil derfor stille krav til udnyttelsen af transmissionsnettet og eventuelt øge behovet for udbygning af nettet.



Figur 11: Vindproduktion i UCTE i en situation med kraftig vind i Nordeuropa. Procenterne angiver hvor stor en del af den samlede installerede vindkapacitet i de enkelte lande, der er i drift. Situationen er baseret på vindkrafttidsserier fra i dag, mens vindkraftproduktionskapaciteterne er fremskrevet til 2008 (ETSO 2007).

Vindkrafts effektivitet

I et dynamisk marked vil vindkraftens effektivitet blive afspejlet i prisdannelsen på markedet og dermed også i de investeringer, der foretages i øvrige kraftværker og på forbrugssiden. En stor geografisk spredning af møllerne og gode muligheder for udveksling af el vil sammen med øget forbrugsfleksibilitet reducere behovet for at investere i øvrig kraftværkskapacitet. Investeringer på markedsbetingelser vil desuden sikre at de nye kraftværker, der udbygges, har relativt lave omkostninger for at tage hensyn til, at de vil få færre driftstimer i et system domineret af vindkraft.

I det ideelle marked vil stigende markedspriser i forbindelse med effektmangel give tilskyndelser til at udbygge med øvrig kapacitet eller reduktion i elforbruget. Omvendt vil faldende elpriser, fx i forbindelse med stor vindkraftproduktion, anspore forbrugerne til at bruge mere til el, fx til varmeproduktion. Vindkraftens effektivitet vil i et markedsbaseret system være udtrykt som den værdi, produktionen har i markedet, altså direkte udtrykt i elprisen.

⁸ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Europæisk samarbejdsorganisation for eltransmission.

Langsigtede rammer

Forestiller man sig, at en høj andel af vindkraft i den danske elforsyning skal ledsages af en konventionel kraftværkspakke til at dække blandt andet spidslastforbruget, er det væsentligt at sikre sig, at der investeres i denne kapacitet. En tidlig politisk udmelding om et sådant mål er derfor et væsentligt element til skabe sikkerhed for investorer. Investorerne har på den måde kendskab til de politiske mål for sammensætningen af den fremtidige energiforsyning og kan med denne viden investere i anlæg, der egner sig bedre til at dække spidslastforbrug, end det er tilfældet for de konventionelle værker, vi kender i dag. En langsigtet planlægning af vindkraftudbygningen vil samtidig afhjælpe og billiggøre systemansvarets planlægning og investering i transmissionsnettet.

5.2 Systemsikkerhed

Systemsikkerhed beskriver elsystemets evne til at modstå spontane driftsforstyrrelser, uden at det medfører helt eller delvist sammenbrud af elforsyningen. Systemsikkerhed handler især om at sikre elnettets stabilitet. Denne bestemmes primært af de produktionsenheder, der leverer ind på nettet, og deres indbyrdes samspil. Endvidere afhænger stabiliteten af, hvor hurtigt nettet kan genoprettes efter en alvorlig fejl.

Et vekselstrømssystem indeholder en række forskellige komponenter med muligheder for fejl ved overbelastning. Derfor er der indlagt en række forskellige beskyttelsesrutiner for at beskytte komponenter og mandskab. I særlige uheldige tilfælde kan fejl medføre følgefejl i beskyttelsesudstyret der leder til større strømsvigt. Sammenhængende vekselstrømssystemer er således forholdsvis komplicerede og skal drives elsystemet under nøje fastlagte procedurer, ofte kaldt "operational codes".

Dynamiske simuleringer

Systemsikkerheden i nettet kan belyses vha. med dynamiske simuleringer af driftsforstyrrelser, hvor kraftværkernes systemydelser, den decentrale produktion dynamiske egenskaber, vindmøllernes egenskaber, elnettets kapacitet, driftsreserverne og elforbrugets reaktion indgår (Elkraft System 2004). På den måde er det muligt at bestemme eksempelvis hvor meget vindkraft, det er forsvarligt at integrere i systemet, og hvilke tiltag der kan anvendes for yderligere at øge andelen.

Ingen tekniske barrierer for 50 pct. vind i elsystemet

Generelt viser dynamiske studier af vindkraftindpasning, at systemsikkerhed ikke udgør en væsentlig barriere for at udbygge med vindkraft. Naturligvis forudsat, at der foretages tilstrækkelige tiltag i systemet. Det kan fx dreje sig om spændingsregulerende udstyr (aktiv og reaktiv effektiv) placeret enten direkte i møllerne eller i udvalgte knudepunkter i nettet (EWEA, 2005, s. 89).

Der har været en vis bekymring for, at (mindre) fejl i transmissionsnettet kan medføre udfald af store mængder vindkraft og derved situationer med effektmangel (Nordel, 2004, s. 160). Erfaringer fra de senere år viser imidlertid, at moderne vindmøller er tilstrækkeligt robuste til at håndtere sådanne fejl i transmissionsnettet. Sædvanligvis er det kun de møller, der er placeret i

umiddelbar nærhed af den ramte transformerstation eller transmissionsforbindelse, der falder ud. Ældre møller kan dog skabe stabilitetsproblemer, hvilket bl.a. er dokumenteret i tyske studier (jf. ETSO 2007, s.34)

Tekniske forskrifter

Det systemansvarlige selskab udarbejder tekniske forskrifter – også kaldet "grid codes" – for tilslutning af elproduktionsenheder. I den forbindelse er der udarbejdet særlige tilslutningsregler for vindmøller og vindmøllefabrikanter har taget bestik heraf og tilpasset møllernes kontrolsystemer, så de lever op til disse.

Med hensyn til reaktiv effekt indebærer forskrifterne bl.a., at nye havmølleparker i Danmark skal være neutrale i forhold til det omgivende transmissionsnet. Endvidere skal havmøllerne kunne bidrage til at opretholde balancen for aktiv effekt (Eriksen et al. 2006).

Regulérkraft og reserver

Et vigtigt element for systemsikkerheden er at sikre tilstrækkelige mængder regulérkraft og reservekapacitet. Der skelnes traditionelt mellem regulérkraft og driftsforstyrrelsesreserver, hvor regulérkraft dækker over resurser til håndtering af afvigelser fra planlagt produktion (balancering) og driftsforstyrrelsesreserver, over kapacitet til håndtering af pludselige udfald af kraftværker eller transmissionsanlæg.

Regulérkraft

Hvis der i driftsdøgnet afviges fra den planlagte drift, kan der som nævnt i kapitel 3 være omkostninger forbundet med balancering. Balancering håndteres i regulérkraftmarkedet (i selve driftstimen).

For at sikre tilstrækkelig regulérkraftkapacitet afholder Energinet.dk udbud, hvor aktører i elmarkedet kan indgå aftale om rådighedsforpligtelse og – betaling med Energinet.dk. En sådan aftale forpligter virksomheden til at afgive regulérkraftbud med en nærmere aftalt størrelse og med et loft/gulv for den tilbudte energibetaling. Til gengæld får aktøren en rådighedsbetaling udover energibetalingen ved aktivering. Markedsaktøreren kan også undlade at indgå en sådan aftale og i stedet afgive regulérkraftbud, når han finder det attraktivt. I dette tilfælde får aktøren ikke rådighedsbetaling, men alene energibetaling ved aktivering⁹.

Energinet.dk's erfaringer

I den praktiske drift i fx det Vestsjællandske område udarbejdes dagen før hvert driftsdøgn en effektbalance. Balancen skal vise, om der i hver time er tilstrækkelig udlandskapacitet og såkaldt "regulérbar" produktion til rådighed til at dække forbruget og udveksling, såfremt vinden forsvinder. Er balancen positiv, vurderes situationen som OK. På sigt vurderes dette værktøj dog ikke at være tilstrækkeligt, og Energinet.dk er i færd med at udvikle nye værktøjer, der mere

⁹

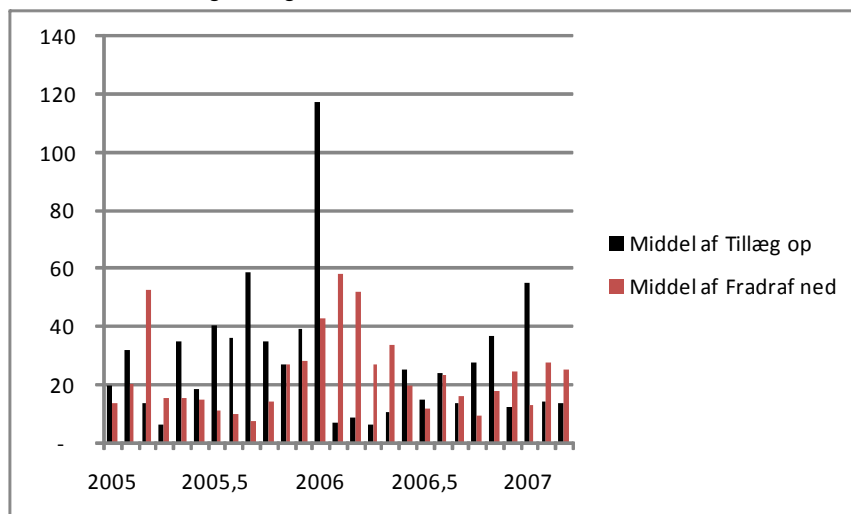
<http://www.energinet.dk/da/menu/Marked/Om+elmarkedet/Regul%c3%a9kraft/Deltagelse+p%c3%a5+regulerkraftmarkedet/Deltagelse+p%c3%a5+regulerkraftmarkedet.htm> (03/04/2007).

præcist kan hjælpe med at forudsige behovet for regulérkraft. Det vil dog tage tid, at udvikle disse nye værktøjer.

Vindhastigheder omkring 6-10 m/s er en særlig udfordring, idet de små vindændringer, som ofte forekommer i dette interval, betyder relativt store ændringer i vindkraftproduktionen.

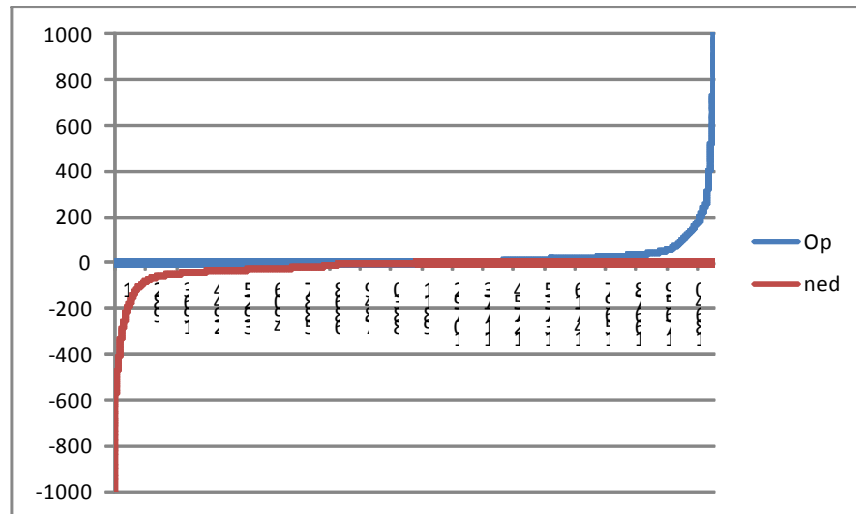
I øjeblikket har Energinet.dk valgt ikke at sikre sig adgang til ekstra reserver til regulering af vind, men prøve at klare sig ad "frivillighedens" vej. Dette har erfaringsmæssigt vist sig tilstrækkeligt, da man er hjulpet af, at der er flere regulerbare ressourcer til rådighed på de konventionelle kraftværker, når det blæser meget. En fortsat udbygning med vindkraft vil dog kræve en revurdering af disse forhold.

Figur 12 viser de historiske priser på regulérkraft i Østdanmark i perioden januar 2005 – marts 2007 (månedsgennemsnit). Det fremgår, at priserne på regulérkraft varierer betydeligt gennem perioden. I gennemsnit har prisen på tillæg ved opregulering ligget på 28 kr./MWh og for frafald til nedregulering på 24 kr./MWh for nedregulering.



Figur 12: Priserne på regulérkraft 2005-2007 som månedsgennemsnit for Østdanmark (DKK/MWh) udtrykt som strafomkostningen (ekstra betaling i forhold til spotprisen).

Gennemsnitsomkostninger til regulérkraft udtrykker, at der er en omkostning, hvis der skal foretages en regulering i mod systemets eventuelle ubalance. Hvis man derimod vil foretage en regulering, som hjælper systemet med at komme i balance, er der ikke omkostninger forbundet med reguleringen. Figuren nedenfor viser en varighedskurve for regulerkraftomkostningerne i samme periode.



Figur 13: Priserne på regulérkraft 2005-2007 som varighedskurve for Østdanmark (DKK) udtrykt som strafomkostningen (ekstra betaling i forhold til spotprisen).

Vindkraftens reguléromkostninger vil afhænge af, hvor godt produktionen kan forudses. Som det blev illustreret i kapitel 4, giver det nuværende markedssystem med indmelding af produktion 12-36 timer før driftsdøgnet, store prognosefejl for vindkraften.

På længere sigt, hvis vindkraftandelen stiger til fx 50 pct. kan der være bekymring for, hvorfra regulérkraften skal komme. Når vindkraftandelen øges, vil grundlastanlæggene få mindre driftstid, og man kan spørge til, om de overhovedet vil være til stede til den tid. Det er dog næppe sandsynligt, at vindkraften ikke vil være suppleret af termiske anlæg med gode reguleringsevner fremover. For aktørerne i elmarkedet vil der nemlig være en god forretning i at investere i kraftværker, der komplementerer vindkraften, bl.a. ved at have de efterspurgte reguleringsegenskaber. Systemansvaret vil desuden være hjulpet af, at der er flere regulerbare ressourcer til rådighed, når det blæser meget.

Der vil dog givetvis fortsat ligge en betydelig - og måske stigende - opgave i regulérkraftmarkedet ved storskala vindkraftindpasning, fordi den meteorologiske forudsigelse er meget varierende – og selv på helt kort sigt (få timer) kan vindprognoser ramme betydeligt ved siden af. Storskala vindkraft kan bl.a. forventes at øge behovet for reservering af regulérkraft hos markedsaktørerne. Studier viser dog, at så længe der er balance mellem forbrug og produktion i den koldeste time, vil der også være tilstrækkelig kapacitet til at levere regulérkraft. I de fleste tilfælde vil regulérkraften således kunne leveres fra eksisterende anlæg. Desuden bliver det vigtigt at aktivere forbrugssiden - også som leverandør af regulérkraft.

Moderne vindmøller kan imidlertid og levere regulérkraft. De kan de levere nedregulering ved at reducere produktionen, og hvis de er nedreguleret, som

kan de levere opregulering. Fx i forbindelse med kraftige storme kan det være værdifuldt at anvende disse egenskaber for at få en mere stabil produktion.

Udveksling af ubalancer

Et centralt spørgsmål i forhold til fremtidens regulérkraftressurser vedrører mulighederne for at "udveksle" ubalancer på tværs af nabolande.

Inden for Nordel-området, som Østdanmark er en del af, er der fokus på systemets samlede ubalance, og der er ikke krav om, at hvert delsystem er i balance. Ubalancen håndteres i princippet i fællesskab, og regulérkraftressourcerne købes i et fælles regulérkraftmarked (kaldet NOIS). Derved sikres konkurrence blandt leverandørerne samt adgang til store mængder regulérkraftressourcer. Omkostningerne afholdes af de aktører, som har medvirket med en ubalance i systemets retning.

Vestdanmark derimod er del af det centraleuropæiske system UCTE, hvor hvert delområde (Control Area) skal holde balancen til nabosystemerne i driftstimer. I Vestdanmark anvendes automatiske reserver til at holde balancen til Tyskland. Dette sker ved automatisk regulering på et kraftværk, hvilket er en relativt dyr type reserve. I praksis foregår det ved, at hvert Control Area råder over en "Load Frequency Controller", f.eks. et dedikeret kraftværk, der får indkodet den planlagte udveksling til naboområdet. Hvis denne udveksling ikke følges i driftstimen, regulerer controlleren op eller ned. Hvis man i driftsdøgnet kan forudsige store ubalancer kan man prøve at justere udvekslingsplanen efter aftale med nabo-TSOén. Hvis det er muligt, genereres en ny plan til LFCén som så skal følges.

Behov for fleksibilitet mellem systemområder

UCTE tilgangen giver et væsentligt mere stift system, og mulighederne for at udveksle regulérkraftressurser på tværs reduceres. Et stift system kan være særligt problematisk for vindkraft, som nyder fordel af at vindens fluktuationer udjævnes på tværs af store geografiske områder. På længere sigt kan der derfor være både forsyningssikkerhedsmæssige og økonomiske fordele ved at sikre en fleksibel udveksling mellem systemdelområder, fx ved øget handel tæt på driftsøjeblikket eller, hvis det er muligt, ved at lade ubalancer flyde mellem områderne som i Nordel.

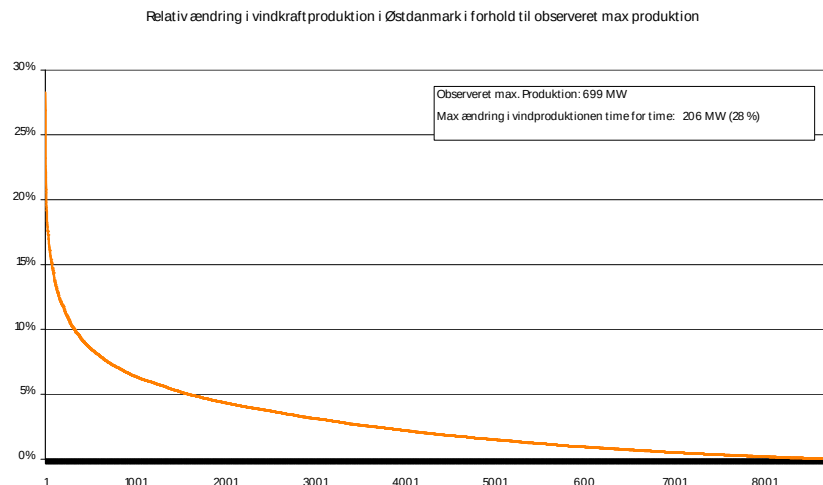
Reserver

Driftsforstyrrelsesreserver kan opdeles på primære reserver, der automatisk skal respondere indenfor sekunder på udfald af enheder og sekundære reserver, som skal kunne startes op indenfor et lidt længere tidsrum fx 15 minutter, hvis det er påkrævet af systemet.

N-1 kriterium

Systemet skal altid råde over reserver til at håndtere dynamiske konsekvenser af den værst tænkelige fejl på en måde, så systemet hurtigt kan bringes i sikker drift. I Danmark anvendes et N-1 kriterium som indebærer, at mængden af reserver er dimensioneret til at kunne udfald af største anlæg eller transmissionsforbindelse, det vil i praksis sige udfald på op til ca. 600 MW.

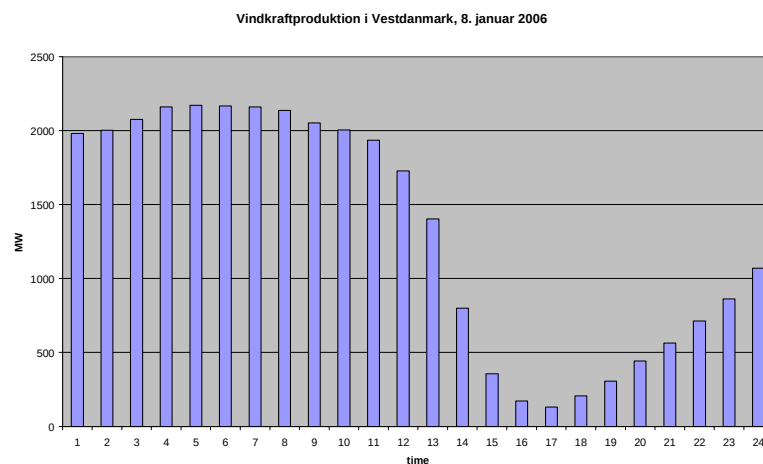
Primære reserver	Da vindkraft består af mange mindre enheder, sker der ikke kraftige ændringer i vindkraftproduktion i løbet af få sekunder, som der eksempelvis kan ske, hvis en stor termisk produktionsenhed kobler sig af nettet. En forøgelse af vindkraft i Danmark til 50 pct. af elforbruget vil derfor ikke påvirke mængden af primære reserver (frekvensstyrede reserver), dvs. produktionsanlæg der regulerer op eller ned for at kompensere for pludselige ændringer i systemet, så som udfald af andre produktionsanlæg eller transmissionsforbindelser (EWEA, 2005, s. 73,76).
Sekundære reserver	De sekundære reserver består af "rullende anlæg" (fx værker der kører i delast og er parat til at øge produktionen, hvis der skulle blive behov for det) samt stående reserver (anlæg der kan startes op på kort tid eller forbrugere - der mod betaling - vil koble sig af nettet). Disse ressourcer skal normalt kunne bringes i spil inden for 15 minutter. Da ændringer i vindkraftproduktion sker relativt langsomt, vil vindkraften ikke i sig selv medføre et øget behov for driftsforstyrrelsesreserver. Inden for et enkelt delområde i et system kan variationerne være større, men da vinden ikke "falder ud" på samme måde, vil formentlig ikke være nødvendigt at ændre på dimensioneringskriterierne for driftsforstyrrelsesreserverne. Det skal dog bemærkes, at ingen større elsystemer i praksis har opereret med mere end ca. 25 pct. vindkraft på årsbasis (Vestdanmark), og derfor har stor-skala integration endnu hovedsagligt været analyseret på baggrund af teoretiske studier.
Ændringer i vindkraftproduktion sker relativt langsomt	Figur 2 nedenfor viser den relative ændring i vindkraftproduktionen time for time i Østdanmark i 2004. Fluktuationerne mellem timerne er i langt de fleste af timerne mindre end 10 pct. af den samlede installerede vindkraftkapacitet. Fluktuationerne inden for den enkelte time vil formentlig være mindre, men dette er ikke belyst her. I den analyserede periode ændrede produktionen sig maksimalt med 28 pct. målt i forhold til den installerede kapacitet. Det svarer til godt 200 MW, idet den totale installerede kapacitet var knap 700 MW i Østdanmark på daværende tidspunkt. I Vestdanmark er de relative ændringer lidt mindre, hvilket bl.a. hænger sammen med, at møllerne er spredt over et større areal. For de danske møller som helhed er ændringerne endnu mindre, og i driftssættelsen af den elektriske Storebæltsforbindelse vil yderligere begrænse "problemet" I et stort område som det nordiske viser erfaringen, at produktionen fra vindkraftværker time for time ikke vil ændre sig med mere end 10 pct. af installerede kapacitet (EWEA, 2005, s. 73).



Figur 14: Relativ ændring i vindkraftproduktionen i Østdanmark i forhold til den maksimale produktion (analyseret for et år, 01.12.2004- 30.11.2004)

Storm og orkan

Passager af storme/orkaner kan udgøre en særlig udfordring, idet den kraftige blæst kan få mange møller til at koble ud, når vindstyrken når et vist niveau (for at beskytte møllen). Grafen nedenfor viser den samlede vindkraftproduktion i Vestdanmark 8. januar 2006 under passage af en storm. Om natten og om formiddagen er produktionen på godt 2000 MW, men om eftermiddagen falder produktionen markant, fordi stormen når sit maksimum, og møllerne begynder at koble ud. Om aftenen ved 17-18 tiden er produktionen nede på ca. 130 MW. Den maksimale reduktion time for time er 600 MW fra time 13 til time 14. Selvom produktionen således falder drastisk, er reduktionen i produktionen time for time ikke større end udfaldet af den største termiske enhed. Og hvad der er væsentligt at bemærke: nedgangen i produktionen sker gradvist over en længere periode.



Figur 15. Vindkraftproduktion i Vestdanmark 8. januar 2006 under passage af en storm. Den maksimale reduktion time for time er 600 MW fra time 13 til time 14.

Udkobling af vindkraft kan forudses

Med en betydeligt større mængde vindkraft i det danske elsystem, vil hændelser, som den ovenfor beskrevne, udgøre end tilsvarende større udfordring for elsystemet. Det vil imidlertid være muligt at forudsige udkoblingen af vindmøllerne med timers varsel ud fra de prognosticerede vindforhold og dermed varsle de termiske kraftværker, at der bliver brug for deres produktion (fx gennem handler i elbas).

I det nuværende design for havmølleparker kobler alle møller sædvanligvis ud på samme tidspunkt (ca. 25 m/s), når stormen tager til. På grund af vindmøllernes geografiske koncentration kan større mølleparker medføre en risiko for at miste store mængder produktionskapacitet pludseligt på samme vis som ved udfald af termiske kraftværker.

Dette kan give anledning til spørge om man i fremtiden ved storskala investering i havmølleparker bør opstille særlige systemkrav, der kan tage højde herfor, fx ved lade nogle møller udkoble ved lavere eller højere vindhastigheder og/eller at dimensionere møllerne til forskellige møllehastigheder, så nogle møller er specialiseret i at udnytte de kraftige vinde. Der vil formentligt være et vist samlet produktionstab ved ikke at designe alle møller til samme vindhastigheder, men for systemet som helhed, kan der være betydelige gevinster i form af sparede omkostninger til reservation af driftsreserver.

5.3 Opsamling på omkostninger til indpasning af vind

I kapitlet er gennemgået de udfordringer, der kan være ved at indpasse en større mængde vindkraft i det nordiske elsystem. Det er vurderet, at omkostninger til driftsreserver ikke vil påvirkes af en stigende mængde vindkraft i systemet. Omkostninger til regulering ligger i dag på omtrent 2 øre/kWh og vil sandsynligvis stige med stigende andel af vindkraft i systemet. Det vurderes, at priserne vil stige til ca. 4 øre/kWh.

6 Miljøgevinster ved vindkraft

Dette kapitel giver en kort oversigt over miljøomkostninger ved elproduktion-sanlæg. Kapitlet er bl.a. baseret på det arbejde, som Ea Energianalyse har gennemført for Dansk Energi i studiet "Elproduktionsomkostninger for nye, danske anlæg" i 2006.

For at få et dækkende billede af de samfundsmæssige omkostninger ved energiproduktion fra forskellige typer energianlæg er det væsentligt at inddrage miljøomkostningerne. Resultater fra det fælles europæiske forskningsprojekt ExternE¹⁰ viser, at klimaændringer og luftforurening udgør de vigtigste miljøomkostninger forbundet med energiproduktion, og at omkostningerne primært er relateret til energiproduktionsfasen. Hertil kommer en række særlige a-kraft-problemstillinger.

CO₂-udledningen fra energianlæg er i dag omfattet af EU's kvotehandelssystem. Desuden er der i en række lande indført afgifter på udledning af SO₂, i Danmark på 10 kr./kg.

Klimaændringer

EU kvotehandelssystem	Siden januar 2005 har de mest energiintensive virksomheder i EU været omfattet af EU's kvotehandelssystem. Formålet med kvotehandelssystemet er at sikre reduktion af CO ₂ -emissioner på en markedsorienteret og økonomisk effektiv måde.
Kvoteallokering	Virksomhederne, der indgår i systemet, tildeles en mængde gratis kvoter og gives mulighed for indbyrdes handel med kvoter. Herved skabes der et marked og en pris for CO ₂ udledning. Allokeringen af kvoter til de omfattede virksomheder fungerer som et finansielt tilskud, der bidrager til, at opretholde deres konkurrenceevne i forhold til konkurrerende virksomheder udenfor EU.
Politisk fastsat pris	Prisen på CO ₂ -kvoterne er som i andre markeder bestemt af udbud og efterspørgsel. Imidlertid er tildelingen af kvoter resultatet af en politisk proces, som ikke nødvendigvis afspejler de reelle miljøomkostninger ved udledning af CO ₂ i en global sammenhæng. Men kvotehandelssystem giver dog en, i det mindste delvis, internalisering af CO ₂ udledningsomkostningerne i markedsprisen for energi.
Den langsigtede kvotepris	Energistyrelsen har i forbindelse med Energistrategi 2025 vurderet at den internationale pris for at reducere CO ₂ på lang sigt vil lægge sig på et niveau omkring 150 kr./ton. Skønnet er behæftet med betydelig usikkerhed og vil blandt andet afhænge, hvor ambitiøse klimamålsætninger, der kan indgås på global plan.

¹⁰ ExternE 2005.

På grund af de store usikkerheder, der er forbundet med resultater fra klimamodeller, anbefaler ExternE at bruge et "avoidance cost"-princip ved prissætningen af drivhusgasemissioner, dvs. et skøn over omkostningerne ved at reducere udledningen af drivhusgasser. I dette projekt anvendes 150 kr./ton som et centralt skøn for en langsigtet CO₂-pris.

For et nyt kulfyret kraftværk indebærer en CO₂-pris på 150 kr./ton at produktionsomkostningerne stiger med ca. 11 øre/kWh. For et nyt gasfyret kraftværk er CO₂-omkostninger kun halvt så store, ca. 5 øre/kWh, hvilket dels skyldes gassens lavere kulstofindhold dels anlæggets højere virkningsgrad, som betyder, at den relative omkostning per produceret kilowatttime bliver lavere.

I teorien vil et kvotesystem give samme incitamenter som et CO₂-afgiftssystem, hvor afgiften svarer til kvoteprisen. Dette gælder uanset, om aktørerne modtager kvoterne gratis, eller om de betaler for dem, idet kvoterne alternativt ville kunne sælges til den aktuelle pris på det europæiske kvotemarked. Når et kraftværk byder sin produktion ind i elmarkedet, er CO₂-kvoteprisen derfor at betragte som en reel omkostning.

Luftforurening

ExternE-analyserne viser, at udledningen af de klassiske forureningskomponenter, som SO₂, NO_x og partikler er langt mere alvorlige end andre luftforureningskomponenter som fx CO, dioxiner og furaner. I det følgende er derfor kun SO₂, NO_x og partikler behandlet.

Luftforurening har en række negative effekter i omgivelserne som fx øget korrosion af bygninger, forringet landbrugsudbytte, skader på økosystemer og sundhedsskader på mennesker. Af disse effekter vurderes sundhedseffekterne at udgøre den største økonomiske omkostning. Det skal i den forbindelse bemærkes, at det ikke har været muligt at fastsætte omkostningerne ved forurening og eutrofiering (overgødskning) af økosystemer, da der ikke foreligger pålidelige vurderinger heraf. Ser man på EU som helhed peger foreløbige analyser peger dog på, at omkostningerne ved forurening og eutrofiering er beskedne sammenlignet med helbredseffekterne fra luftforurening. Imidlertid kan omkostningerne være betydelige i områder med følsomme økosystemer.

En række videnskabelige og metodemæssige spørgsmål gør det problematisk at foretage en entydig og sikker vurdering af de samfundsmæssige omkostninger ved luftforurening fra en bestemt kraftværksteknologi. Blandt andet er spørgsmålet om værdisætning af tabte menneskeliv kontroversielt og har været genstand for megen debat¹¹.

¹¹ Det har eksempelvis stor betydning, hvordan man værdisætter merdødelighed i samfundet, specielt for tidlig død hos ældre mennesker da hovedparten af forureningsrelaterede dødsfald sker efter 60-års-alderen. Skal ældre menneskers død tillægges lavere værdi end dødsfald blandt yngre mennesker – og i så fald hvor meget lavere værdi? I den forbindelse ses to tilgange - VSL-tilgangen (Value of Statistical Life), hvor ældre mennesker liv tildeles en værdi omtrent på samme niveau som yngre, og VLYL-tilgangen (Value of Life Years Lost), hvor de tildeles en betydeligt lavere værdi, fordi de har færre år tilbage at leve i.

Da der ikke er konsensus om, hvilken metode der er mest rigtig blandt miljøøkonomer, er det valgt at sideordne de to metodiske hovedretninger og præsentere resultatet af begge tilgange (se Tabel 6).

Skadesomkostning (DKK/kg)	CAFE 2005 Lavt est. (VLYL)	CAFE 2005 Højt est. (VSL)
Partikelforurening	120	360
NO _x /nitrat	33	91
SO ₂ /sulfat	39	113

Tabel 6: Skadesomkostninger for emissioner udledt i Danmark ifølge EU's CAFE program (Clean Air for Europe).

Man kan yderligere anlægge to perspektiver på vindkraftens miljøgevinst: enten sammenlignes med omkostninger ved at udbygge med ny produktionsanlæg eller se på miljøomkostningerne for den produktion møllerne vil fortrænge.

Luftforureningsomkostninger for nye anlæg

Beregninger fra studiet "Elproduktionsomkostninger for nye, danske anlæg" viser, at for et nyt kulfyret kraftværk i 2015 udgør de samlede miljøomkostninger fra luftforurening mellem ca. 2 og 4 øre/kWh afhængigt af den metodiske tilgang til vurdering af tabt liv. For det gasfyrede kraftværk ligger omkostningerne mellem ca. 0,25 og 1 øre/kWh. Emission af NO_x er den luftforureningskomponent, som indebærer de største omkostninger for alle kraftværkstyper.

Miljøomkostningerne er relativt lave sammenlignet med tidligere studier af Danmarks Miljøundersøgelser og i ExternE regi. Dette skyldes ikke, at omkostningerne ved at forurene er vurderet lavere i dette studie, men derimod at der er forudsat et højt niveau af røgrensning på de centrale værker, bl.a. for at afspejle der at anvendes bedst tilgængelige kraftværksteknologi. Desuden tages højde for de reduktionspotentialer, bl.a. for SO₂, som allerede er opnået på eksisterende danske værker, samt at nye værker skal overholde gældende EU-lovgivning (EU direktivet om emissioner fra store fyringsanlæg).

Miljøomkostninger på det decentrale biomasseanlæg er forholdsvis høje (6-18 øre/kWh), hvilket primært skyldes, at anlægget ikke antages at være udstyret med miljøanlæg i samme omfang som de større værker.

Luftforureningsomkostninger for eksisterende anlæg

En anden måde, at beregne vindkraftens miljøgevinster på, er at værdisætte miljøomkostningerne for den fortrængte produktion i det eksisterende system. Opgørelser fra Energinet.dk's Miljørapport 2006 (Energinet.dk, 2006c) viser, at den danske el- og kraftvarmesektor i 2005 udledte 7.931 tons SO₂, 40.845 tons NO_x og 993 ton partikler.

Ved at anvende de samme relative skadesomkostningsestimater, som er brugt til analysen for nyanlæg, kan de samlede luftforureningsomkostninger for sektoren bestemmes til mellem 1,7 og 4,7 mia. kroner afhængigt af, om der anvendes et lavt eller et højt estimat for luftforurenings miljøomkostninger¹². Fordeles omkostningen på de termiske værkers produktion, svarer det til miljøomkostningerne på mellem 6 og 17 øre/kWh – altså betydeligt højere end for nye anlæg baseret på bedst tilgængelig teknologi. Omkostningerne ved NO_x-udledning står ligesom for nyanlæg for langt hovedparten af de samlede luftforureningsomkostninger.

Opsamling

Værdien af vindkraft afhænger således af, hvilke typer anlæg der fortrænges produktion fra. Hvis vindkraft fortrænger nye gas- eller kulfyrede kraftværker, er værdien relativt lav. Hvis der derimod fortrænges produktion fra den eksisterende mere beskidte produktionspark, er værdien betydeligt større. Værdien afhænger desuden af, hvordan skadesomkostningerne ved emission af luftforurening er værdisat, herunder bl.a. spørgsmålet om værdisætning af statistisk liv (se Tabel 7).

Hvad fortrænges?	Lavt estimat for skadesomkostninger (VLYL-baseret)	Højt estimat for skadesomkostninger (VSL-baseret)
Nyt kulkraftværk	2 øre/kWh	4 øre/kWh
Nyt gaskraftværk	0,25 øre/kWh	1 øre/kWh
Gns. værker i dag	6 øre/kWh	17 øre/kWh

Tabel 7: Sammenligning af værdien af vindkraft for hhv. kulfyrede og gasfyrede kraftværker beregnet efter de to forskellige metoder.

Miljøgevinster ved vindkraft i denne rapport

I denne rapport opgøres reduktionen af miljøomkostningerne ved udbygning med vindkraft ved at beregne den fortrængte udledning i scenarierne for udbygning med vindkraft. Med elmarkedsmodellen Balmorel opgøres udledninger af CO₂, NO_x og SO₂ i et referencescenarie og i scenarier for udbygning med vindkraft i Danmark. Der er i modellen indlagt emissionsfaktorer for de forskellige kraftværker, som indgår. Partikelemissionen indgår ikke og er ikke medregnet i de samfundsøkonomiske beregninger i denne rapport. På baggrund af reduktionen af emissioner af CO₂, SO₂ og NO_x kan reduktionen i miljøomkostninger som følge af vindkraftudbygningen beregnes. Omkostningen ved CO₂ er internaliseret i modellen med værdi på 150 kr./ton, mens SO₂ og NO_x værdisættes uden for modellen med gennemsnittet af VLYL- og VSL-metoden. Der er således anvendt en skadesomkostning på 62 kr./kg for NO_x og 76 kr./kg for SO₂.

¹² Partikler dækker over den samlede mængde udledte partikler (TSP, Total Suspended Particles) og er ikke opdelt på fraktioner som PM10 eller PM2.5, der angiver partiklernes størrelse. Til de videre beregninger er det anslået, at 1/3 af partikelmængden er i størrelsen PM2.5. De termiske værker i Danmark producerede i alt ca. 27 TWh el i 2005. De termiske værker er baseret på kul, gas, olie og biomasse. I beregningen er alle miljøomkostninger fra kraftvarme anlæg tillagt elproduktionen.

7 Model og hovedforudsætninger

I dette kapitel beskrives modellen og derefter hovedforudsætninger til modellen for beregninger af stigende mængder vindkraft i Danmark.

7.1 Balmorel modellen

Balmorel modellen er en partiel ligevægtsmodel, der beskriver et sammenhængende internationalt el- og kraftvarmesystem.

Balmorel modellen er et typisk eksempel på en model, der blander bottom up elementer (klassisk teknisk/økonomisk modellering m.v.) og top down elementer (baseret på økonometriske analyser m.v.). Modellen er en lineær programmeringsmodel og modelsproget GAMS er anvendt til implementering af modellen.

Balmorel anvendes bl.a. af Energinet.dk, COWI, Forskningscenter Risø, IMM-DTU og Ea Energianalyse. Mere information om modellen kan findes på hjemmesiden www.balmorel.com.

Ligevægtsprincip

I almindelighed gælder, at hvis der er fuld information, vil den anvendte målfunktion give en løsning, der svarer til, at der produceres således, at de billigste anlæg anvendes først. Anlæggene anvendes altså i en rangorden svarende til de marginale produktionsomkostninger, og omkostningen på det marginale (dvs., det dyreste blandt de producerende) anlæg definerer prisen (el-, hhv. varme).

Modellen afspejler således en situation med velfungerende el- og varmemarkeder med fuldkommen konkurrence både blandt centrale og decentrale anlæg. Der regnes ikke på situationer med ufuldkommen konkurrence / markedsmagt.

Idet også forholdene omkring transmission, distribution, lagring og investeringer inddrages, vil løsningen (de fysiske størrelser) og de tilhørende priser afspejle en række ligevægte:

- Ligevægt mellem forbrugernes marginale nyttefunktioner og producenteres marginale omkostninger i ethvert tidsafsnit og ethvert geografisk delområde
- Ligevægt i ethvert tidsafsnit mellem de geografiske delområder (regioner), formidlet under påvirkning af eltransmissionsforhold (tab, omkostning og kapacitet)
- Ligevægt mellem de enkelte tidsafsnit inden for året, formidlet af lagre
- Ligevægt mellem el- og varmesiderne
- Ligevægt mellem de kortsigtede og de langsigtede marginale produktionsomkostninger.

Input til modellen

De væsentligste input til modellen er:

- El- og varmeprogner (el- og varmemeforbrug kan forudsættes at være priselastiske)
- El- og varmemeforbrugsprofiler
- Tekniske og økonomiske karakteristika for produktionsanlæg, herunder produktionskapaciteter, virkningsgrader, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, brændselspriser og emissionskoefficienter
- Miljøregulering i form af afgifter og kvoter
- Muligheder for transmission af el mellem regioner og lande
- Vindprofiler, vandkrafttilstrømning
- Geografisk specifikation, transmissionsforhold m.v.

Simuleringsresultater

En simulering med modellen fastlægger størrelsen af de variable, der indgår i modellen, typisk:

- el- og varmeproduktion
- el- og varmemeforbrug
- eltransmission
- energiforbrug
- emissioner
- investeringer

Disse størrelser findes på de relevante tidsmæssige og geografiske niveauer. Hertil kommer, at modellen som resultat giver priser, der ligeledes er tidsmæssigt og geografisk opdelt, og hvor den primære interesse knytter sig til:

- elpriser
- varmepriser

På baggrund af kendskab til de fysiske størrelser og priserne kan der udledes en række analyseresultater, f.eks. i form af beregning af samfundsøkonomiske forhold, herunder forskel i økonomien for forskellige grupper (forbrugere, producenter, mv.) under forskellige forudsætninger.

Endogene og eksogene investeringer

Modellen tillader, at der arbejdes med eksogene (brugerspecificerede) og endogene (fundet i modellen) investeringer for produktionsteknologier.

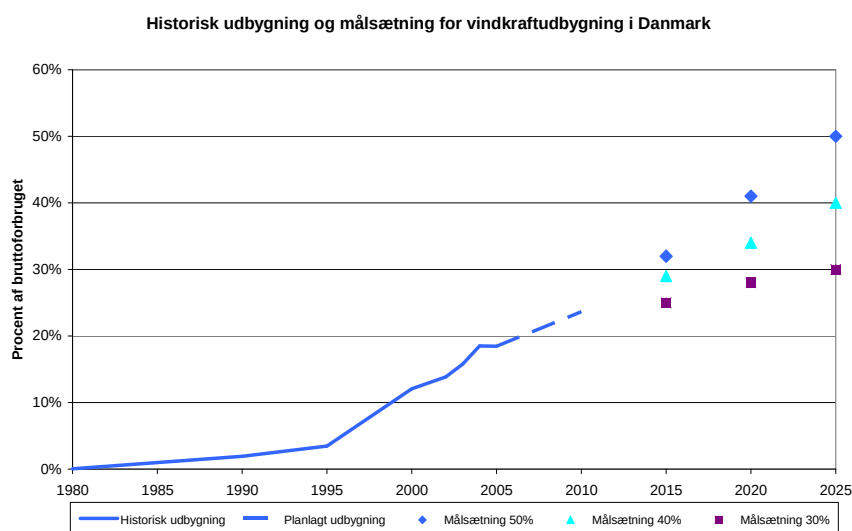
Når der arbejdes med endogene investeringer tages der højde for investeringsomkostninger, således at investeringsprincippet afspejler en afvejning af kortsigtede og langsigtede marginalomkostninger. Investeringsbeslutninger tages i modellen med udgangspunkt i beregninger for ét integreret år (alle årets tidsafsnit indgår i vurderingen), mens fremtiden implicit er repræsenteret som

om den for investeringen er (mindst) lige så gunstig som det år, der aktuelt betragtes. Når der simuleres fremad i tid gennem årene foretages der en investering i det første år, hvor det er økonomisk attraktivt og i den størrelse, der er optimal.

I de konkrete beregninger i denne rapport er der ved udregning af kapitalomkostningerne ved en ny investering regnet med en levetid på 20 år og en rente på 10 pct. Renten afspejler investorens krav til forrentning og inkluderer en risikopræmie.

En målsætning for vindkraft

I dette projekt er en målsætning om 50 pct. vindkraft i 2025 opfattet som, at vindkraft skal dække 50 pct. af bruttoelforbruget i 2025. Senere foretages også følsomhedsanalyser med målsætninger på 30 pct. og 40 pct. Det er her valgt at tage udgangspunkt i, at produktionen skal stige procentvist lineært fra den forventede andel i 2010 til 2025, hvilket vil sige at i hver femårsperiode skal produktionsandelen stige med 9 procentpoint i 50 pct.-scenariet.



Figur 16: 50 pct.-målsætningen går fra 32 pct. i 2015, 41 pct. i 2020 til 50 pct. i 2025. Følsomhedsanalyserne med 30 pct. og 40 pct. i 2025 udvikler sig tilsvarende. I figuren ses endvidere den historiske udvikling for andel af vindkraft i den danske elforsyning.

Styrker og svagheder

Balmorel modellens styrke ligger i, at den er i stand til at simulere et stort område geografisk, med et højt detaljeringsniveau. Den er i stand til både at generere resultater i kontekst af mængder og priser. Den er desuden én blandt få modeller af sin type, der tager hånd om kraftvarme på en fornuftig måde. Fordi modellen er implementeret i et højniveau modelleringssprog (GAMS) er det relativt simpelt at udvide og skræddersy modellen til konkrete analyser.

Modellens svaghed i forhold til visse andre modeller er, at den ikke tager højde for usikkerhed, da modellen har perfekt fremsyn et stykke ud i fremtiden. Den

kan ikke i sin grundform belyse markedsmagt. Hermed bliver de samlede omkostninger i systemet undervurderet. Derudover er den horisont, der betragtes, når investeringer foretages kort og, den fremadskuende metode herfra noget simpel. Dette kan betyde, at investeringer kan foretages for tidligt, for sent eller slet ikke burde foretages trods modellens resultat. Det er derfor nødvendigt at forholde sig kritisk til investeringer i forhold til antagelserne ud over horisonten.

7.2 Hovedforudsætninger

Balmorel modellen skal forsynes med forudsætninger, som beskriver det system, der analyseres. Der trækkes som udgangspunkt på en datamæssig beskrivelse af systemerne i dag, som er udviklet igennem en række tidligere projekter. Dette er bl.a. forskningsprojekter under Energiforskningsprogrammet og EU's rammeprogrammer samt projekter gennemført af den tidligere systemansvarlige for Østdanmark, Elkraft System. Det er en del af filosofien bag Balmorel, at data i videst muligt omfang skal være offentligt tilgængelige (se www.balmorel.com).

Data er i dette projekt opdateret med ny information, eksempelvis nye kraftværker etc. Hertil kommer en fremskrivning af energibehovet, specifikt el og fjervarme, brændselspriser mv. I det følgende gennemgås i detalje de datamæssige forudsætninger.

Modellens geografiske område

Danmark er en del af det nordiske elmarked, men også forbindelsen til det tyske elsystem har væsentlig betydning for udviklingen af det danske elsystem. Derfor er det valgt i dette projekt at arbejde med Norden og Tyskland som det overordnede geografiske område. I modellen er lande opdelt i regioner, der er adskilt af transmissionskapacitet. Denne opdeling afspejler de mest relevante begrænsninger i transmissionsnettet. Tyskland er trods sin størrelse kun inddelt i 3 regioner.



Figur 17: Modellens geografiske område. Der regnes med 3 el regioner i Tyskland samt 10 regioner i Norden.

Det danske kraftvarmesystem er modelleret med udgangspunkt i faktiske varmeområder og teknologisammensætning ud fra Energistyrelsens energiproducenttælling. Østdanmark er inddelt i ét centralt og 6 decentrale områder, mens Vestdanmark er inddelt i 4 centrale og 7 decentrale områder.

Sverige, Norge, Finland og Tyskland er inddelt i henholdsvis fire, tre, tre og tre varmeområder. Der er således en finere opdeling i Danmark end i det øvrige Norden og i Tyskland.

I hvert varmeområde antages der at være varmekedler til stede i et omfang, som kan dække det fulde varmebehov i området. I decentrale kraftvarmeområder forsynet med naturgas antages varmekedlerne ligeledes at bruge naturgas. I øvrige kraftvarmeområder antages kedlerne at fyre med olie.

El- og varmemeforbrug

En afgørende faktor for udviklingen af energisystemet i Norden og Tyskland er forventningen til udvikling i el- og varmemeforbruget.

Elforbrug

Der forudsættes en begrænset vækst i elforbruget gennem perioden. Samlet set forudsættes elforbruget i Norden og Tyskland at stige med i gennemsnit 0,8 pct. om året frem til 2025, og i Danmark antages forbruget at stige med ca. 0,5 pct. om året. For Tyskland er der antaget en vækst på 1 pct. pr. år, mens væksten i de øvrige lande er baseret på Energistyrelsens seneste basisfremskrivning (Energistyrelsen 2007b).

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland
2005	35,7	85,0	125,9	147,3	533,8
2015	37,2	98,1	134,9	156,1	585,8
2025	39,4	104,3	138,7	159,7	646,6

Tabel 8: Elforbrug ab værk i de nordiske lande anvendt i modelkørslerne i TWh/år.

Varmeforbrug

Varmeforbruget i Norden antages at stige med ca. 0,5 pct. om året frem til 2025. Dette skyldes såvel nybyggeri som udvidelse af eksisterende fjernvarmeområder. I Danmark og Tyskland antages fjernvarmemeforbruget dog at være konstant fra 2005 og frem.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland
2005	125,4	122,5	5,9	120,5	337,0
2015	125,4	127,4	7,1	125,4	337,0
2025	125,4	132,2	8,7	130,5	337,0

Tabel 9: Bruttovarmeforbrug i de nordiske lande anvendt i modelkørslerne. PJ/år.

Produktionskapacitet

Nedenstående tabel viser produktionen på kraftværker i Norden og Tyskland i 2005.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland
Total produktion	34,353	67,862	137,948	154,729	579,300
- A-kraft	-	22,334	-	69,461	155,000
- Andet termisk	27,715	31,764	976	12,195	343,900
- Vandkraft	23	13,597	136,465	72,143	80,400
- Vindkraft	6,615	167	507	930	
Nettoimport fra nordiske lande	11,175	5,832	-12,255	-4,752	-8,500
Nettoimport fra andre lande	-9,800	11,312	215	-2,645	
Totalt forbrug (inklusive nettab og elkedler)	35,728	85,006	125,908	147,332	561,500 pumpe- (9,400)

Tabel 10: Kraftbalance i 2005, GWh. Kilde: Nordel, 2005 og Eurostat, 2005.

Fremskrivning af produktionskapacitet til 2025

Scenariebillederne for produktionskapacitet i 2015 og 2025 tager udgangspunkt i den nuværende kapacitet i det nordiske system. Fremskrivning af produktionskapaciteten baseres på nedenstående punkter:

- Eksisterende produktionskapacitet (givet eksogent)
- Skrotninger af eksisterende produktionskapacitet (givet eksogent)
- Nye planlagte investeringer, som er vedtaget og kendt (givet eksogent)
- Andre, nye investeringer (beregnet endogent i modellen)

Eksisterende produktionskapacitet

Tabel 11 viser de anvendte grundforudsætninger om elproduktionskapaciteten i Norden og Tyskland i 2005.

	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden	Tyskland
Elkapacitet i MW	13.585	16.410	27.945	32.132	90.072	114.900
- Vandkraft	0	2.981	27.607	15.129	45.717	8.700
- Kernekraft	0	2.656	0	8.822	11.478	20.700
- Naturgas	2.858	2.002	0	591	5.451	11.300
- Kul (inkl. brunkul)	5.593	3.649	0	1.000	10.242	49.600
- Tørv	0	2.272	0	560	2.832	0
- Olie	1.113	1.608	188	4.590	7.499	10.360
- Affald	299	0	20	138	457	800
- Biomasse	566	1.202	30	903	2.701	
- Vind	3.156	40	100	399	3.695	16.660

Tabel 11: Grundforudsætning om produktionskapacitet i Norden 2005, nominel kapacitet. Tyske data er her baseret på information fra Power In Europe, issue 455, juli 2005.

Den samlede kapacitet i det nordiske system nedskrives i modellen for at tage hensyn til driftsreserver og revisioner. Den tilgængelige kapacitet varierer således uge for uge hen over året. Om vinteren antages for de termiske værker, at mellem 10 og 15 pct. ikke er tilgængelig for spotmarkedet, mens det om sommeren er mellem 20 og 40 pct. afhængig af område og tidspunkt. I Tyskland er den termiske kapacitet nedskrevet med ca. 10 pct. For vandkraften antages, at 15 pct. af produktionskapaciteten ikke er tilgængelig. Dette gælder hele året og for alle systemområder.

Skrotninger

Der er indlagt en vis mængde skrotning af den termiske kapacitet (3 pct. årligt i perioden 2010 - 2025). Skrotningen foretages ved årligt at nedskrive kapaciteten på den eksisterende termiske kraftværkspark (dvs. ekskl. vandkraft og kernekraft). Dette betyder, at den samlede kapacitet af eksisterende termiske anlæg reduceres med ca. 37 pct. i perioden 2010 – 2015. I Danmark er det endvidere valgt at skrotte den eksisterende landvind gradvist frem til 2025.

Det forudsættes, at de tyske atomkraftværker skrottes ved udtjent levetid i overensstemmelse med de politiske aftaler, der er indgået. I Sverige derimod antages det ikke, at den eksisterende kapacitet skrottes, trods at svenskerne vedtog dette ved en folkeafstemning i 1980. Ræsonnementet for denne antagelse er todelt. Dels er der ikke tegn på, at svenskerne forbereder sig på afviklingen af deres atomkraft (med undtagelse af lukningen af Barsebäck, som var foranlediget af et massivt pres fra Danmark igennem 30 år). Dels forestår en opgradering af de svenske atomkraftværker (Vattenfall, 2006).

Nye, planlagte investeringer

Som planlagte investeringer indgår allerede besluttede værker, samt forventninger om politisk bestemte investeringer i vindkraftanlæg i perioden frem til 2025. Den væsentligste enkeltinvestering er det nye kernekraftværk i Finland på 1.600 MW, der forventes idriftsat i 2010. De øvrige finske atomkraftværker antages levetidsforlænget. Tabel 12 nedenfor viser investeringer i konventionelle kraftværker i perioden.

Elkapacitet i MW	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Tyskland
- Kernekraft		1.600			
- Naturgas			600 (Norge Syd)	670 (Malmø og Göteborg)	

Tabel 12: Nye planlagte investeringer i Norden og Tyskland fra 2005-2025.

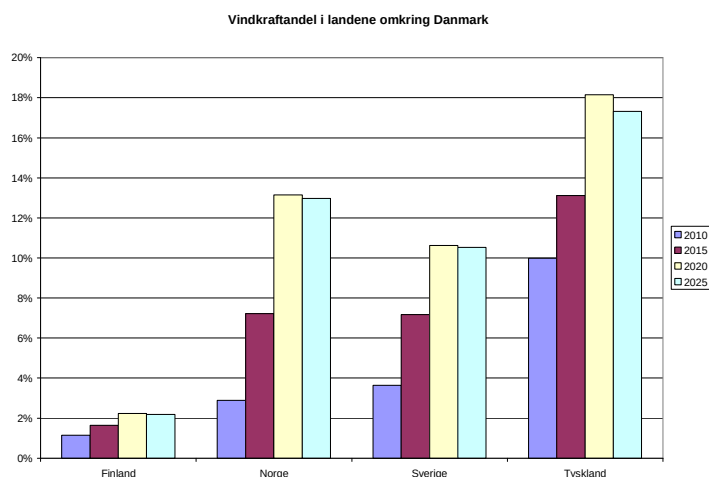
Det er valgt metodisk at lægge investeringer i vindkraft ind eksogent i alle andre lande end Danmark. Dog er de nuværende kendte investeringer i vindkraft lagt ind i Danmark, herunder 2 nye havmølleparker (400 MW) og ny landvind som følge af skrotningsordningen (175 MW).

Investeringer i vindkraft i de øvrige lande er baseret på Nordels forventninger (Nordel, 2007) og for Tyskland på DENA studiet (DENA, 2005). Der sker en udbygning frem til 2020, men ikke herefter, se tabellen nedenfor.

Elkapacitet i MW	Finland total	Norge total	Sverige total	Tyskland landvind	Tyskland Havvind
2010	410	1275	2000	22.248	5.400
2015	610	3250	4000	26.200	9.800
2020	860	6000	6000	27.900	20.400
2025	860	6000	6000	27.900	20.400

Tabel 13: Udvikling installeret vindkraftkapacitet i Finland, Norge, Sverige og Tyskland fra 2010 - 2025.

Som det fremgår af tabellen, sker der særligt i Tyskland en stor udbygning med vindkraft. Udbygningen med tysk havvind sker helt overvejende i Nordsøen, og således forventes 18,7 GW ud af den samlede udbygning med havvind i Tyskland at ske i Nordsøen. Figuren nedenfor viser, hvor stor en andel af elforbruget vindkraft udgør i årene 2010 – 2025 i landene omkring Danmark med de anvendte forudsætninger.



Figur 18: Forudsat vindkraftudbygning i landene omkring Danmark.

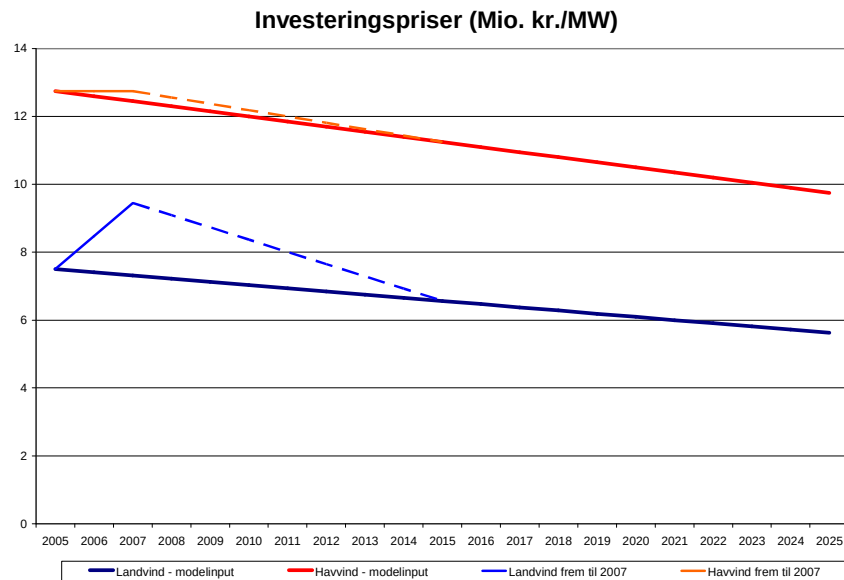
Investeringsmuligheder i modellen

Der regnes i modellen med endogene investeringer. Der kan investeres i følgende teknologier:

- Gasturbiner combined cycle, kondens og kraftvarme (gasfyret)
- Gasturbiner, single cycle, kondens (gas- eller oliefyret)
- Decentrale dampturbineanlæg, kraftvarme (olie, gas, biomasse)
- Centrale dampturbineanlæg, kondens og kraftvarme (kul, biomasse, olie, gas)
- Land- og havbaseret vindkraft (kun i Danmark)
- Varmekedler (olie, gas, biomasse)
- Varmepumpeanlæg

Teknologidata for nye teknologier er baseret på Teknologikataloget, som blev udarbejdet af Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra i 2005.

Der kan kun investeres i vindkraft i Danmark. I de øvrige lande antages vindkraftudbygningen at være drevet af de politiske rammebetingelser, og der antages derfor ikke investeringer på markedsvilkår. For vindmøller fremgår investeringsdata af figuren nedenfor.



Figur 19: Investeringsdata for vindmøller. Der er antaget et lineært fald fra prisniveauet i 2005 til en estimeret pris i 2025. Estimatet i 2025 er baseret på Teknologikataloget og IEA's "Projected costs of generating electricity – 2005 update". Figuren viser endvidere den prisstigning, som er sket fra 2005 til 2007. Kilder: BTM Consult, 2007, IEA, 2005 og Energistyrelsen, Eltra og Elkraft System (2005).

For vindkraft er priserne i dag, specielt for landvind, højere end de priser, som er fremlagt i Teknologikataloget. Ifølge BTM Consult var vindmølleinvesteringspriser for landvind for nogle år siden 1 mio. euro/MW, mens de i 2007 er steget til 1,26 mio. euro pr. MW. Det vurderes, at det er den stigende efterspørgsel efter vindkraftanlæg, som har drevet priserne op, og at denne prisstigning ikke er blivende. Det er derfor i denne analyse valgt at tage udgangspunkt i prisniveauet i 2005 og derfra antage, at prisen vil falde lineært til et estimat, som er baseret på Teknologikatalogets estimat i 2025 og på IEA's publikation "Projected costs of generating electricity – 2005 update" (IEA, 2005).

De samlede drift og vedligeholdelsesomkostningerne for ny landvind forventes at falde fra omtrent 7 øre/kWh i dag til 5 øre/kWh i 2025. For ny havvind forventes der ikke et fald i de samlede drift og vedligeholdelsesomkostninger, da møllerne forventes at blive placeret længere og længere ude på havet. I hele perioden regnes havvind at have en samlet omkostning til drift og vedligehold på 10 øre/kWh.

Potentiale for vindkraft i Danmark

Der er i beregningerne forudsat at der i Danmark maksimalt kan investeres i 8.000 MW vindkraft. Disse er fordelt således at der maksimalt kan installeres 6.000 MW i Vestdanmark og 2.000 MW i Østdanmark. Den maksimale kapacitet er endvidere begrænset således at der ikke kan være over 3.500 MW installeret effekt i form af landmøller. Disse er fordelt således, at der maksimalt kan være 2.778 MW landvind i Vestdanmark og 722 MW landvind i Østdanmark, svarende til den procentvise fordeling af landvind mellem Øst- og Vestdanmark

i dag. Endvidere er det i modellen antaget, at der maksimalt kan bygges 500 MW ny vindkraft om året i Danmark.

Fuldstimer og profiler

Nedenstående tabel viser antallet af fuldstimer for vindkraft i de forskellige lande i modellen.

	Danmark		Finland	Norge	Sverige	Tyskland		
	Øst	Vest				NV	NØ	Central
Landvind	1702	1986	2650	3000	2800	1986	1702	1702
Havvind	3333	4150				3333	3333	-

Tabel 14: Fuldstimer for vindkraft i landene i modellen. For Danmark er det alene for eksisterende landvind – ny landvind antages at have 2.500 fuldstimer i både Øst- og Vestdanmark.

Fuldstimer for Norge, Sverige og Finland er baseret på den forventede elproduktion fra vind i Nordels fremskrivning (Nordel, 2007). Der skelnes ikke her mellem land- og havvind, og fuldstimerne må derfor opfattes som et gennemsnit mellem land og hav. Fuldstimer for Tyskland er baseret på den forventede elproduktion fra vind i DENA-studiet (DENA, 2005).

De i tabellen viste fuldstimer for Danmark er et gennemsnit for eksisterende landmøller, som dækker over et bredt spænd af størrelser og placeringer. For nye landmøller i Danmark er der antaget 2.500 fuldstimer i såvel Øst- som Vestdanmark.

Profiler for vindkraftproduktion henover året er baseret på profiler fra 2001. For Øst- og Vestdanmark er der anvendt profiler fra Balmores database. Disse profiler er baseret på måledata leveret af Eltra og Elkraft System (nu Energinet.dk). For Norge, Sverige og Finland er der anvendt særskilte profiler, som stammer fra det EU-finansierede projekt WILMAR. For Tyskland er der anvendt danske profiler, da særskilte profiler ikke har været tilgængelige.

Vindkraftens reguleringsomkostninger er indregnet som en eksogen variable omkostning ved produktion som afholdes af vindmøllejeeren. Der er anvendt en simpel antagelse om at reguleringsomkostninger for vindkraft er ca. 2 øre/kWh i starten af perioden (svarende til dagens niveau) og 4 øre/kWh i slutningen af perioden. Stigningen skyldes udviklingen i vindkraft i systemet.

Eltransmission

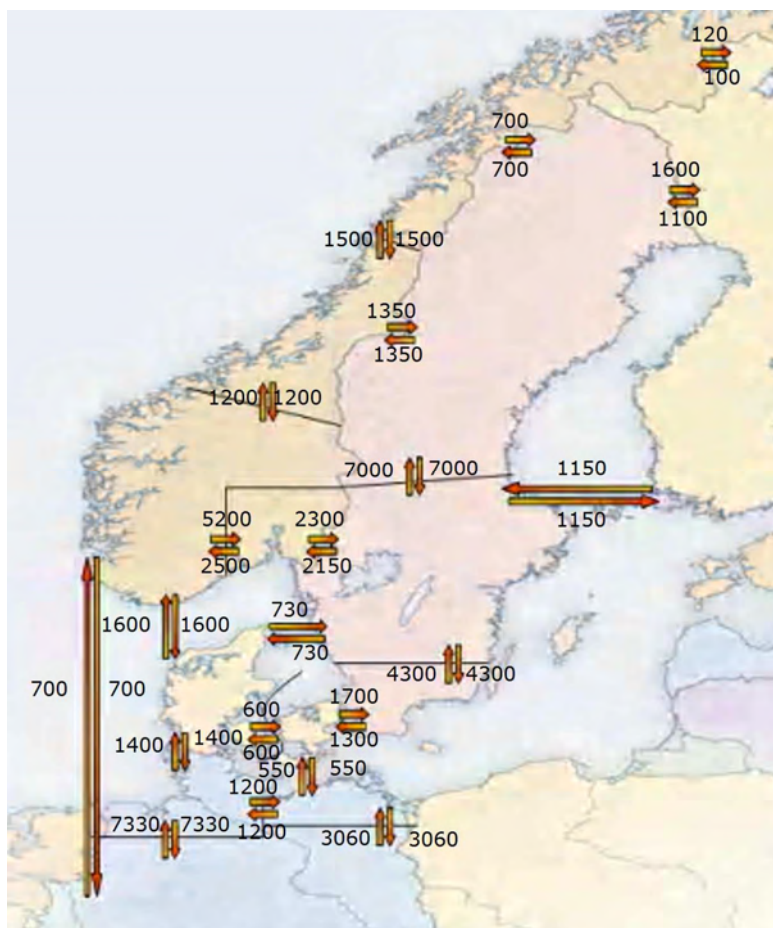
I modellen er lande opdelt i regioner, hvorimellem der er begrænsninger i eltransmissionskapaciteten. Denne opdeling afspejler de mest relevante begrænsninger i transmissionsnettet. Tyskland er trods sin størrelse kun inddelt i 3 områder, mens Norden er inddelt i 10 områder. Eksisterende transmissionsbegrænsninger mellem områderne er inkluderet. Begrænsninger i distributionssystemet er ikke repræsenteret.

Internt i Norden forudsættes, at alle fem prioriterede snit er udbygget i 2015. Der er tale om følgende fem snit; Storebæltsforbindelsen, Snit 4 internt i Sveri-

ge, Nea-Järpströmmen mellem Norge og Sverige, Fennoskan mellem Sverige og Finland og Skagerrak 4 mellem Vestdanmark og Norge. Endvidere indregnes NorNed kablet mellem Norge og Holland på 700 MW. Det er antaget, at kun 90 pct. af den nominelle kapacitet for transmissionsforbindelserne er tilgængelig, da kapaciteten ofte er reduceret af forskellige årsager.

I Norge regnes der med, at forbindelserne mellem Norge Syd og Norge Midt og mellem Norge Midt og Norge Norge hver udbygges med 600 MW i begge retninger for at kunne håndtere den stigende mængde vindkraft. I Tyskland antages det, at eltransmissionskapaciteten fra Nordvest mod det centrale område øges med 4.000 MW i forhold til i dag, som konsekvens af den omfattende tyske vindkraftudbygning i Nordvesttyskland. Dette er i tråd med DENA-studiet, som forventer en udbygning af det tyske transmissionsnet.

Der inkluderes ikke yderligere forudsætninger om udbygning af eltransmissionsnettet frem til 2025.



Figur 20: Eltransmissionskapaciteter i modellen. Beregningerne tager udgangspunkt i det nordiske system som beskrevet i Balmorel databasen, dog efter udbygningen af Nordels 5 prioriterede snit. Det tyske system tager udgangspunkt i EU projektet Wilmar's opdeling af det tyske net. Der er her

foretaget en skønsmæssig forstærkning af forbindelsen fra Nordvesttyskland til det centrale område. Den svenske forbindelse til Polen er ikke medtaget.

Forbindelserne mellem Finland og Rusland og Finland og Estland håndteres som faste udvekslingsmængder, som specificeres i hvert tidsafsnit. Der antages en samlet import til Finland på i alt 11 TWh både i 2015 og 2025.

Brændselspriser

Brændselspriserne for fossile brændsler er fastsat ud fra prognoser i IEA's World Energy Outlook 2006. Nedenstående tabel viser de anvendte brændselspriser i 2005, 2015 og 2025 for de nordiske lande og Tyskland (omregnet fra IEA's World Energy Outlook 2006).

Omregningen fra grundpriser for fossile brændsler til priser for brændsler an kraftværk er baseret på metoden fra Energistyrelsens beskrivelse af brændselsprisforudsætninger (Energistyrelsen, 2007a).

DKK06/GJ	Letolie	Fuelolie	Kul	Naturgas	Halm	Træ
2005	67,0	37,5	15,4	36,6	33,8	33,1
2015	67,2	37,6	13,7	37,8	33,8	33,1
2025	69,4	38,9	14,3	39,7	33,8	33,1

Tabel 15: Brændselspriser.

I Norge antages gaspriserne at være 10 pct. lavere for at afspejle den direkte tilgang til og distancen til de alternative afsætningsmuligheder. Modsat, antages svenske gaspriser at være 10 pct. højere pga. transitomkostninger.

Miljø og afgiftsforhold

CO₂-kvote pris

Det antages, at EU's CO₂ kvotehandelssystem omfatter hele det nordiske el-system. Endvidere antages, at alene kvoteprisen har indflydelse på elmarkedet. Der tages således ikke stilling til kvotetildelingsprincipperne (fx til nye værker) og den samlede mængde tildelte kvoter.

Kvoteprisen lægges ind som en eksogen variabel, der antages at være konstant 150 kr./ton i perioden frem til 2025. Det svarer omtrent til dagens prisniveau, som er højere end forventet af de fleste eksperter, og afspejler samtidigt Energistyrelsens forventninger til den langsigtede kvotepris (Energistyrelsen, 2007a).

Der er ikke i analyserne regnet med gratistildeling af kvoter til nye anlæg.

Afgifter på NO_x og SO₂

Der regnes i hele forløbet med en SO₂-afgift i Sverige på 12,3 kr./kg SO₂, i Danmark på 10 kr./kg SO₂ og i Norge på 15 kr./kg SO₂. I Finland er der ingen afgift på SO₂.

Disse afgifter afspejler ikke til fulde de skadesvirkninger for Miljøforurening som beskrevet i 6. Dermed er der ikke tale om, i en samfundsøkonomisk kontekst, at miljøeksternaliteterne er internaliseret i markedsmodellen, og dermed er der

ikke sikkerhed for, at markedet finder de samfundsøkonomisk optimale investeringer med eller uden tilskud. Disse effekter kvantificeres sidst dette kapitel. I modellen indregnes afgifter på SO_2 for at kunne simulere investeringer og drift af anlæg efter de gældende regler. I de samfundsøkonomiske beregninger regnes denne afgift ikke som en omkostning, men blot som en omflytning af penge mellem aktører. Skadesvirkninger for SO_2 og NO_x udregnes uden for modellen, på baggrund af modellens resultater for emissioner af SO_2 og NO_x . Der er ikke i den samfundsøkonomiske analyse set på gevinster ved reducerede emissioner af partikler.

Brændselsafgift på fjernvarme

Der er i Norge, Sverige, Danmark og Finland anvendt de gældende afgifter på varmeproduktion. Varmeafgifterne er taget fra Energistyrelsens seneste basisfremskrivning (Energistyrelsen, 2007b). For rent varmeproducerende anlæg er hele brændselsmængden afgiftsbelagt, mens det for kraftvarmeanlæg kun er den del, som går til varmeproduktion. Der er i den forbindelse regnet med en varmekoefficient på 125 pct.. Den nye, danske lov (L81), som ændrer beskatningen af rent varmeproducerende anlæg i kraftvarmeområder (inkl. el-varme og varmepumper) forventes vedtaget og senere forlænget gennem perioden og er derfor lagt ind i modellen.

8 50 pct. vind i Danmark i 2025

I dette kapitel beskrives resultatet af modelberegninger af udviklingen af el-systemet i Norden og Tyskland i scenarier med og uden en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark.

8.1 Analyseresultater - referencescenariet

Det beregningsmæssige udgangspunkt for analysen er et grundscenario som forudsætningsmæssigt er fremkommet ved et centralt skøn på randbetingelser og vilkår. Dette scenario, som efterfølgende betegnes referencescenariet, er funderet i en beskrivelse af dagens el- og kraftvarmesystem, kendte og forventede planer for udbygninger samt forventede udviklinger i brændselspriser, forbrug mv. Markedet er kendetegnet ved *fuldkommen konkurrence* og et *afbalanceret investeringsklima*.

For investorerne i modellen betyder dette, at de i udgangspunktet har tillid til den fremtid som simuleres, men at de har en rationel aversion imod risiko. Det afbalancerede investeringsklima betyder her, at investorer anvender den samme *risikopræmie* og forventning til levetid på investeringer på alle projekter.

I dette afsnit gives en gennemgang af resultaterne, som fremkommer ved simulering af referencescenariet. Denne gennemgang har til formål at skabe en fortrolighed med modellens resultater, måde at regne på foruden at gøre det klart, hvilke beslutninger som realiseres af modellen i referencen. Med denne referenceudvikling som udgangspunkt kan påvirkninger ved en 50 pct. national vindmålsætning efterfølgende vurderes.

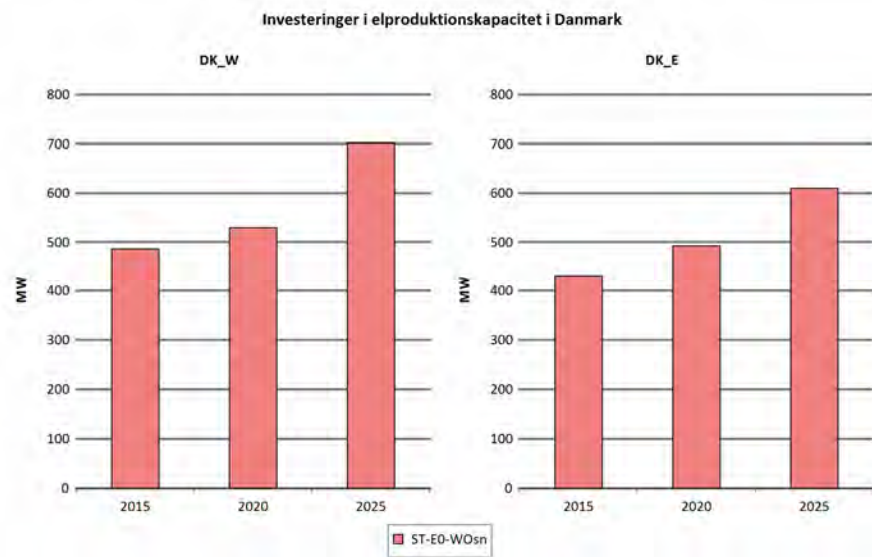
I det følgende gennemgås indledningsvis land for land den udvikling, der ses i referencescenariet, samt forklaring af forholdene, der motiverer denne udvikling.

Danmark

Det danske elsystem er i dag overvejende termisk baseret, og energikilderne er fortrinsvis fossile brændsler, især gas og kul. Der er en høj andel af elproduktionskapaciteten, der er kraftvarme, og der er desuden i udgangspunktet (2010) 3.718 MW vindkraft på land og hav. Over perioden er det lagt som forudsætning, at dele af kraftværksparken skal udskiftes. Dette betyder, at fra 2007 og frem skrottes der 3 pct. af den termiske kraftværkskapacitet om året. De fleste danske vindmøller på land har allerede været i drift i længere tid og på baggrund både af en levetidsforventning, samt udviklingsforventning i alternative møller, forventes det, at alle danske landvindmøller tages ud af drift i perioden fra 2010 til 2025. Der sker en lineær afvikling af de eksisterende landmøller i Danmark, så en tredjedel af den oprindelige park skrottes over perioden 2010-2015, endnu en tredjedel mellem 2015-2020 og de sidste forsvinder imellem 2020-2025.

Investeringer i Danmark

Med dette udgangspunkt præsenteres de endogene investeringer, der foretages i elproduktionskapacitet i det følgende:



Figur 21: Akkumulerede investeringerne i Danmark i referencescenariet omfatter en etablering af centrale træfyrede kraftvarmeanlæg. ST-E0-WOsn er den benævnelse for en træfyret damp turbine med dampudtag til kraftvarme, en teknologi som ligner Avedøre II blokken.

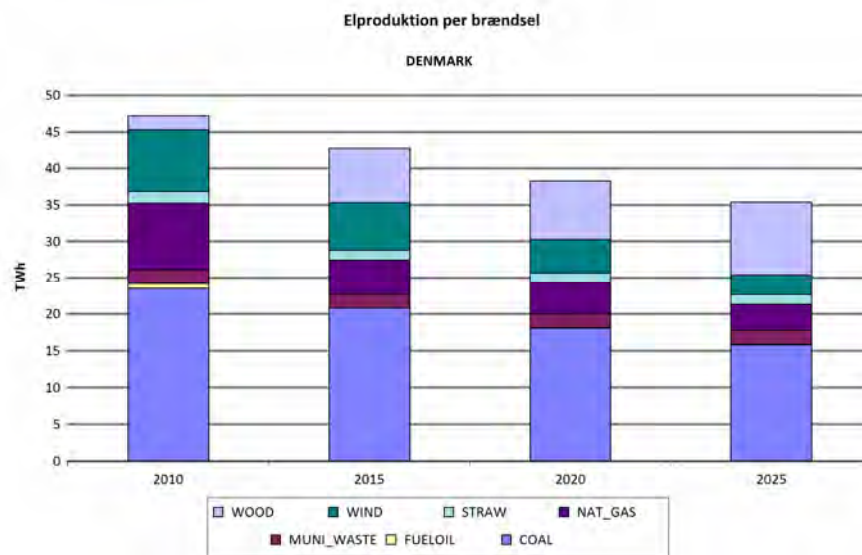
De første investeringer, der foretages i 2015, er investeringer i træfyrede suspensionsanlæg i de centrale kraftvarmeområder i både Øst- og Vestdanmark. Der etableres i 2015 486 MW i vest og 431 MW i øst. Denne kapacitet stiger frem til 2025 til 702 i vest og 610 MW i øst, i takt med skrotningen af øvrigt termisk kapacitet, og elforbrugsstigningen.

Den biomassefyrede kraftvarmekapacitet er attraktiv pga. afgifterne i det danske system. Kraftvarme, produceret på fossile brændsler, skal betale en afgift på omkring 50 kr./GJ brændsel. Biomasse er dog fritaget for denne afgift og derfor konkurrencedygtig trods højere brændselspriser på træ i forhold til eksempelvis kul.

På decentralt niveau er det også biomasse, der er attraktivt. I takt med skrotningen af decentrale kraftvarmeværker, som hovedsageligt er gasfyrede, opstilles der store mængder af biomassefyrede kedler. Den største motivation for dette er igen afgiftsfritagelsen på varmeproduktionen. Samlet set bliver der installeret træfyrede fjernvarmekedler med kapacitet til at producere 1.790 MW varme i både centrale og decentrale områder.

Elproduktion i Danmark

Sammensætningen af elproduktionen i forhold til anvendt brændsel ændres årene igennem som konsekvens af især skrotninger og investeringer. Dette fremgår af figuren nedenfor.

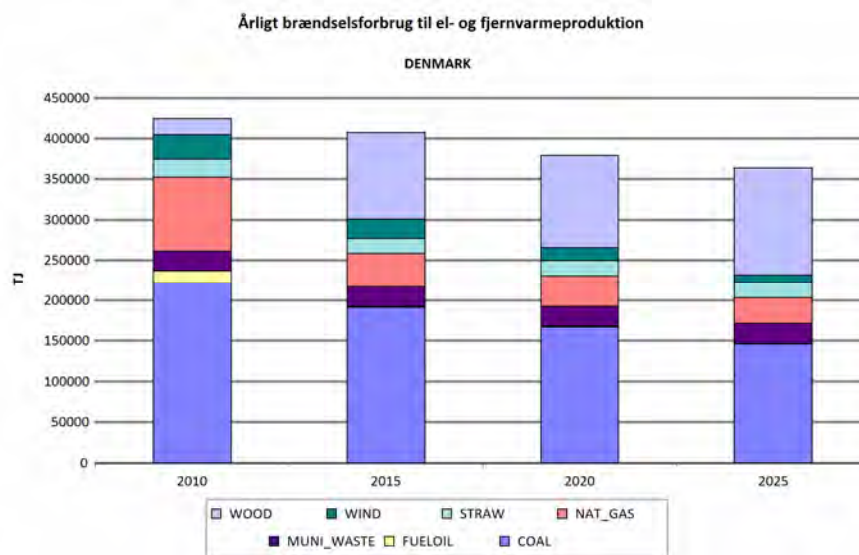


Figur 22: Udviklingen i dansk elproduktion opdelt per brændsel.

Den tydelige udvikling i referencescenariet er, at en større og større andel elektriciteten bliver produceret på biomasse på bekostning af naturgasfyret elproduktion. Dette stemmer overens med de investeringer, som sås tidligere. Andelen af kulfyret kraft falder også gradvist, men her er tale om skrotning af værker, hvori der ikke geninvesteres i kulkraft. Naturligvis er andelen af el som produceres som vindkraft faldende over perioden, i takt med skrotningen af landvind. Den samlede produktion går fra at overstige forbruget på nationalt niveau i 2010 til en situation i 2025 hvor Danmark er netto importør. I denne periode, er der antaget en kraftig udbygning af især vindkraft i vores nabolande, hvilket er en del af forklaringen.

Brændselsforbrug til el og fjernvarme

Denne tendens giver sig også udtrykt i det samlede brændselsforbrug til el, kraftvarme og fjernvarme i på kedler i forbindelse med kraftvarme.



Figur 23: Udviklingen i brændselsforbruget til elproduktion og fjernvarmeproduktion i kraftvarme eller i forbindelse med kraftvarme i Danmark.

Der er især et markant fald i anvendelsen af naturgas på baggrund af især omlægningen til træfyring i produktionen af fjernvarme. Denne udvikling bør i teorien lægge et pres på de danske naturgaspriser, men eftersom adgangen til naturgas i fremtiden er usikker og afhænger af hvilke udbygninger af gasinfrastrukturen, der foretages over perioden. Her ligger i sig selv et interessant og omfattende analysearbejde, som dog ligger uden for rammerne af dette projekt. Reduktionen i forbrug af naturgas svarer ca. til 1,5 mia. m³/år i 2025.

Tyskland

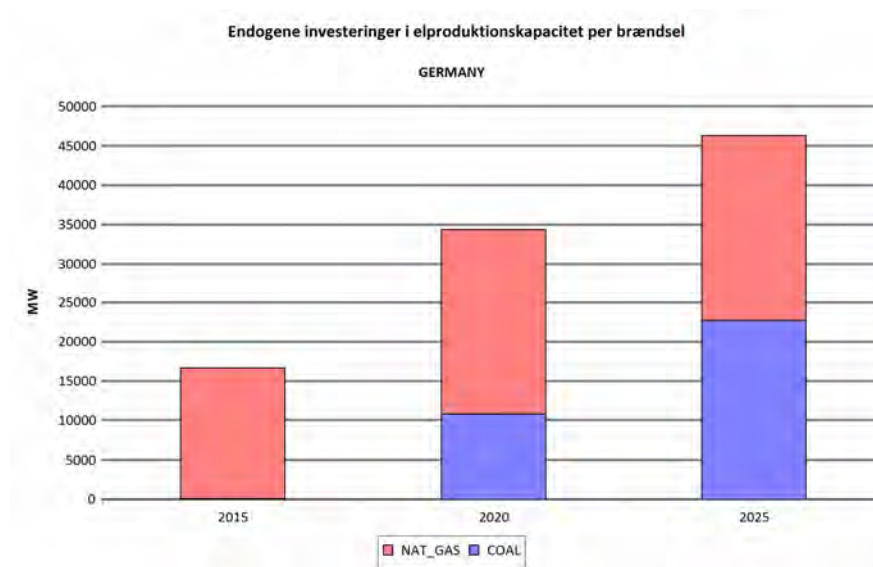
Det tyske elsystem er på nuværende tidspunkt kendetegnet ved en kombination af forskelligt stenkul, brunkul og naturgasfyret kraft og kraftvarme, samt et væsentligt antal atomkraftværker. Ligesom i Danmark er det antaget, at der årligt skrottes 3 pct. af den termiske elproduktionskapacitet. Den tyske atomkraft, antages skrottet i 2025 i takt med, at atomkraftværkerne udlever deres tekniske levetid. Dette efterlader Tyskland med et udgangspunkt, hvor der er behov for ny grundlastkapacitet til at erstatte den afviklede termiske kraft og atomkraft.

Udbygning med vindkraft

Foruden skrotningen af kraft er der antaget en kraftig udbygning af tysk vindkraft med udgangspunkt i DENA studiet (DENA, 2005). Over perioden udbygges tysk vindkraft med 20.400 MW på havet samt 27.900 MW vindkraft på land. Hovedparten af udbygningen sker i Nordsøen og i Nordvesttyskland, hvor vindforholdene er mest gunstige. Den omfattende mængde vindkraft kan ikke indpasses i det nordvesttyske område uden infrastrukturudbygninger, hvilket også ræsonneres i DENA studiet. Der er dog ikke klarhed om, hvilke kapacitet disse forstærkninger vil have. I dette projekt er det antaget, at forbindelsen fra Nordvesttyskland til det centrale tyske område, udbygges med 4000 MW, således at den samlede kapacitet af denne forbindelse er 7.330 MW.

Endogene investeringer i Tyskland

Disse to forhold – vindkraftudbygningen, og skrotningen af især grundlastkapacitet – er baggrunden for de endogene investeringer, der gennemføres i reference scenariet.

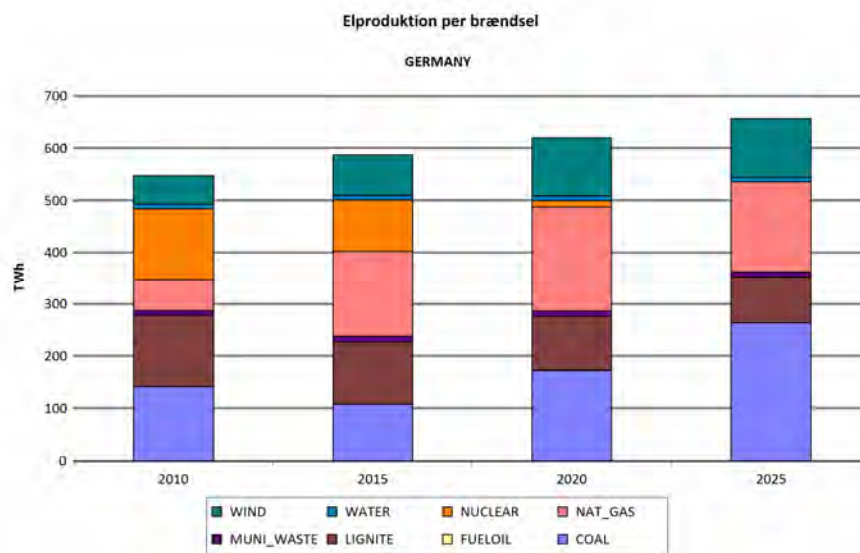


Figur 24: Investeringer i elproduktionskapacitet i Tyskland. Der investeres i kulkraft og gaskraft, hovedsageligt i det store centrale tyske område.

I Tyskland investeres der i kulkraft og naturgasfyret elkapacitet. Kulkraften erstatter primært behovet for grundlastkapacitet, imens gaskraften fungerer i samspil med vindkraftproduktionen og flaskehalse igennem det tyske system.

Elproduktion i Tyskland

Den samlede elproduktion i systemet udvikler sig som vist i figuren nedenfor.



Figur 25: Udvikling i den tyske elproduktion. Der sker en markant forøgelse af mængden af kul- og naturgasfyret kraft, samt en forøgelse af vindkraften.

Det årligt aggregerede produktionsbillede på Figur 25 viser hvordan tysk atomkraft bliver erstattet af kul, naturgas og vind. Det er ikke indlagt afgifter på varme eller brændsler og tilskud til vedvarende energi i Tyskland – bortset fra at vindkraften er betinget af politisk støtte – og det vil sige, at det ikke er attraktivt at bygge fx biomasse.

Norge

Det norske elsystem er i udgangspunktet forsynet af vandkraft. Skønt effekten her er tilstrækkelig, er det norske system afhængige af nedbør, og af muligheden for at importere energi i år, hvor der er mangel på vand.

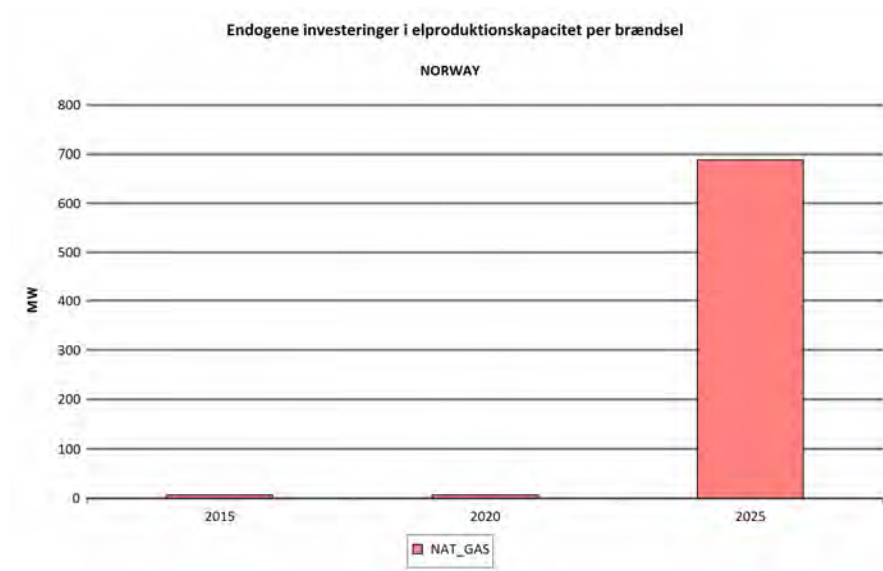
Som forudsætning bliver der praktisk talt ikke skrottet kapacitet i Norge, men der bliver etableret 600 MW gaskraft i Sydnorge.

Norsk vindkraft

Langs Norges kyst er der desuden gode muligheder for hav- og kystvindmøller, og der er antaget en udbygning med 6.000 MW vindkraft over perioden, på baggrund af Nordels forventninger (Nordel, 2007). Det er valgt at fordele disse således at 40 pct. placeres i Norges nordlige region, 40 pct. i Midtnorge og de sidste 20 pct. i Sydnorge.

Transmissionsforstærkninger

Dette betyder en omfattende belastning af transmissionsforbindelserne internt i Norge og ville medføre en prismæssig afkobling af Nord- og Midtnorge fra den sydlige region og Oslo området, hvis ikke der sker en styrkelse af infrastrukturen. På denne baggrund er det antaget, at forbindelsen imellem Nord- og Midtnorge og videre imellem Midt- og Sydnorge udbygges med 600 MW.



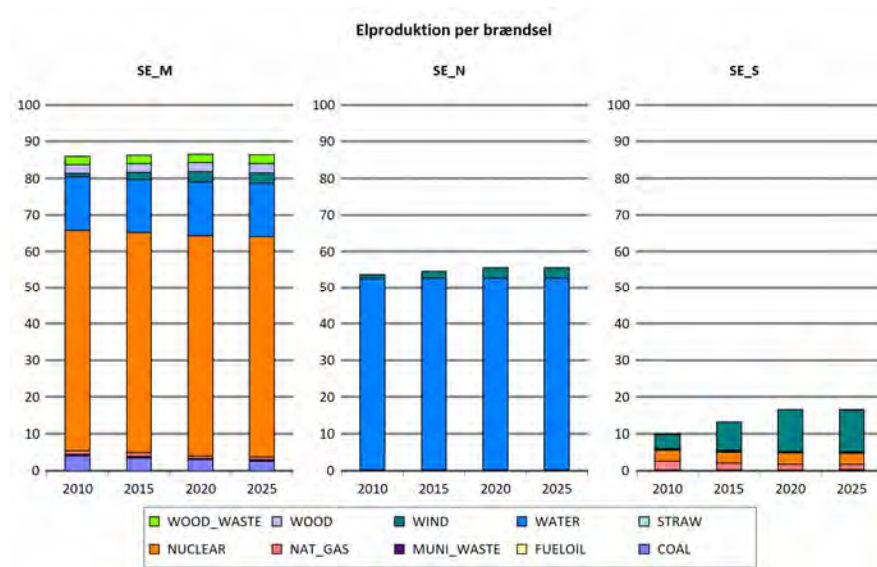
Figur 26: I Norge udbygges med gaskraft især i perioden 2020-2025.

Investeringer i kraftværker i Norge

Modellen investerer i referencescenariet kun i begrænset omfang i Norge frem til 2020. Norge har i forhold til de andre lande billigere gas (10 pct. under danske, tyske og finske priser og 20 pct. under de svenske priser). Dermed bliver alle nye investeringer som, foretages endogent, gaskraft. I 2010-2015 er der tale om kraftvarme i mindre omfang i Nordnorge, imens der i 2020-2025 bliver investeret i 680 MW kondensanlæg i Sydnorge.

Sverige

Den svenske elsystem er domineret af en kombination af vandkraft og atomkraft. Der er forudsat etablering af 670 MW gasfyret kraftvarme i Malmö og Göteborg og 6.000 MW vindkraft. Vindkraften kommer hovedsageligt i Sydsverige. Modsat Tyskland antages det, at svenskerne bevarer resten af deres atomkraft, efter lukningen af Barsebäck, og endda opgraderer den eksisterende atomkraft. Den samlede mængde vandkraft antages uændret over perioden. Hermed bliver der skrottet meget lidt i Sverige over perioden, hvilket medfører, at der ikke er behov for investeringer i ny kraftværkskapacitet.



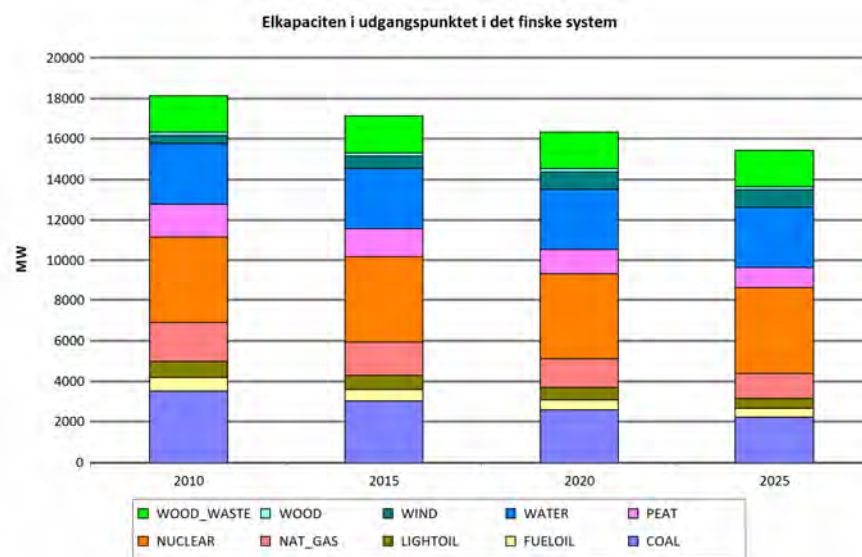
Figur 27: Elproduktionen i det svenske system (TWh). Sverige er inddelt i tre elregioner, Nord-, Midt- og Sydsverige. Adskillelsen er defineret på de såkaldte snit 2 og snit 4.

Det svenske system er et aflangt system i en central position med forbindelse til alle lande i modelområdet. Vandskraften ligger i Nordsverige, mens hovedparten af forbruget sker i Midt- og Sydsverige. Kernekraften ligger i Midtsverige med undtagelse af Oskarshamn 1, som føder ind i systemet i Sydsverige syd for snit 4.

Finland

Det finske elsystem er i udgangspunktet drevet af mange forskellige brændsler. I udgangspunktet 2010 er den effektmæssigt største andel kernekraft med 23 pct. af den samlede installerede effekt. Herefter kommer kul (19 pct.), vandskraft (16 pct.), gas (11pct.), træ- og træaffald (11 pct.). De sidste 20 pct. omfatter vind, tørv og olie.

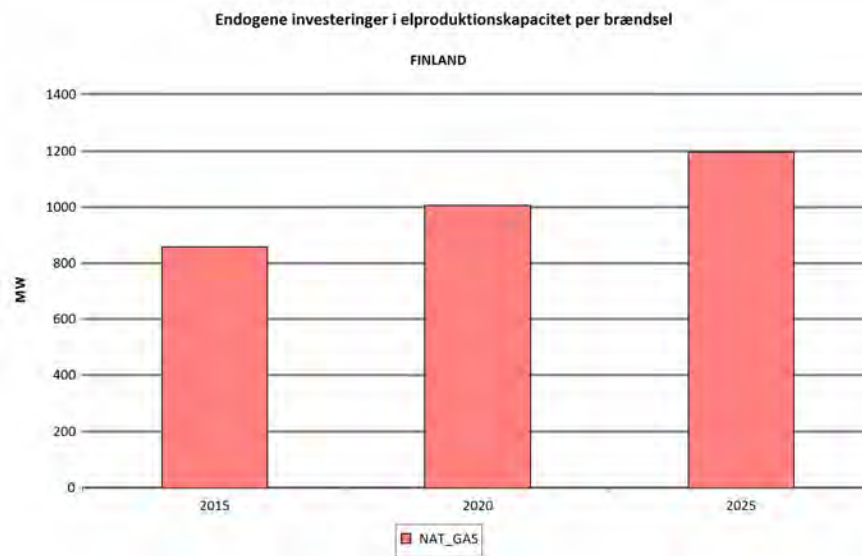
Denne opgørelse indeholder det store 1.600 MW atomkraftanlæg, som er under opførelse, og 410 MW vindkraft. Over perioden antages igen på basis af Nordels forventninger (Nordel, 2007), at der etableres 860 MW vindkraft.



Figur 28: Elkapacitet i det finske system som udgangspunkt for modellen.

Investeringer i Finland

I simulering af reference scenariet investeres der i Finland i gasfyrret kraftvarme som illustreret på Figur 29.



Figur 29: I Finland udføres endogene investeringer i gasfyrret kraftvarme.

Elprisudviklingen

Nedenstående Figur 30 viser udviklingen i elpriser i referencescenariet. Det fremgår, at prisen stiger løbende gennem perioden op til 35-36 øre/kWh.



Figur 30: Forbrugsvægtede årlige gennemsnitspriser i referencescenariet.

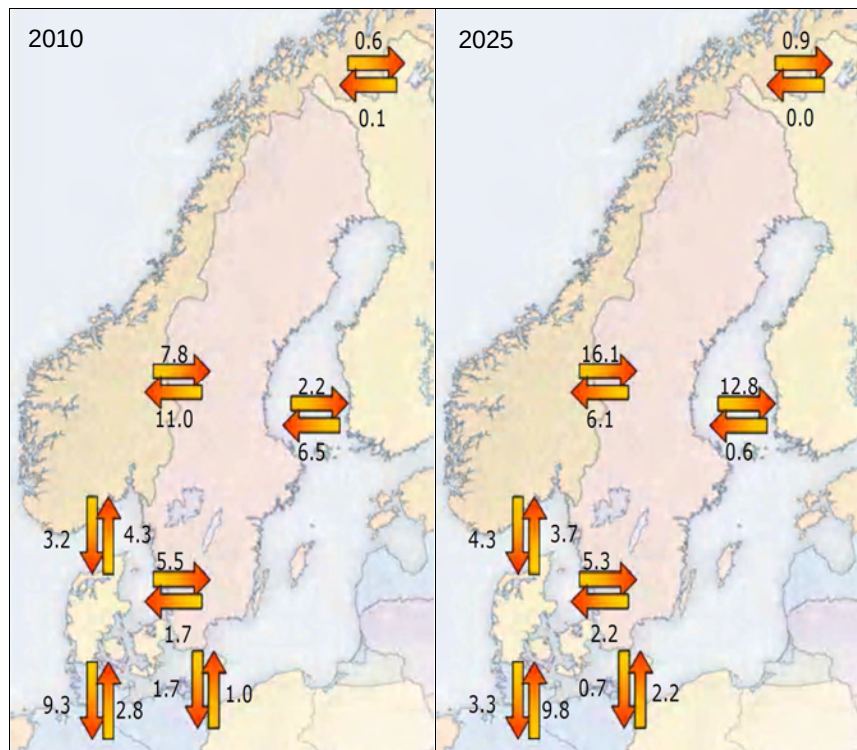
Handel imellem landene

Der sker i referencescenariet en udvikling i handlen imellem landene fra 2010 til 2025. I 2010 er Danmark eksportland. De danske kraftværker dækker mere end det danske forbrug, og den ekstra produktion sælges over grænsen. Der er positiv nettoeksport imod alle lande, som vi har elforbindelser til. Danmark har sammen med Finland de laveste priser i udgangspunktet i 2010. Tyskland ligger absolut højest.

I 2025 er Norges gennemsnitspriser lavere end alle andre og det kommer til udtryk især i omfattende eksport til Sverige.

Finland går fra at eksportere til det øvrige Norden til at importere. Det er tilsyneladende Sverige, der leverer transitleveringskapacitet til billig norsk el fra Nord- og Midtnorge.

Tyskland er indledningsvist importland, men dette skifter drastisk i takt med at den fastlagte vindkraftudbygning kommer i spil. Danmark optræder som transitland for tysk el, og selv om produktionen i Danmark er mindre i 2025 end i 2010, og selv om Danmark er netto importør i 2025 så er der fortsat positiv nettoeksport samlet set imod Norge og Sverige. Det skyldes at nettostrømmen skifter retning imellem Danmark og Tyskland.



Figur 31: Årlig eltransmission imellem lande i referencescenariet. Til venstre: 2010. Til højre: 2025. Transmission over Nord-Ned er ikke angivet.

8.2 Analyseresultater – den komparative analyse af referencescenario og 50 pct. vindkraft

Referencescenariet er udgangspunktet for den komparative analyse. Der er i de tidligere afsnit fremhævet væsentlige forudsætninger, resultater og fortolkninger af den udvikling der finder sted i referencescenariet. Der er en væsentlig opdeling af investeringer i endogene og eksogene investeringer, som går igen i den efterfølgende beregning med vindmålsætning.

I denne forbindelse er det vigtigt at holde følgende for øje:

- De eksogene investeringer og udvidelser, der foretages i referencen går igen i 50 pct. scenariet. Det er derfor ikke muligt i kontekst af denne beregning, at se den ellers logiske konsekvens, at øgede investeringer i eksempelvis vindkraft i Danmark fortrænger de eksogene investeringer i nabolandene.
- Der beregnes i 50 pct. vind scenariet nye endogene investeringer, og dermed kan den politiske målsætning i Danmark påvirke de resulterende investeringer i vores nabolande, hvilket kan betyde, at de investeringer i kul- og gaskraft, der blev udmøntet i nabolandene, potentielt kan fortrænges eller forøges.
- Der beregnes et nyt driftsmønster for alle teknologier i det modellerede område. Dette vil sige, at selv om nogle investeringer og den eksiste-

rende kraftværkspark muligvis er uændret, kan driften af disse anlæg påvirkes af de økonomiske signaler, som fremkommer som funktion af den danske vindmålsætning.

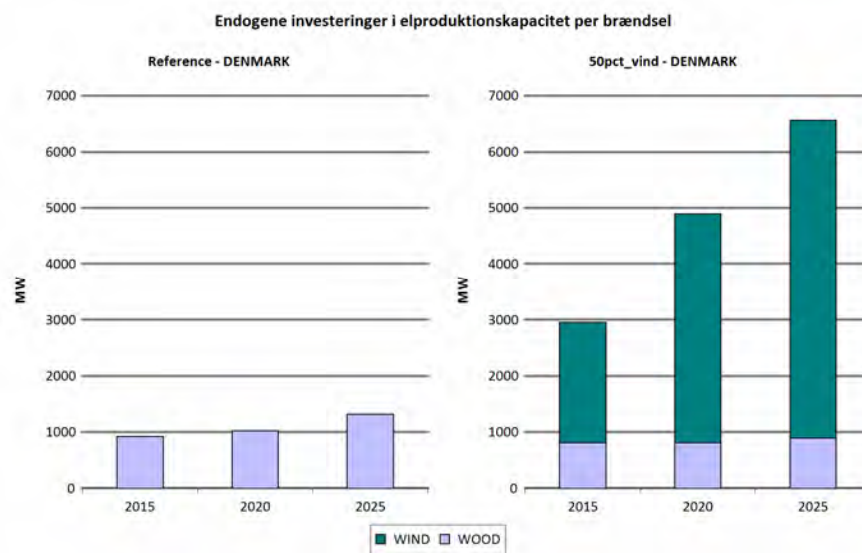
- Priser på CO₂-kvoter og brændsler ligger fast, hvilket vil sige uanset om efterspørgsel af forskellige brændsler, som kul, gas og træ kan ændres som konsekvens af den nye konfiguration af energisystemet, giver dette i modellen ikke nogen prismæssig påvirkning på inputpriser.
- Priser på el og fjernvarme dannes endogent i modellen, og dermed kan disse påvirkes af indførelsen af en målsætning, hvilket igen resulterer i ændringer i profitter for elproducenter og omkostninger for elforbrugerne.
- Udnyttelsesgraden, og dermed værdien, af transmissionslinier kan påvirkes, og derfor kan der fremkomme en ændring i investeringssignaler og flaskehalsindtægter for systemansvaret i de forskellige lande.
- Handel imellem regioner og over grænser påvirkes af prissignalerne, som fremkommer af modellen, og hermed er det muligt, at roller som nettoimportører og -eksportører byttes rundt imellem landene.

I de følgende præsenteres resultatet af den komparative analyse. Følgende resultater præsenteres:

- Investeringer i energisystemet
- Udvikling i elpriser
- Samfundsøkonomi
- Nødvendige investeringstilskud
- CO₂-udledning
- Grænseoverskridende handel

Investeringer i energisystemet

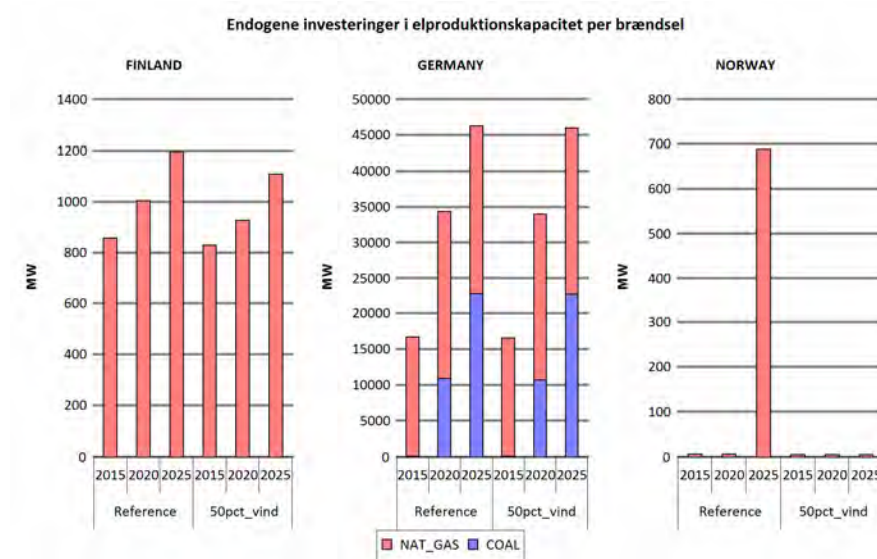
Investeringerne i det danske elsystem fremgår af figuren nedenfor for referenceløbet og forløbet med en vindkraftmålsætning på 50 pct. i Danmark i 2025.



Figur 32: Investeringer i elproduktionskapacitet i referencescenariet og 50 pct. vindkraftscenariet i perioderne 2011-2015, 2016-2020 og 2021-2025 i Danmark. I begge scenarier investeres i centrale træfyrede værker og vindkraft over perioden. Dog er der en jævn vindkraftudbygningen i 50 pct. scenariet, for hermed at opfylde delmålene i alle perioder. Der udbygges i 50 pct. scenariet først med landvind og derefter med havvind.

I begge scenarier investeres i centrale, træfyrede værker fra 2011 og frem til 2025 giver dette ca. 1.310 MW i referencen og 890 MW i vindkraftscenariet, hvilket svarer ca. til 2 nye Avedøre II blokke. I 50 pct. vind scenariet bliver der for at opfylde delmålet på 32 pct. i 2015 udbygget med 2.145 MW vindkraft på land. I 2016-2020 bliver der endvidere opstillet 1.355 MW landvind, og hermed er der fuld udbygning af landvind i forhold til de forudsatte pladsmæssige begrænsninger. Der suppleres med 591 MW havvind også i 2016-2020 for dermed at kunne opnå delmålet på 41 pct. Endelig investeres der i 2021-2025 i yderligere 1.579 MW på havet. Det bemærkes, at vindkraftudbygningen på havet først finder sted i Vestdanmark op til grænsen på 1.250 MW, som er sat af udbygningen med infrastruktur. Det er altså mere fordelagtigt med de ekstra fuldlasttimer i Vesterhavet trods den prissænkende effekt.

Af figuren nedenfor ses forskellene i de endogene investeringer, der foretages i vores nabolande, som konsekvens af 50 pct. målsætningen.

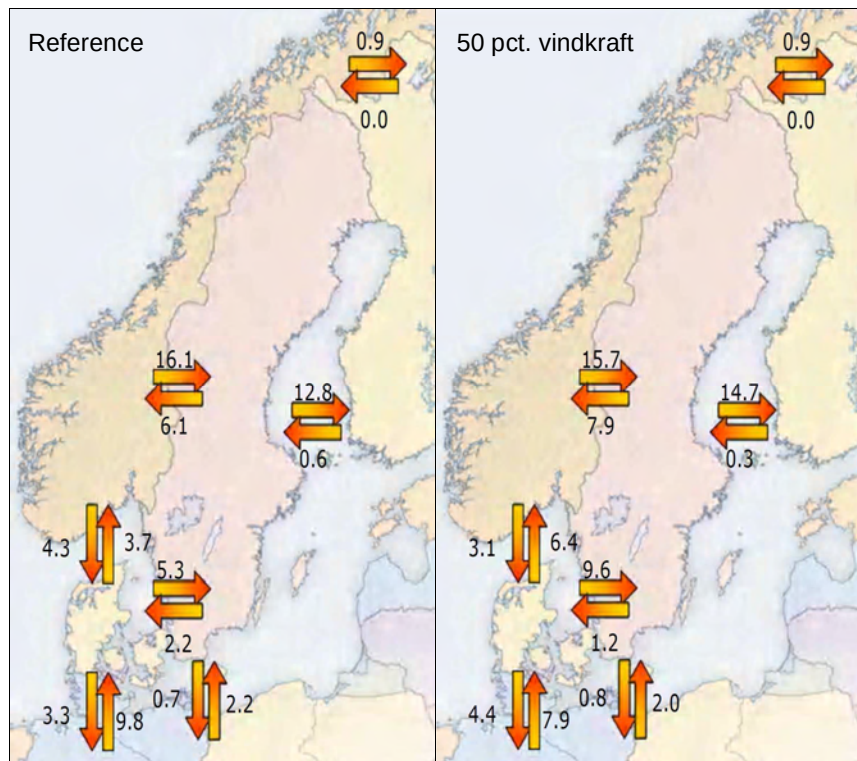


Figur 33: De andre lande i simuleringen udbygger foruden de eksogent specificerede investeringer i kul- og naturgasfyrede anlæg.

I Norge fortrænges investeringen i et gasfyret kondensanlæg i 2025 af udbygningen med vindkraft i Danmark. I Finland reduceres størrelsen af de naturgasfyrede kraftværksinvesteringer en smule. Samlet set reduceres investeringerne i termisk kapacitet med ca. 1.460 MW som følge af den danske vindudbygning. Heraf er der en reduktion på ca. 420 MW i Danmark og ca. 1.040 MW i de øvrige lande.

Udveksling af el over landegrænser

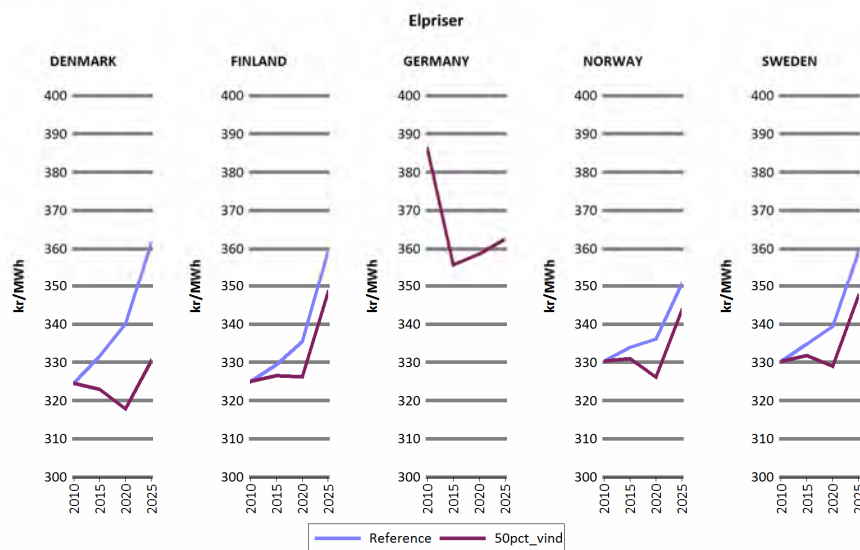
I 50 pct. scenariet er der en større eksport af el fra Danmark. Danmark fungerer stadig som transitland for den tyske vindmøllestrøm, men ikke lige så meget som ellers. En øget efterspørgsel på eltransmissionskapacitet medfører, at Danmarks flaskehalsindtægter er højere end i referencen. Dette kunne muligvis udløse investeringer i internationale eltransmissionsforbindelser; en mulighed ikke er omfattet af beregningerne.



Figur 34: Årlig eltransmission imellem lande i 2025. Til venstre: Referencescenariet. Til højre: 50 pct. vindscenariet. Transmission over Nord-Ned er ikke angivet.

Elpriser

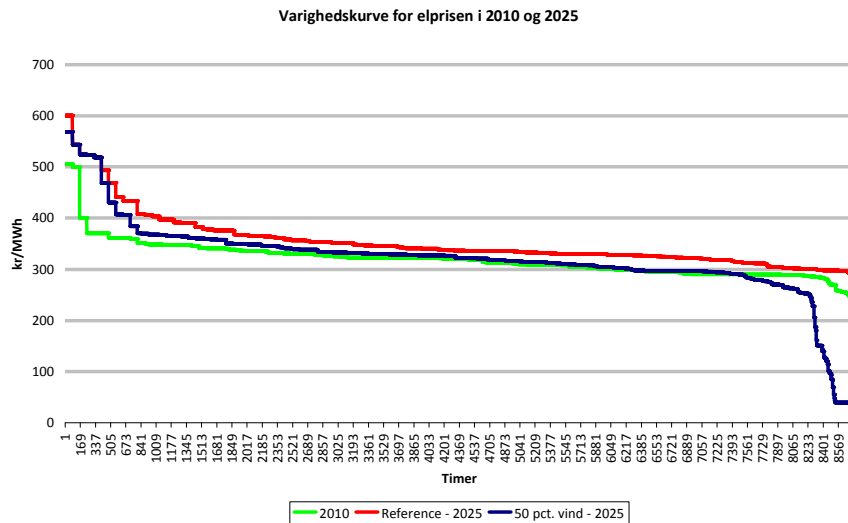
Nedenfor er vist udviklingen i elpriser i de fem lande i perioden 2010 til 2025.



Figur 35: Her ses den simulerede udvikling i (forbrugsvægtede) elpriser fra 2010 til 2025, med og uden særlig indsats for 50 pct. vind i Danmark. I Danmark kan man se den ekstra vindkrafts pris-sænkende effekt over forløbet. Disse priser eksporteres i en vis grad til vores nabolande (med undtagelse af Tyskland), hvor der jo udbygges med vind i begge scenarier.

Prisen på el falder i Danmark fra 361 kr./MWh til 330 kr./MWh i 2025, hvis målsætningen gennemføres. Dette gavner i forbrugerne, hvis man ser bort fra, at det incitament, som er givet til investeringer i vindkraft, sandsynligvis vil skulle finansieres af forbrugerne. Det er til gengæld sikkert, at det er til ugunst for økonomien for eksisterende værker, som bliver fortrængt fra markedet.

Nedenfor er vist elprisvarighedskurven for Danmark i 2010, hvor prisen er den samme i de to scenarier samt i 2025 i referencescenariet og i vindkraftscenariet.

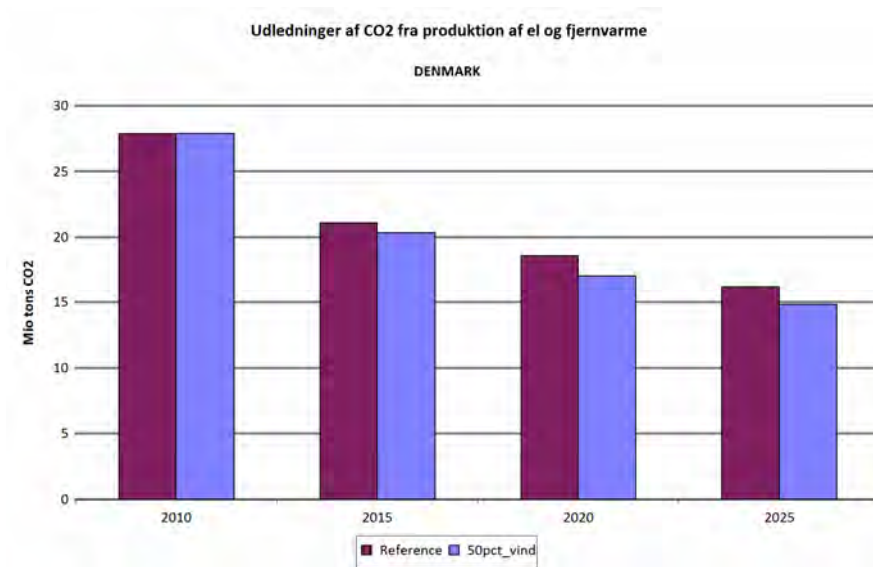


Figur 36: Elprisvarighedskurver i Danmark i referencescenariet.

Det fremgår, at den stigende udbygning med vind giver en større andel af timer med lave priser i 2025. Antallet af lave elpriser stiger i forhold til referencescenariet, hvor der ikke sker en så markant vindudbygning i Danmark. Det skal bemærkes at der i prisvarighedskurverne er tale om simple gennemsnitspriser imellem Øst- og Vestdanmark, og eftersom de fleste vindinvesteringer lokaliseres i vest, er der her flere timer med lave elpriser.

Konsekvenser for CO₂-udledningen

Figuren nedenfor viser den løbende indvirkning på CO₂-udslippet fra el og fjernvarmeproduktionen i Danmark. Fra 2010 falder udslippet i begge scenarier i kraft af, at der i begge kommer øgede mængder CO₂-fri produktionskapacitet ind i systemet.



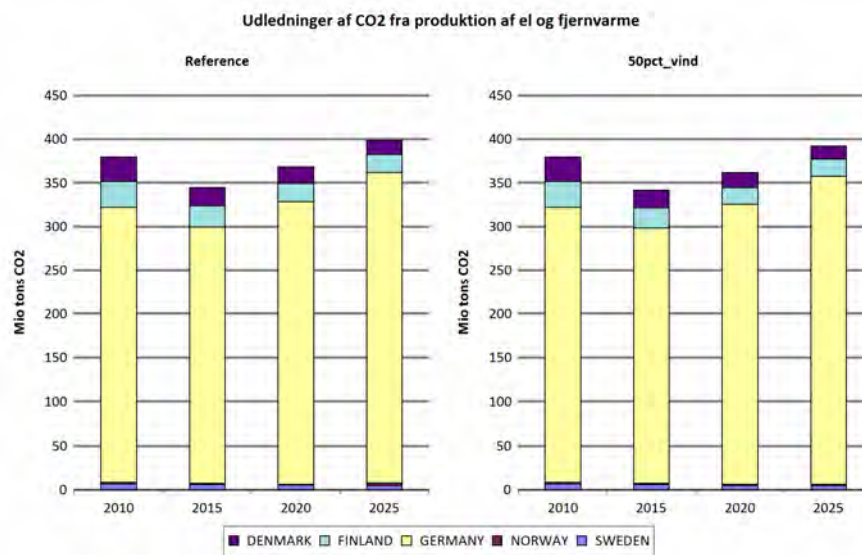
Figur 37: Figuren viser den løbende indvirkning på CO₂-udslippet fra el og fjernvarmeproduktionen i Danmark. Året 2010 er forudsætningsmæssigt identiske i de to scenarier, og har dermed også samme resulterende CO₂-udslip. Herefter falder udslippet i begge scenarier i kraft af at der i begge kommer øgede mængder CO₂-fri produktionskapacitet ind i systemet.

CO₂-reduktion i Danmark

Den relativt større mængde vindkraft i systemet i betyder, at der i 2025 udledes 1,4 million tons mindre CO₂ end i referencescenariet i Danmark. Det er bemærkelsesværdigt, at samlet set over perioden betyder dette en halvering af det årlige CO₂-udslip, fra 28 millioner tons/år til 14-16 millioner tons/år. I referencescenariet reduceres emissionen til 57 pct. af 2010 emissionen, mens den i vindkraftscenariet reduceres til 55 pct. Men eftersom Danmarks eksport stiger som følge af vindkraftmålsætningen er den samlede reduktion endnu større.

Samlet CO₂-reduktion

Dette kan ses af figuren nedenfor, som viser udledninger for hele modelområdet. Det fremgår, at den samlede mængde CO₂, der udledes fra el og fjernvarmeproduktion stiger over perioden. Hovedårsagen til dette er, at man i Tyskland erstatter den afviklede atomkraft med omfattende mængder af kul- og naturgasfyrede anlæg. Det skal her bemærkes, at der ikke foruden den antagne udbygning af vindkraft er indregnet nogen form for støtte til vedvarende energi i Tyskland, hvilket betyder at der ikke investeres i vedvarende energi ud over de eksogent givne investeringer.



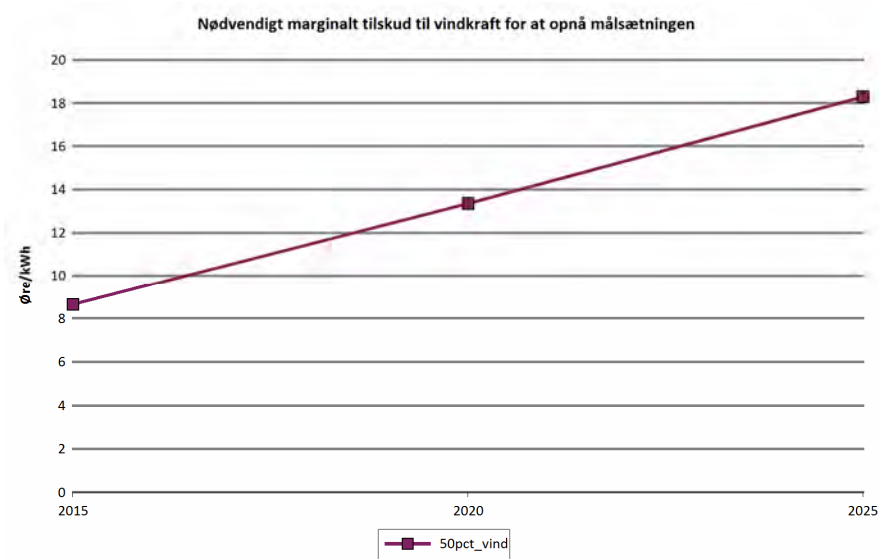
Figur 38: Udledninger for hele modelområdet vises her. Her øges den samlede mængde CO₂ der udledes fra el og fjernvarmeproduktion. Hovedårsagen til dette er, at man i Tyskland erstatter den afviklede atomkraft med omfattende mængder af kul- og naturgasfyrede anlæg.

Den samlede reduktion af CO₂, når man sammenligner referencescenariet og 50 pct. scenariet bliver ca. 7 millioner tons. Altså bliver en del af CO₂ reduktionen som følge af den danske vindsatsning realiseret i vores nabolande. Skal man sætte tal på værdien af denne reduktion med udgangspunkt i den anvendte kvote-pris på 150 kr./ton giver dette 1.050 millioner kr. – et resultat som er internaliseret i beregningerne.

Det marginale tilskudsbehov

Målsætningen om 50 pct. vindkraft kommer ikke af sig selv på frie markedsbetingelser. Der er behov for, at samfundet understøtter udviklingen økonomisk. Dette fremgår af nedenstående graf, som viser størrelsen af det marginale tilskud i 2015, 2020, og 2025, som kræves for, at modellen realiserer denne målsætning. Der er ikke gjort forudsætninger omkring sammensætningen af tilskuddet, og resultatet kan fortolkes på forskellige måder. En mulig fortolkning er som et tilskud, der lægges oven på markedsprisen, eller som den pris der ville dannes i et marked for vindcertifikater. Usikkerhed om markedsprisen på el og de fremtidige møllepriser kan øge tilskudsbehovet i praksis.

Endvidere kan det bemærkes, at tilskuddet er udtryk for behovet i forhold til de markedsbetingelser som er beskrevet i modellen. Hvis markedsfejl, set i kontekst af samfundsmæssige udgifter/skadesvirkninger ikke er tilstrækkeligt internaliseret, kan disse være motivationen for at samfundet vælger et sådan tilskud.



Figur 39: Grafen viser størrelsen af det marginale incitament i 2015, 2020, og 2025, der vil indfri målsætningen.

Det kan ses af Figur 39 at det nødvendige tilskud for investering ligger omkring 8-9 øre/kWh i 2015. Her kunne målsætningen opnås alene ved landvind og dermed afspejler punktet her det nødvendige tilskud til landvind, med den teknologiudvikling som er forudsat i 2015. I 2020 ligger tilskuddet marginalt omkring 13 øre/kWh og i 2025 vokser det til 18 øre. Baggrunden for disse 3 niveauer er at det er forskellige vindmølleplaceringer og typer, der er marginale i hvert simuleringsår. I 2015 udbygges der kun med landvind. Her er det landvind i Østdanmark, der er marginalt. I 2020 udvides med landvind i Østdanmark og havvind i vest, hvor havvinden i Vesterhavet er marginal. I 2025 bygges der fuldt ud på havet i vest i forhold det tilladte af infrastrukturen. Derefter etableres der havvind i øst, og dette bliver marginalt. Det resulterer, skønt faldende investeringspriser over perioden, i et stigende behov for tilskud.

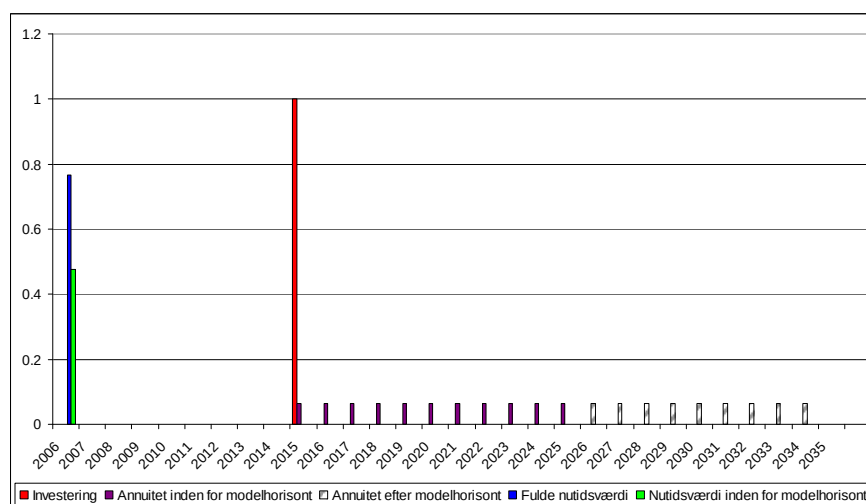
8.3 Samfundsøkonomiske konsekvenser

I analyserne opgøres den samfundsøkonomiske forskel på to beregningsforløb. Herved kan fx den samfundsøkonomiske omkostning eller gevinst ved en dansk vindkraftmålsætning bestemmes. Med samfundsøkonomi menes i denne sammenhæng de samlede omkostninger i el- og fjernvarmesystemet til brændsel, drift og vedligeholdelse, investeringer, etc. Der ses ikke på afledte effekter for resten af samfundet, og den samfundsøkonomiske analyse er derfor en partiel analyse af el- og varmesektoren.

For hvert enkelt år i et beregningsforløb med Balmorel kan de samlede omkostninger for systemet opgøres. I de konkrete beregninger udregnes de samlede omkostninger i 2010, 2015, 2020 og 2025 for hvert scenario. Disse omkostninger omsættes derefter til en gennemsnitlig årlig omkostning for hvert af årene i perioden 2010 – 2025 ved lineær interpolation mellem de fire beregningsår. De årlige omkostninger i hvert år tilbagediskonteres herefter til 2007

med en given diskonteringsrente (3 pct.), og derefter udregnes gennemsnittet for perioden 2010 – 2025.

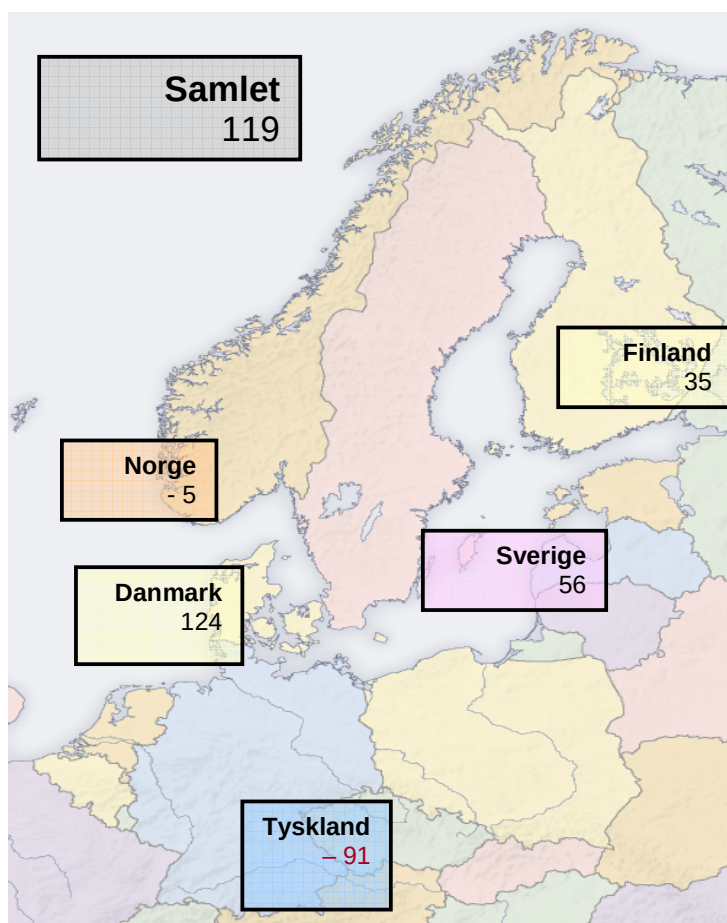
Selv om investeringer i modellen foretages med en 10 pct. rente, bliver den samfundsøkonomiske værdisætning af investeringen beregning på baggrund af den samfundsøkonomiske diskonteringsrente. Investeringsbeløbet annuises over 20 år til 3 pct., og diskonteres igen med 3 pct. Dette betyder, at investeringsomkostningen til en investering som foretaget i første år ville have en nutidsværdi svarende til den totale investeringsomkostning.



Figur 40: Diskontering af investeringer. Når der investeres 1 kr. i 2015 (rød) laves en annuitet over 20 år, den forventede levetid, til diskonteringsrenten 3 pct. Den fulde værdi af investeringen kan tilbagediskonteres til 2006 (blå), men i den vældfærdsøkonomiske sammenligning indgår kun nytteværdien af investeringen i perioden 2015-2025 og derfor indgår kun ydelserne i denne periode, når nutidsværdi af investeringen beregnes (grøn).

Figur 40 illustrer, hvorledes der i den samfundsøkonomiske beregning af resultaterne tages hensyn til det faktum, at modellen kan foretage investeringer, hvor en del af nytteværdien ligger uden for modelhorisonten. Den nutidsværdi, der anvendes, svarer her til en tilbagediskontering af de ydelser på en annuitet på 3 pct. over 20 år, der ligger inden for modelhorisonten. Filosofien i dette er, at afkastet på en investering skal stå mål med den årlige omkostning, år for år. Dette svarer effektivt til at beregning et *scrap-værdi* ved afslutningen af forløbet.

Resultatet af beregningerne fremgår af figuren nedenfor.



Figur 41: Effekter på samfundsøkonomien i mio. kr. pr. år fordelt på lande under en dansk målsætning for vindkraft.

Det fremgår af figuren ovenfor at der er en total årligt diskonteret gevinst på 119 mio. kr. pr. år. For Danmark er der en gevinst på 124 mio. kr. pr. år. Dette er dog før afholdelse af de danske infrastrukturmålsætninger.

Resultaterne delt på energiomkostninger og CO₂ fremgår af nedenstående tabel.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft)	27	-78	-243	- 33	40	- 287
Mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	97	113	152	28	16	406
Samlet	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 16: Samfundsøkonomiske gevinster.

Det vil være producenterne, der vil tabe på indførelse af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Her er der ikke taget hensyn til, hvem der skal finansiere den ekstra omkostning ved vindkraftudbygning. Som følge af de lavere elpriser bliver der, isoleret set, en betydelig gevinst for elforbrugerne.

8.4 Konsekvenser for udledning af NO_x og SO₂

Der udledes i de to scenarier forskellige mængder af NO_x og SO₂. En udvikling imod 50 pct. vindkraft giver samlet set en reduktion i de miljøskadelige stoffer. I modellen indregnes en beskatning af udledninger af SO₂, men i de samfundsøkonomiske beregninger er afgiften ikke indregnet som en udgift, men blot som en omflytning af penge mellem aktører.

Der er derfor uden for modellen gennemført en opgørelse af de sparede skadesomkostninger ved reduktion af SO₂ og NO_x. Reduktion af emissionen af partikler er ikke indregnet. På baggrund af Balmores teknologikatalog for kraftværksteknologierne i modellen udregnes de samlede emissioner af SO₂ og NO_x i de to scenarier. Ved sammenligning af scenarierne kan reduktion i emissioner som følge af den ekstra udbygning med vindkraft i Danmark beregnes. De to nedenstående tabeller viser reduktionen i udledninger landene i modellen. Der er vist resultater for 2015, 2020 og 2025, da 2010 beregningerne er ens i de to scenarier.

Tusind tons SO ₂ /år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
2015	0,22	4,61	0,27	0	0,14	5,23
2020	0,57	7,15	0,19	0	0,34	8,24
2025	0,96	7,80	-0,04	0	0,23	8,96

Tabel 17: Reduktion af udledninger af SO₂ som følge af opnåelsen af målsætningen for vindkraft.

Tusind tons NO _x /år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
2015	1,98	3,51	4,18	0,01	0,31	9,99
2020	4,08	5,90	6,26	0,02	0,78	17,04
2025	4,27	5,62	3,44	2,10	0,32	15,75

Tabel 18: Reduktion af udledninger af NO_x som følge af opnåelsen af målsætningen for vindkraft.

Det fremgår af tabellerne, at 50 pct. vind scenariet i Danmark påvirker emissionerne i Danmark, men også i betydeligt omfang i vores nabolande. Finland reducerer udledninger mest.

Gevinst ved reducerede skadesomkostninger

De reducerede udledninger omsættes til en gennemsnitlig, årlig samfundsøkonomisk gevinst på samme vis som de øvrige samfundsøkonomiske omkostninger. Der er også her anvendt en diskonteringsrente på 3 pct. Endvidere er der anvendt en middelværdi af det lave og det høje estimat for skadesomkostninger fra kapitel 6. Der er således anvendt en skadesomkostning på 62 kr./kg for NO_x og 76 kr./kg for SO₂. Resultaterne fremgår af nedenstående tabel.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	21	262	8	0	10	301
NO _x	111	167	166	15	17	476
Samlet	132	429	174	15	27	777

Tabel 19: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres.

Det fremgår, at den totale gevinst ved reduktion af emissioner af SO₂ og NO_x bliver knap 800 mio. kr. årligt som følge af udbygningen med vindkraft.

I vindscenariet etableres 17 TWh mere vindkraft end i referencescenariet i 2025, og ses alene på reduktion af skadesomkostningerne i dette år, udgør de 1.657 mio. kr. uden tilbagediskontering. Dette svarer til, at skadesomkostningen ved den elproduktion, som fortrænges, er 9,7 øre/kWh i 2025. I elmarkedet fortrænger vindkraften det marginale produktionsanlæg, som typisk vil have relativt høje miljøomkostninger sammenlignet med de øvrige anlæg i markedet. I kapitel 6 blev skadesomkostningen for elproduktionen fra gennemsnittet af værker i dag opgjort, og anvendes et gennemsnit af det VLYL og VSL metoden for værdisætning af liv er denne omkostning 11,5 øre/kWh. Resultaterne indikerer derfor, at det marginale anlæg i systemet i 2025 vil have en skadesomkostning, som er ca. på niveau med det gennemsnitlige anlæg i Danmark i dag.

9 50 pct. vind i Danmark i 2025 - følsomhedsanalyser

I dette kapitel beskrives resultatet af følsomhedsanalyser for beregninger med 50 pct. vindkraft i Danmark. Der er gennemført følgende følsomhedsanalyser:

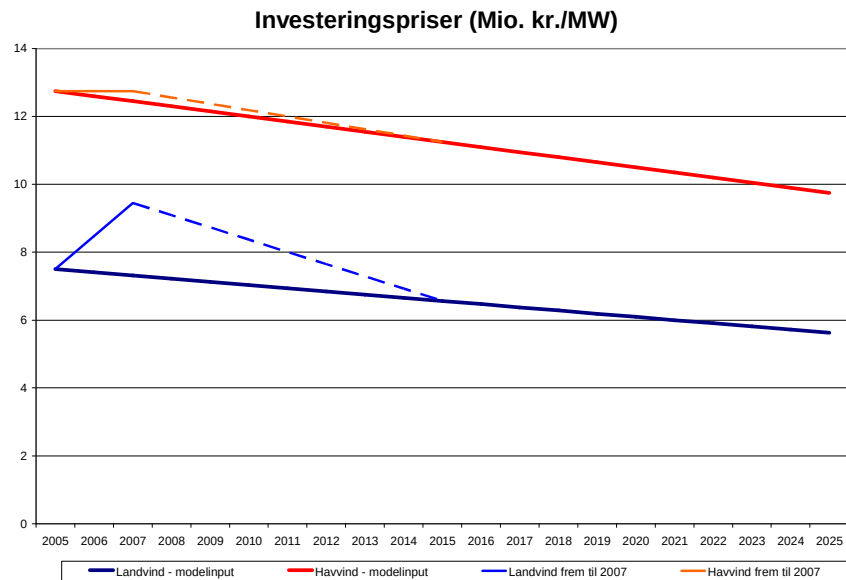
- Investeringsomkostninger for vindkraft
- Højere brændselspriser
- Lavere CO₂-kvotepriser
- Højere CO₂-kvotepriser
- Nye infrastrukturinvesteringer

Der laves to typer følsomheder:

- Den første type følsomhed (Type 1) gennemføres således, at hele investeringsforløbet 2010 – 2025 gennemregnes igen. Dermed ses konsekvenser for såvel ændrede investeringer, drift af elsystemet og samfundsøkonomi. Type 1 følsomhedsanalyse gennemføres alene for investeringsomkostninger for vindkraft.
- Den anden type følsomhed (Type 2) gennemføres med de to beregnede investeringsforløb fra basisberegningen (referencescenariet og 50 pct. vind scenariet). Følsomheder viser således, hvad konsekvenserne er, hvis forudsætningerne ændres, men investeringerne alligevel fastholdes. På denne vis "robusthedstestes" de gennemregnede scenarier. Denne type følsomhed gennemføres for ændrede forudsætninger om CO₂-kvotepris og brændselspriser samt nye infrastrukturinvesteringer.

9.1 Investeringsomkostninger for vindkraft (type 1 følsomhed: nyt investeringsforløb)

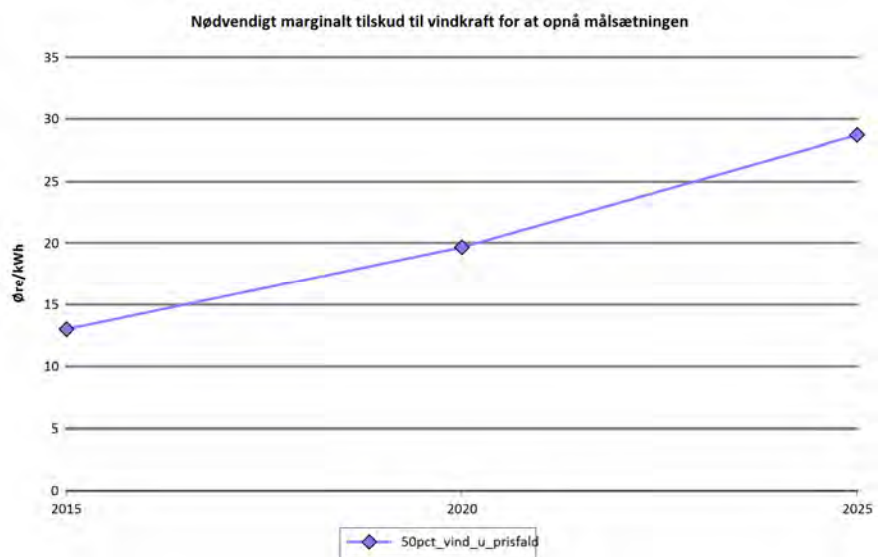
Der er ret stor usikkerhed om den fremtidige pris for vindkraftanlæg. Figuren nedenfor viser det antagne forløb i basisberegningen.



Figur 42: Investeringsdata for vindmøller. Der er antaget et lineært fald fra prisniveauet i 2005 til en estimeret pris i 2025. Estimatet i 2025 er baseret på Teknologikataloget og IEA's "Projected costs of generating electricity – 2005 update". Figuren viser endvidere den prisstigning, som er sket fra 2005 til 2007. Kilder: BTM Consult (2007), IEA (2005) og Energistyrelsen, Eltra og Elkraft System (2005).

I denne følsomhed er der regner med, at investeringsprisen for vindmøller på land er 7,5 mio. kr./MW i hele perioden, og at prisen på havvind er 12,8 mio. kr./MW i hele perioden. Dermed fastholdes det prisniveau, som er observeret før den prisstigning, som er sket de seneste år.

Grafen nedenfor viser det nødvendige tilskud, når vindmøllepriserne ikke falder.



Figur 43: Nødvendigt marginalt tilskud ved uændrede vindmøllepriser.

Det fremgår, at det nødvendige tilskud til møllerne er betydeligt højere end i grundberegningerne af 50 pct. vindkraft i Danmark. I 2025 er det ifølge modellen nødvendigt med et tilskud på op mod 28-29 øre/kWh for at få etableret havmøller på de mindst vindrige placeringer i Østdanmark.

Til sammenligning blev det nødvendige, marginale tilskud i grundberegningen beregnet til 8-9 øre/kWh i 2011-2015, 13-14 øre/kWh i 2016-2020 og endelig til ca. 18 øre/kWh i 2021-2025. Der er altså en ret markant påvirkning af det nødvendige tilskud, hvis prisen ikke falder. Særligt for havvind og i slutningen af perioden er betydningen stor.

Samfundsøkonomi

Resultater fremgår af nedenstående tabel.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceeringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	- 57	35	- 91	- 5	56	- 62
Resultat af grundberegningen til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 20: Samfundsøkonomiske gevinster i følsomhedsanalysen med intet prisfald på vindmøller.

Det fremgår, at de stigende vindmøllepriser betyder, at 50 pct. vindscenariet nu giver et samfundsøkonomisk underskud på ca. 60 mio. kr. årligt for Danmark og et underskud på samme niveau for det samlede område. Dermed øges de samfundsøkonomiske omkostninger med 181 mio. kr. årligt for både Danmark og det samlede område. Denne ekstraomkostning skyldes højere kapitalomkostninger for vindkraften.

Konsekvenser for SO₂ og NO_x

Resultater fremgår af nedenstående tabel.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	21	263	8	0	10	301
NO _x	111	167	166	15	17	476
Samlet	132	429	174	15	27	777
Samlet i grundberegningen	132	430	174	15	27	777

Tabel 21: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i følsomhedsanalysen med intet prisfald på vindmøller. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen er vist til sammenligning.

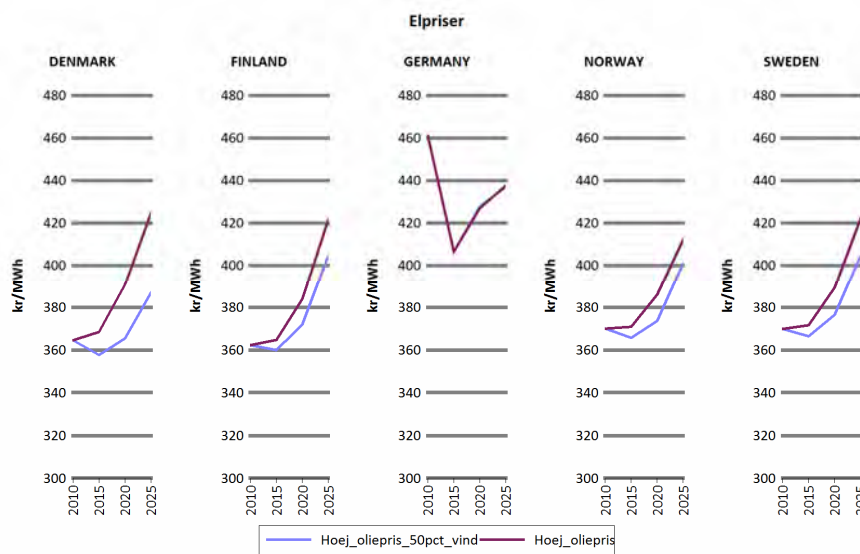
Resultaterne viser næsten præcis samme billede som i grundberegningen. Vindmøllerne må således fortrænge de samme kraftværker som i grundberegningen, hvilket ikke er overraskende, da den eneste ændring er prisen på

vindmøllerne. Produktionsprofil og udbygningskravet i 2015, 2020 og 2025 er det samme som i grundberegningen.

9.2 Højere brændselspriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)

I denne følsomhed er det forudsat, at brændselspriserne i hele perioden er højere end i grundforløbet. Der er regnet med, at olieprisen stiger til 75 \$/tønde i 2025. Den relative prisstigning er antaget at slå igennem 100 pct. på naturgasprisen, men kun 50 pct. på kulprisen. Også priserne på biomasse forventes at stige med samme relative stigning som kul. I følsomheden er der regnet med, at brændselspriserne er højere gennem hele perioden, og at den relative prisstigning for alle brændsler er den samme som i 2025. Følsomheden er gennemført som en type 2 følsomhed, dvs. modelberegninger er gennemført med investeringsforløbet fra grundberegningerne, men med højere brændselspriser over hele perioden.

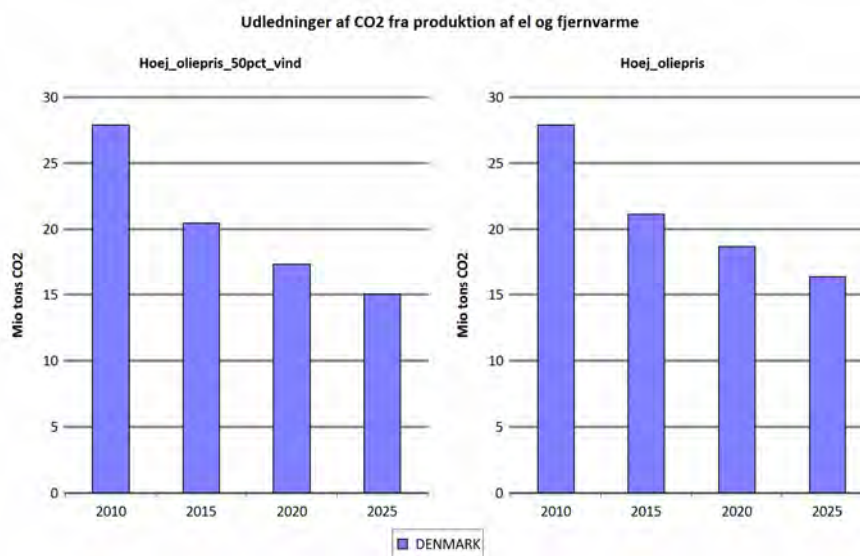
Figuren nedenfor viser elprisudviklingen i referencescenariet med højere brændselspriser. Det fremgår, at de højere brændselspriser har markant indflydelse på elprisen i gennem forløbet. I referenceforløbet når elprisen op på 42 øre/kWh i slutningen af forløbet. Det ses også, at priseniveauet i Norden ikke er det samme som i Tyskland, hvilket bl.a. skyldes, at modellen i denne følsomhed ikke kan foretage nye investeringer og dermed finde en ny balance mellem Norden og Tyskland. Der vil derfor være mere eksport fra Norden mod Tyskland i denne følsomhed. Elprisfaldet som følge af investeringer i vindkraft bliver her knap 4 øre/kWh mod 3 øre/kWh i grundberegningen.



Figur 44: Elprisudviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med høje brændselspriser, men med uændret investeringsbillede.

Nedenfor ses udviklingen i CO₂-emissionen i Danmark i referencescenariet og 50 pct. vindkraftscenariet med højere brændselspriser. I denne følsomhedsanalyse reduceres CO₂-emissionen i 2025 med 1,4 mio. tons årligt som følge

af vindkraftudbygningen, hvilket svarer til reduktionen i grundberegningen. For det samlede område reduceres med 6,3 mio. tons årligt mod 7 mio. tons årligt i grundberegningen. Der sker altså en mindre reduktion af CO₂-emissionen, når brændselspriserne er højere. Dette må skyldes, at de marginale produktionsenheder i systemet, som vindkraften fortrænger, derfor i denne situation må være anlæg med lavere CO₂-emission end i grundberegningen.



Figur 45: CO₂-udviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med høje brændselspriser, men med uændret investeringsbillede.

Samfundsøkonomi

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Med højere brændselspriser bliver gevinsten højere ved en udbygning med vindkraft end i grundberegningen. Dette skyldes, at vindkraften i denne situation fortrænger enheder med dyrere produktion.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	356	53	- 109	- 3	63	359
Resultat af grundberegningen til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 22: Samfundsøkonomiske gevinster i følsomhedsanalysen med højere brændselspriser.

Konsekvenser for SO₂ og NO_x

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Reduktionen i skadesomkostninger bliver lavere end i grundberegningen. Dette stemmer med, at CO₂-reduktionen

som følge af vindkraften også er lavere end i grundberegningen, og der derfor her i stigende grad fortrænges anlæg på gas frem for kul.

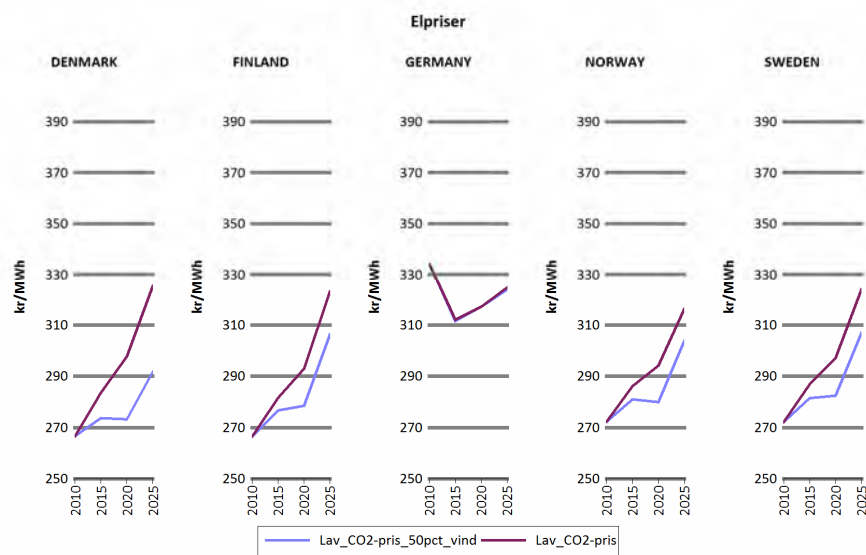
Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	28	254	11	0	6	298
NO _x	98	146	117	15	8	386
Samlet	126	400	128	15	14	683
<i>Samlet i grundberegningen</i>	<i>132</i>	<i>430</i>	<i>174</i>	<i>15</i>	<i>27</i>	<i>777</i>

Tabel 23: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i følsomhedsanalysen med højere brændselspriser. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen er vist til sammenligning.

9.3 Lavere CO₂-kvotepriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)

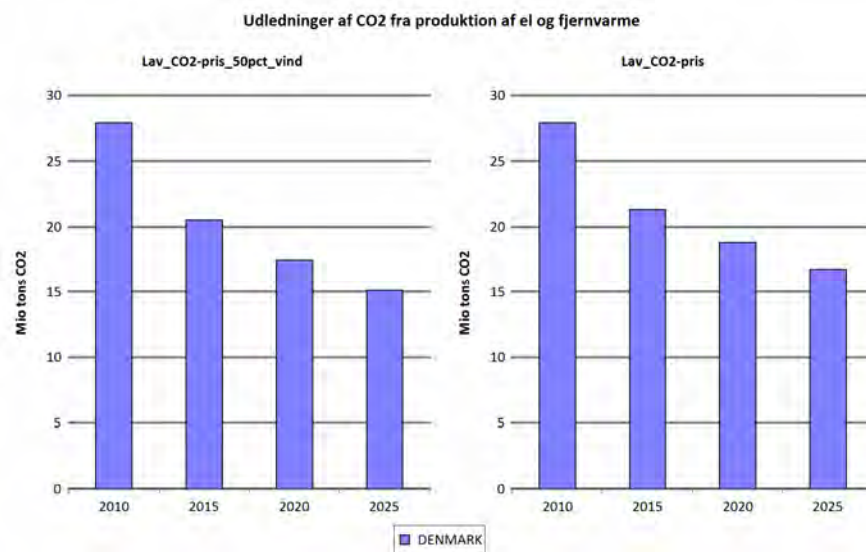
I denne følsomhed er det forudsat, at CO₂-kvoteprisen i hele perioden er lavere end i grundforløbet. Der er regnet med, at olieprisen kvoteprisen er 75 kr./ton i stedet for 150 kr./ton i grundforløbet. Følsomheden er gennemført som en type 2 følsomhed, dvs. modelberegninger er gennemført med investeringsforløbet fra grundberegningerne, men med lavere CO₂-kvotepris over hele perioden.

Figuren nedenfor viser elprisudviklingen i referencescenariet med lavere CO₂-kvotepriser. Det fremgår, at den lavere CO₂-kvotepris har indflydelse på elprisen i gennem forløbet. I referenceforløbet når elprisen op på 33 øre/kWh i slutningen af forløbet mod 36 øre/kWh i grundberegningen. Elprisfaldet i Danmark i 2025 som følge af investeringer i vindkraft bliver her ca. 3,5 øre/kWh mod 3 øre/kWh i grundberegningen.



Figur 46: Elprisudviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med lave CO₂-kvotepriser på 75 kr./ton, men med uændret investeringsbillede.

Nedenfor ses udviklingen i CO₂-emissionen i Danmark i referencescenariet og 50 pct. vindkraftscenariet med en lavere CO₂-kvotepris. I denne følsomhedsanalyse reduceres CO₂-emissionen i 2025 med 1,6 mio. tons årligt som følge af vindkraftudbygningen imod 1,4 mio. tons årligt i grundberegningen. For det samlede område reduceres med 6 mio. tons årligt mod 7 mio. tons årligt i grundberegningen. Der sker altså en mindre reduktion af CO₂-emissionen, når CO₂-prisen er høj. Dette må skyldes, at gaskraft i stigende grad bliver den marginale produktionsenhed i systemet, og vindkraften fortrænger derfor i denne situation anlæg med lavere CO₂-emission end i grundberegningen.



Figur 47: CO₂-udviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med lave CO₂-kvotepriser på 75 kr./ton, men med uændret investeringsbillede.

Samfundsøkonomi

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Der er i denne situation en samfundsøkonomisk omkostning på næsten 100 mio. kr. for Danmark, hvilket skyldes, at den øvrige produktion i denne følsomhedsanalyse er billigere end i grundberegningen.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	- 95	49	- 81	- 12	64	- 75
Resultat af grundberegningen til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 24: Samfundsøkonomiske gevinster i følsomhedsanalysen med lavere CO₂-kvotepriser.

Konsekvenser for SO₂ og NO_x

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Reduktionen af skadesomkostninger er i denne følsomhed markant mindre end i grundberegningen, hvilket skyldes, at det i højere grad er gas end kul, som fortrænges, når CO₂-kvoteprisen er lavere.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	67	112	- 3	0	5	181
NO _x	106	76	81	15	13	291
Samlet	173	188	78	15	18	472
Samlet i grundberegningen	132	430	174	15	27	777

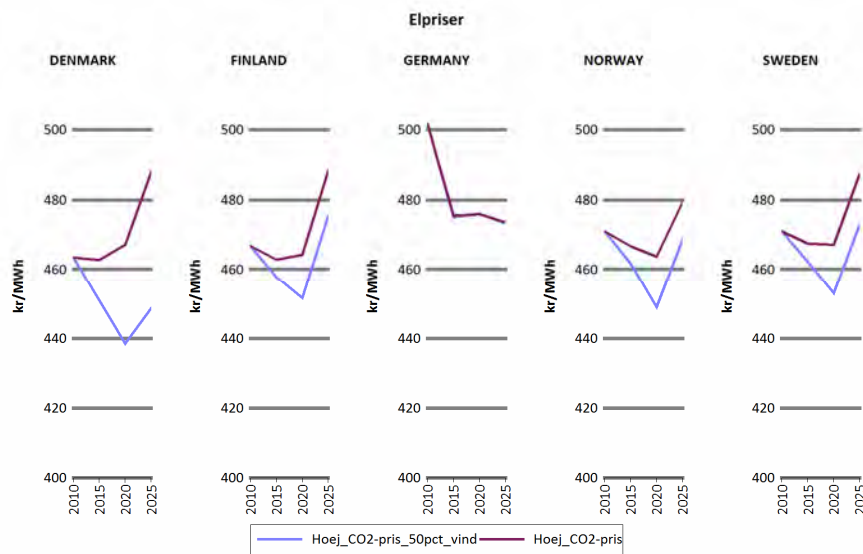
Tabel 25: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i følsomhedsanalysen med lavere CO₂-kvotepriser. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen er vist til sammenligning.

9.4 Højere CO₂-kvotepriser (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)

I denne følsomhed er det forudsat, at CO₂-kvoteprisen i hele perioden er højere end i grundforløbet. Der er regnet med, at olieprisen kvoteprisen er 300 kr./ton i stedet for 150 kr./ton i grundforløbet. Følsomheden er gennemført som en type 2 følsomhed, dvs. modelberegninger er gennemført med investeringsforløbet fra grundberegningerne, men med højere CO₂-kvotepris over hele perioden.

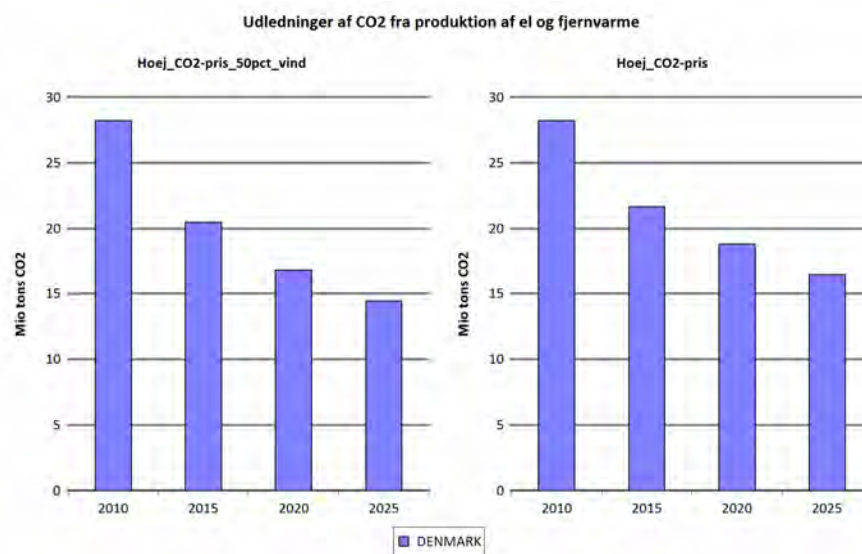
Figuren nedenfor viser elprisudviklingen i referencescenariet og i 50 pct. vindscenariet med højere CO₂-kvotepriser. Det fremgår, at den højere CO₂-

kvotepris har markant indflydelse på elprisen i gennem forløbet. I referenceforløbet når elprisen op på 49 øre/kWh i slutningen af forløbet. Elprisfaldet som følge af investeringer i vindkraft bliver her ca. 4 øre/kWh mod 3 øre/kWh i grundberegningen.



Figur 48: Elprisudviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med høje CO₂-kvotepriser på 300 kr./ton, men med uændret investeringsbillede.

Nedenfor ses udviklingen i CO₂-emissionen i Danmark i referencescenariet og 50 pct. vindkraftscenariet med en højere CO₂-kvotepris. I denne følsomhedsanalyse reduceres CO₂-emissionen i 2025 med 2,1 mio. tons årligt som følge af vindkraftudbygningen imod 1,4 mio. tons årligt i grundberegningen. For det samlede område reduceres med 8,1 mio. tons årligt mod 7 mio. tons årligt i grundberegningen. Der sker altså en større reduktion af CO₂-emissionen, når CO₂-prisen er høj. Dette må skyldes, at kulkraft i stigende grad bliver den marginale produktionsenhed i systemet, og vindkraften fortrænger derfor i denne situation anlæg med højere CO₂-emission end i grundberegningen.



Figur 49: CO₂-udviklingen i referenceforløbet og i 50 pct. vindkraftscenariet med høje CO₂-kvotepriser på 300 kr./ton, men med uændret investeringsbillede.

Samfundsøkonomi

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Det fremgår, at udbygningen med vindkraft i denne situation giver en betydeligt højere samfundsøkonomisk gevinst, hvilket naturligvis skyldes, at den øvrige produktion i denne situation er relativt dyrere end vindkraft.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	661	39	- 152	- 37	74	584
Resultat af grundberegningen til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 26: Samfundsøkonomiske gevinster i følsomhedsanalysen med højere CO₂-kvotepriser.

Konsekvenser for SO₂ og NO_x

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Det ses, at i denne følsomhed reduceres skadesomkostningerne ved SO₂ og NO_x mere end i grundberegningen, hvilket skyldes, at der i stigende grad fortrænges kulkraft, som har højere skadesomkostninger end naturgasanlæg.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	14	272	24	0	11	321
NO _x	151	244	157	15	24	590
Samlet	165	516	181	15	35	911
<i>Samlet i grundberegningen</i>	<i>132</i>	<i>430</i>	<i>174</i>	<i>15</i>	<i>27</i>	<i>777</i>

Tabel 27: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i følsomhedsanalysen med højere CO₂-kvotepriser. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen er vist til sammenligning.

9.5 Nye infrastrukturinvesteringer (type 2 følsomhed: uændret investeringsforløb)

Historisk håndteres eloverløb effektivt ved den markedsbaserede udveksling med Danmarks nabolande. Handel mellem Danmark og Norge/Sverige har fungeret i mange år. Handel med el bidrager til at udjævne svingninger i elforbrug og produktion på tværs af lande og bidrager til, at det altid er de billigste anlæg i Norden, der er i drift. Via elmarkedet fungerer de nordiske vandkraftværker derfor som et billigt og effektivt energilager for vindkraft. I nordisk sammenhæng udgør vindkraft stadig et temmelig begrænset bidrag til den samlede forsyning, og mulighederne for at indpasse den via vandkraftlagring er store. I første omgang vil det formentligt være udvekslingskapaciteten mellem de nordiske lande og internt i Norge og Sverige, som vil blive begrænsende for at udnytte potentialerne for at handle vind- og vandbaseret el på tværs af grænserne. Med stigende mængder vindkraft i såvel de andre nordiske land som i Tyskland vil der dog på sigt blive stigende konkurrence, særligt fra Tyskland, om at få adgang til de billige reguleringsmuligheder i det norske og svenske system. Vestdanmark er i dag forbundet med Norge og Sverige over hhv. Skagerrak og Kattegat og Østdanmark til Sverige via Øresund.

Der er derfor gennemført en følsomhedsberegning, hvor det danske elsystem er stærkere knyttet til vandkraftsystemet i Norge og Sverige. Endvidere gennemføres infrastrukturinvesteringer, som knytter det danske, og dermed det nordiske system, tættere sammen med Tyskland. Der antages gennemført følgende investeringer:

- Skagerrakforbindelsen mellem Vestdanmark og Norge udvides med yderligere 600 MW (udover Skagerrak 4, som endnu ikke er etableret)
- Kontekforbindelsen mellem Østdanmark og Nordøsttyskland udvides med 600 MW
- Forbindelsen mellem Vestdanmark og Nordvesttyskland udvides med 600 MW.

Beregningen er gennemført som en type 2 følsomhed. Det vil sige, at investeringsforløbet fastholdes, så det er samme investeringer som i grundberegningen af referencescenariet og 50 pct. vindscenariet. De nye investeringer i in-

frastruktur antages at ske i såvel reference- som vindkraftscenariet og regnes derfor ikke som en merudgift i vindkraftscenariet. Investeringerne i ny infrastruktur antages derfor at ske uafhængigt af beslutningen om ny vindkraft i Danmark, og der ses på de konsekvenser, som disse infrastrukturinvesteringer har for økonomien i en målsætning om 50 pct. vind i Danmark.

Samfundsøkonomi

Resultater fremgår af nedenstående tabel.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	129	23	- 102	13	53	116
Resultat af grundberegningen til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 28: Samfundsøkonomiske gevinster i følsomhedsanalysen med nye infrastrukturinvesteringer.

Det fremgår, at der sker mindre en forøgelse af den samfundsøkonomiske værdi for Danmark, mens værdien for det samlede område reduceres marginalt.

Konsekvenser for SO₂ og NO_x

Resultater fremgår af nedenstående tabel. I forhold til grundberegningen er reduktionen af skadesomkostningerne mindre, primært for SO₂, mens også for NO_x. For Danmark er der ikke store ændringer, men reduktionen af skadesomkostningerne som følge udbygningen med vindkraft reduceres til ca. det halve i Finland, mens reduktionen stiger i Tyskland. Dette indikerer, at den forudsatte infrastrukturudbygning giver mulighed for at flytte elproduktionen rundt mellem landene. Dette ændrer udgangspunktet før udbygningen til 50 pct. vindkraft og reducerer effekten på reduktion af skadesomkostningerne.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	24	126	17	0	8	176
NO _x	102	92	235	15	12	456
Samlet	126	218	252	15	20	632
Samlet i grundberegningen	132	430	174	15	27	777

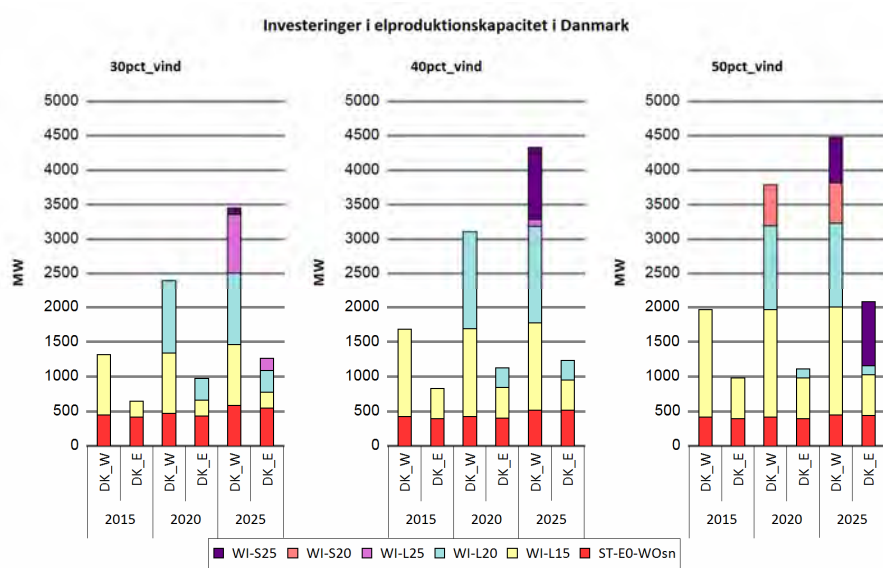
Tabel 29: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i følsomhedsanalysen med nye infrastrukturinvesteringer. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen er vist til sammenligning.

10 Scenarier for 30 pct. og 40 pct. vindkraft i Danmark i 2025

I dette kapitel er der vist resultater af modelberegninger af hhv. 30 pct. og 40 pct. vindkraft i Danmark.

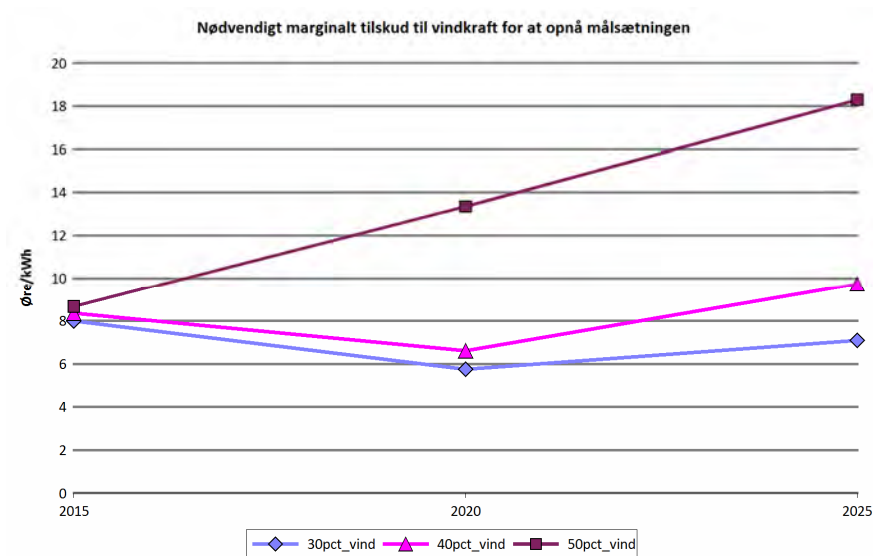
10.1 Udvikling af energisystemet

Nedenstående figur viser investeringer i elproduktionskapacitet i Danmark. Det ses, at der i 30 pct. scenariet kun er meget få investeringer i havmøller, mens der i 40 pct. scenariet investeres i ca. halvt så meget vindkraft på havet som i 50 pct. scenariet.



Figur 50: Investeringer i elproduktionskapacitet i Danmark. WI-L15, WI-L20 og WI-L25 er landvindteknologier, mens WI-S15, WI-S20 og WI-S25 er havvindteknologier og ST-E0-WOsn er biomas-seanlæg.

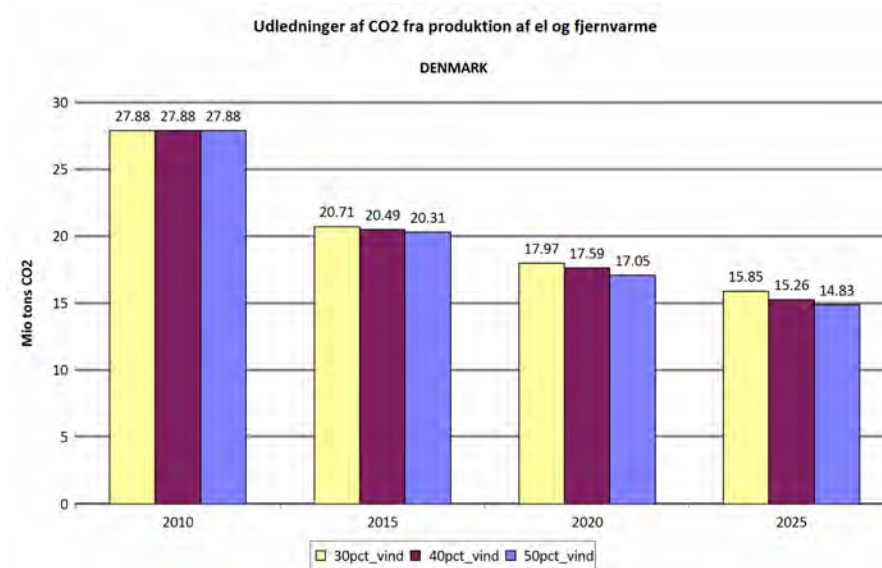
Nedenstående figur viser nødvendigt marginalt tilskud til vindkraft i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.



Figur 51: Nødvendigt marginalt tilskud til vindkraft i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet

Det fremgår, at det nødvendige, marginale tilskud bliver lavere i 30 og 40 pct. scenarierne end i 50 pct. scenariet. Dette skyldes, at der i 2020 alene kræves udbygning med landvind, som er billigere end havvind. I 2025 kan målet klares med havvind på de bedste placeringer. Endvidere ses, at det marginale tilskudsbehov øges med mængden af vind, selvom det er samme teknologi, som etableres (se f.eks. 30 og 40 pct. scenariet i 2020). Dette skyldes, at stigende mængder vind presser elprisen og dermed forøger støttebehovet.

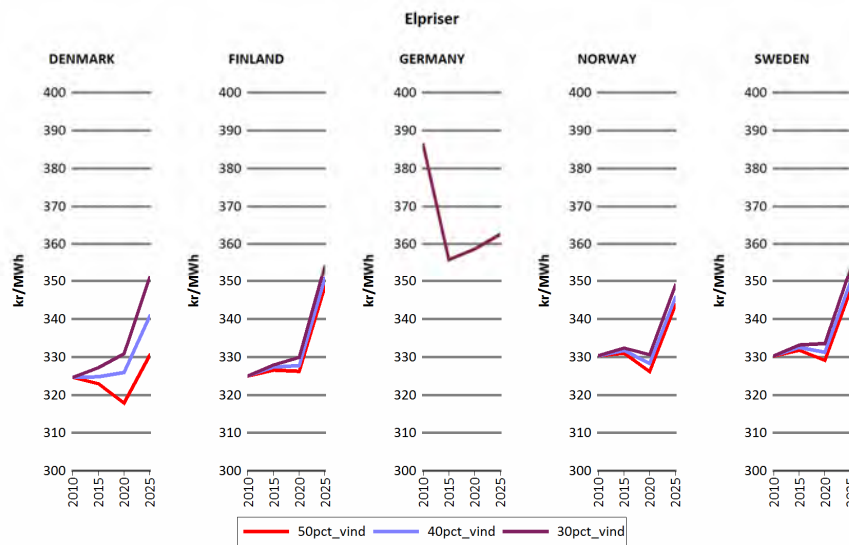
Nedenfor ses CO₂-emissioner i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.



Figur 52: CO₂-emissioner i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.

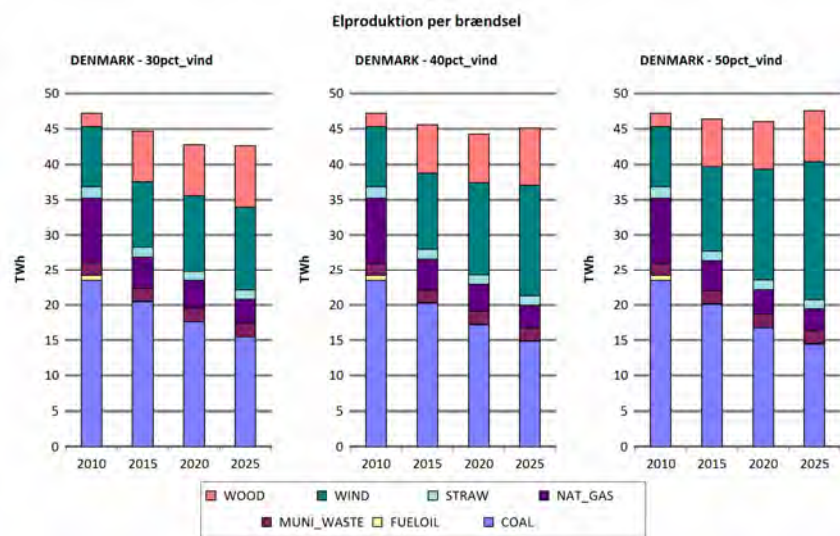
Det fremgår, at forøgelse af vindkraftmålsætningen påvirker CO₂-emissionen i nedadgående retning. En forøgelse fra 30 til 50 pct. vindkraft giver ifølge modelberegningerne en forøget reduktion på ca. 1 mio. ton i Danmark i 2025.

Nedenstående figur viser elpriser i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet. I referencescenariet bliver elprisen i 2025 ca. 36 øre/kWh i Danmark. 30 pct. vindscenariet giver altså en prisreduktion på 1 øre/kWh, 40 pct. på ca. 2 øre/kWh og 50 pct. på ca. 3 øre/kWh i forhold til referencescenariet.



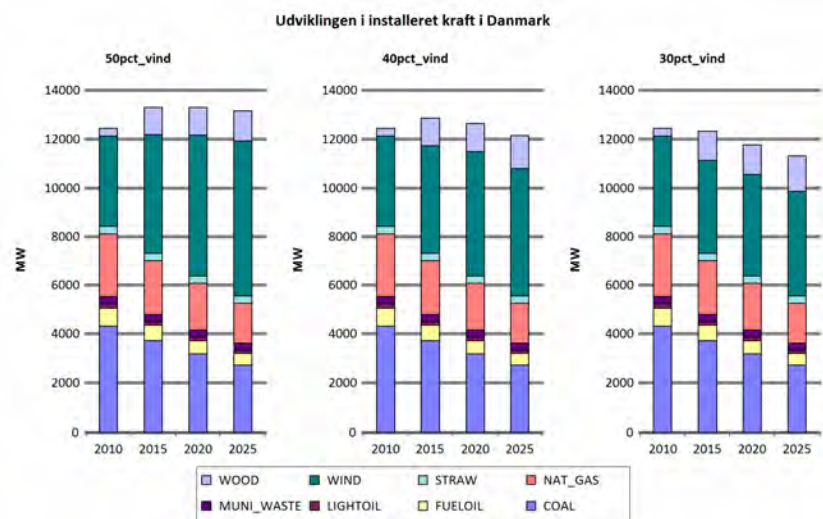
Figur 53: Elpriser i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.

Herunder ses elproduktionens sammensætning i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet. Det ses, at den stigende mængde vindkraft hovedsagelig betyder, at den danske elproduktion forøges. Dermed er det kun en forholdsvis lille del af elproduktionen i Danmark, som fortrænges af stigende mængder vind i Danmark, mens en større del går til eksport.



Figur 54: Elproduktionens sammensætning i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.

Endelig ses nedenfor elproduktionens sammensætning på eleffekt i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet. Her kan det ses, at den samlede installerede effekt i Danmark bliver højere, når vindkraftmålsætningen forøges.



Figur 55: Elproduktionens sammensætning på eleffekt i Danmark i 30 pct., 40 pct. og 50 pct. scenariet.

10.2 Samfundsøkonomiske konsekvenser

30 pct. vind

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Det fremgår, at den samfundsøkonomiske gevinst ved 30 pct. vindkraft er større end i 50 pct. scenariet. Ifølge modelberegningerne er det altså ikke sådan, at når udbygning med vindkraft giver samfundsøkonomisk gevinst, så giver mere vindkraft mere samfundsøkonomisk gevinst. Dette skyldes, at der i modellen er indlagt en øvre grænse

for hvor stor en vindudbygning, der kan ske på land. 30 pct. scenariet kan således nås næsten alene med landmøller, mens de øvrige scenarier for vindkraftudbygning kræver udbygning på havet, og disse møller er dyrere. Samfundsøkonomien ved udbygning på land er bedre end ved udbygning på havet.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂	158	17	- 27	- 20	17	146
Resultat af grundberegningen (50 pct. vind) til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 30: Samfundsøkonomiske gevinster i 30 pct. vindscenariet.

40 pct. vind

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Udbygning til 40 pct. vindkraft giver en højere samfundsøkonomisk gevinst end 30 pct. vindkraft, men der er ikke en stor forøgelse af gevinsten. De første 30 pct. giver således betydeligt større gevinst end de næste 10 pct. Gevinsten ved 40 pct. er 40-50 mio. kr. højere end i 50 pct. scenariet, hvor såvel gode (Vestdanmark) som mindre gode (Østdanmark) havmølleplaceringer må udnyttes. Det ser således ud til, at de gode havmølleplaceringer giver positiv samfundsøkonomi, mens de mindre gode placeringer trækker i den modsatte retning. Hertil kan det bemærkes, at der i denne rapport er regnet med et relativt lavt antal fuldlasttimer i Østdanmark baseret på den historiske produktion på Rødsand (3.333 fuldlasttimer), mens man i Regeringens Havmøllerapport fra foråret 2007 regnes med ca. 4.000 fuldlasttimer.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	169	27	- 51	- 16	32	162
Resultat af grundberegningen (50 pct. vind) til sammenligning	124	35	-91	- 5	56	119

Tabel 31: Samfundsøkonomiske gevinster i 40 pct. vindscenariet.

10.3 Konsekvenser for SO₂ og NO_x

30 pct. vind

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Det ses, at reduktionen i skadesomkostningerne er lavere end i grundberegningen, hvor de for det samlede område er 777 mio. kr. årligt i gennemsnit, og 132 mio. kr. for Danmark.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	10	158	4	0	6	177
NO _x	49	98	100	14	9	270
Samlet	59	354	104	14	15	447
<i>Samlet i grundberegningen</i>	<i>132</i>	<i>430</i>	<i>174</i>	<i>15</i>	<i>27</i>	<i>777</i>

Tabel 32: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i 30 pct. vindscenariet. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen (50 pct. vind) er vist til sammenligning.

40 pct. vind

Resultater fremgår af nedenstående tabel. Reduktionen i skadesomkostningerne er, ikke overraskende, højere end i 30 pct. scenariet, men lavere end i 50 pct. scenariet.

Mio. kr. pr. år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
SO ₂	15	196	3	0	8	222
NO _x	82	129	135	15	13	374
Samlet	97	325	138	15	21	596
<i>Samlet i grundberegningen</i>	<i>132</i>	<i>430</i>	<i>174</i>	<i>15</i>	<i>27</i>	<i>777</i>

Tabel 33: Kvantificering af den reducerede skadesvirkning af SO₂ og NO_x som følge opnåelsen af målsætningen for vindkraft i 40 pct. vindscenariet. Der er vist omkostninger for dér, hvor emissionen reduceres. Det er således antaget, at gevinsten af den reducerede emission også finder sted dér, hvor emissionen reduceres. Resultatet af grundberegningen (50 pct. vind) er vist til sammenligning.

11 Omkostninger til infrastruktur

I dette kapitel præsenteres et scenario for udbygning af den elinfrastruktur, der kan tilfredsstille en udbygning med 50 pct. vindkraft i Danmark. Der peges på, hvilken fysisk infrastruktur, der skal udbygges med, og hvad omkostningerne er.

11.1 Rammer for udbygning af den danske elinfrastruktur

"Et velfungerende og tilstrækkeligt el-transmissionssystem er en forudsætning for at sikre forsyning, betjene markedet, indpasse vedvarende energi og varetage elforsyningsens beredskabsmæssige opgaver." (Energinet.dk, 2006a).

Energinet.dk er ansvarlig for drift og planlægning af den overordnede el-infrastruktur som en samlet helhed. Danmark er et af de lande i Europa med de relativt set stærkeste el-forbindelser til nabolandene, og en stor og stigende handel med omverdenen. Placeringen imellem det vandkraftdominerede Norden og det kontinentale system i Tyskland og Polen har især i de seneste år givet landet en betydelig rolle som transitland.



Figur 56: Danmark med forbindelser til Norden og Tyskland. Kilde Nordel.

Transport af store energimængder foregår normalt på højspændingsniveau for at reducere tabene i systemet. Hvis højspændt vekselstrøm på f.eks. 220 Kilo Volt niveau transporteres i kabler opstår der dog særlige virkninger der medfører, at der skal etableres knudepunkter for hver 80 - 120 km. Ved 400 kV vil denne afstand være endnu kortere. Derfor kan længere kabelforbindelser på

højspændingsniveau i praksis kun udføres som jævnstrømforbindelser, de såkaldte HVDC forbindelser (High Voltage Direct Current).

Det stigende behov for transitkapacitet i nord-sydgående retning udgør sammen med den forventede stigning i elproduktion fra vindkraft sandsynligvis de mest betydelige begrundelser for yderligere udbygninger af det overordnede transmissionsnet.

Transmissionsnettet på Sjælland kan anses for særdeles veludbygget, hvor der kun på forbindelsen til Tyskland (Kontek) i visse situationer opstår begrænsninger i transmissionsbehovet. Efter den seneste udbygning af 400 kV nettet fra Århus til Aalborg, ses der også sjældent interne begrænsninger i det jysk-fynske net. Til gengæld er de jyske udlandsforbindelser ofte begrænsende for transitstrøm mellem Norden og Tyskland.

De systemansvarlige selskabers samarbejdsorganisation Nordel, har anbefalet at det nordiske elsystem udbygges med nye forbindelser, de såkaldt 5 prioriterede snit. Disse investeringer vurderes samlet set at give positiv nytte for det nordiske elmarked. På Figur 56 er tre af disse forbindelser indtegnet, Storebælt, Snit 4 i Sverige samt Skagerrak 4 mellem Danmark og Norge. De to sidste forbindelser er Fennoskan mellem Sverige og Finland samt Nea-Järpstrømmen mellem Norge og Sverige.

Den fremtidige vækst i vindmølleudbygning i Danmark forventes primært at ske til havs. Ifølge Energinet.dk har *"Vindkraftudbygningen [...] stor betydning for kravene til elsystemet og dermed for den samlede, langsigtede planlægning af eltransmissionsnettet"*. (Energinet.dk, 2006a).

Videre hedder i det Systemplan 2006 fra Energinet.dk, at *"En langsigtet planlægning og samfundsøkonomisk optimering af investeringer i elinfrastrukturen besværliggøres i den nuværende situation af den manglende mulighed for indarbejdelse af fremtidige, endnu ikke besluttede havmølleparker i planlægningsgrundlaget"*.

Det fremgår af Systemplan 2006 og anlægsrapporter fra Energinet.dk, at der i de foreløbige planer for "den langsigtede netstruktur" indgår etablering af 400 kV ringforbindelser i både Jylland og på Sjælland. Herunder indgår etablering af en nord-sydgående 400 kV to-system ledning i det vestlige Jylland.

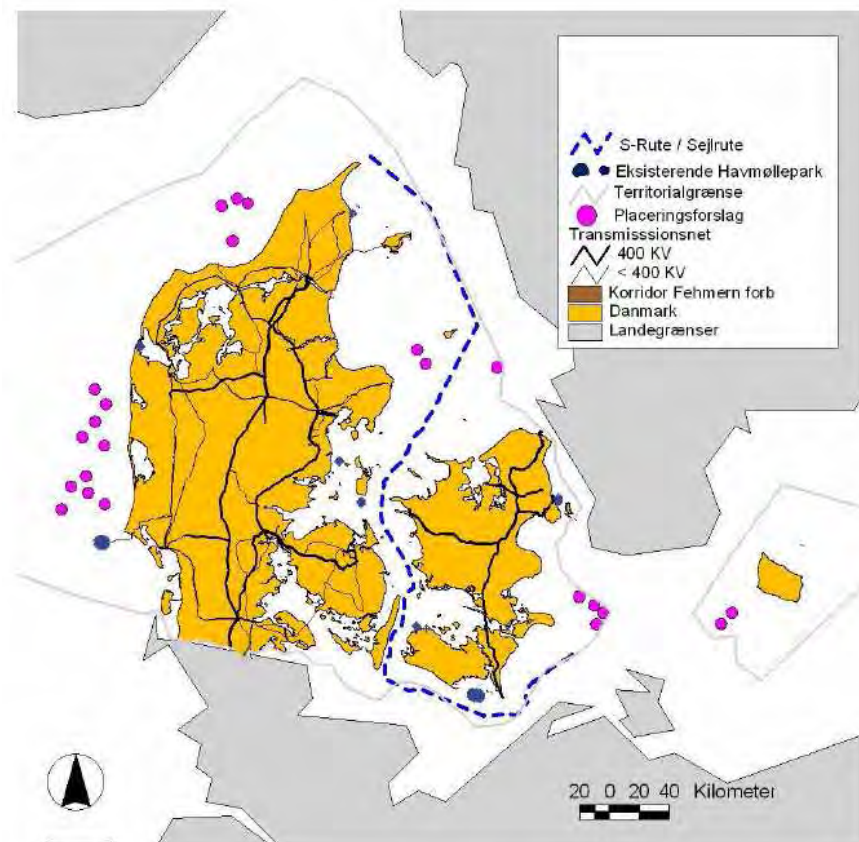
Lovgrundlag for netudbygning

Hidtil har grundlaget for den overordnede netplanlægning været, at netudvidelser på 400 kV niveau overvejende udføres som luftledninger¹³ af hensyn til økonomi såvel som tekniske grunde. Ifølge lovbekendtgørelse 1463 af 19. december 2005 skal Energinet.dk i forbindelse med etablering af nye 400 kV luftledninger tilstræbe kompenserende kabellægninger på lavere spændingsniveauer, så det samlede luftledningsnet over 100 kV reduceres.

¹³ De aktuelle rammer for netplanlægningen er blandt andet fastlagt i Miljø- og Energiministeriets rapport "Principper for etablering og sanering af højspændingsanlæg" fra 1995.

Placering af vindmøller

Til at fremskynde udpegningen af nye områder til udbygning med vindkraft har der været nedsat tre udvalg, som afrapporterede deres arbejde i foråret 2007. Senest kom rapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025" den 24. april 2007. Denne rapport kortlægger en række muligheder på havet omkring Danmark, der vil kunne rumme havvindmøller med en samlet kapacitet på omkring 4600 MW og en forventet produktion på ca. 18 TWh årligt. Det svarer til 50 pct. af det danske elforbrug. Udvalget har samtidig anbefalet en prioriteret udbygningstakt.



Figur 57: Placeringsforslag fra havmølleudvalgets rapport "Fremtidens havmølleplaceringer", april 2007.

Oversigt over placeringsområderne, middelværdi for områderne							
	Installeret kapacitet	NET udgift	Anlægs udgift	Samlet Investering	Vind ressource	Fuldlasttimer (5 MW mølle)	Samlet Investering pr. kWh/år
	MW	Mio.kr/MW	Mio.kr/MW	Mio.kr/MW	m/s	timer	kr./kWh/år
Djursland	2*200	3,3	12,7	16,0	9,7	4008	3,98
Horns Rev	5*200	4,4	12,8	17,2	10,2	4279	4,01
Jammerbugt	4*200	4,9	13,3	18,2	9,8	4097	4,42
Ringkøbing	5*200	4,2	15,3	19,5	10,3	4298	4,52
Store Middelgrund	200	3,3	16,1	19,4	9,7	4032	4,80
Kriegers Flak	4*200	5,6	14,9	20,5	9,7	4044	5,10
Rønne Banke	2*200	4,3	18,1	22,4	9,8	4056	5,50

For en beskrivelse af de anvendte forudsætninger henvises til kapitlerne 4 (vindmølleøkonomi), 6 (netforhold) og 8 (udbygning i etaper). Investeringstallene kan ikke lægges ukritisk sammen. Visse transmissionsanlæg ville i så fald komme med flere gange, og der ville mangle andre netforstærkninger, som kunne indgå i en samlet transmissionsnetplan af andre årsager end havmølleudbygning.

Tabel 34: Udbygningstakt og netinvesteringer vist i havmølleudvalgets rapport. Kilde: Energistyrelsen 2007e.

Tabellen viser den udbygningstakt der foreslås i rapporten, hvor de første parker foreslås placeret ved Djursland, de næste to ved Horns Rev etc. Omkostningerne til netforstærkninger og ilandføring har rapportens forfattere vurderet til at udgøre 3,3 – 5,6 mio. kr./MW møllepark, størst ved Kriegers Flak.

11.2 Forudsætningerne i denne rapport

Hovedforudsætningen er, at der skal etableres ny vindkraft både på land og på havet, eftersom landvind vurderes at være betydeligt billigere for samfundet end etablering af havmølleparker og ilandføringsanlæg. Det antages, at der udover de eksisterende og besluttede havmølleparker kan etableres yderligere godt 2200 MW på havet, således at den samlede kapacitet på havet i 2025 er i alt ca. 3000 MW.

Valg af placeringer i nærværende rapport blev besluttet inden udspillet fra havmølleudvalget var kendt, og skal derfor opfattes som et udspil til videre analyse. Udgangspunktet var derfor især de mulige arealer for udbud af havvindmøller, som indgik rapporten "Screening af mulige arealer for udbud af havvindmøller" fra 2003 (se Figur 58).

Afhængig af møllestørrelser og placeringer vil der så være behov for ca. 3500 MW landmøller for at dække 50 pct. af elforbruget i 2025 som i dette arbejde er vurderet til 39,4 TWh. Kapaciteten på land udgør i dag ca. 2800 MW. Såfremt udbygning på land nogenlunde afpasses skrotningstakten for de eksisterende ældre og mindre møller, er det vurderingen, at der ikke bliver behov for forstærkninger i det overordnede net af hensyn til den øgede kapacitet på i alt ca. 700 MW møller på land. Der kan dog nogle steder være behov for lokale netforstærkninger afhængig af hvor de nye møller vælges placeret.

På den baggrund analyseres i dette arbejde udelukkende de netudbygninger der skønnes nødvendige som følge af tilslutningen af de godt 2200 MW nye

havmølleparker. I den forbindelse er der lagt vægt på at opnå en vis geografisk spredning af vindkraften over hele landet for at reducere konsekvenserne af lokale fluktuationer. Det er valgt at skitsere et scenarie med i alt 2250 MW i Danmark, fordelt med 1250 MW i Vestdanmark og 1000 MW i Østdanmark.

Som udgangspunkt for vurderingen antages det konservativt, at der i perioden ikke foretages forandrede investeringer i det overordnede transmissionsnet frem mod 2025, bortset fra at Nordels prioriterede snit er etableret. Det foreslås dog at ét af de prioriterede snit, Skagerrak 4 får ændret linieføring af hensyn til indpasning af vindkraft i Danmark. Denne ændrede linieføring vurderes at være fordelagtig af hensyn til en tredje hovedforudsætning i dette arbejde, nemlig at der ikke skal etableres nye luftledninger af hensyn til målsætningen om 50 pct. vindkraft.

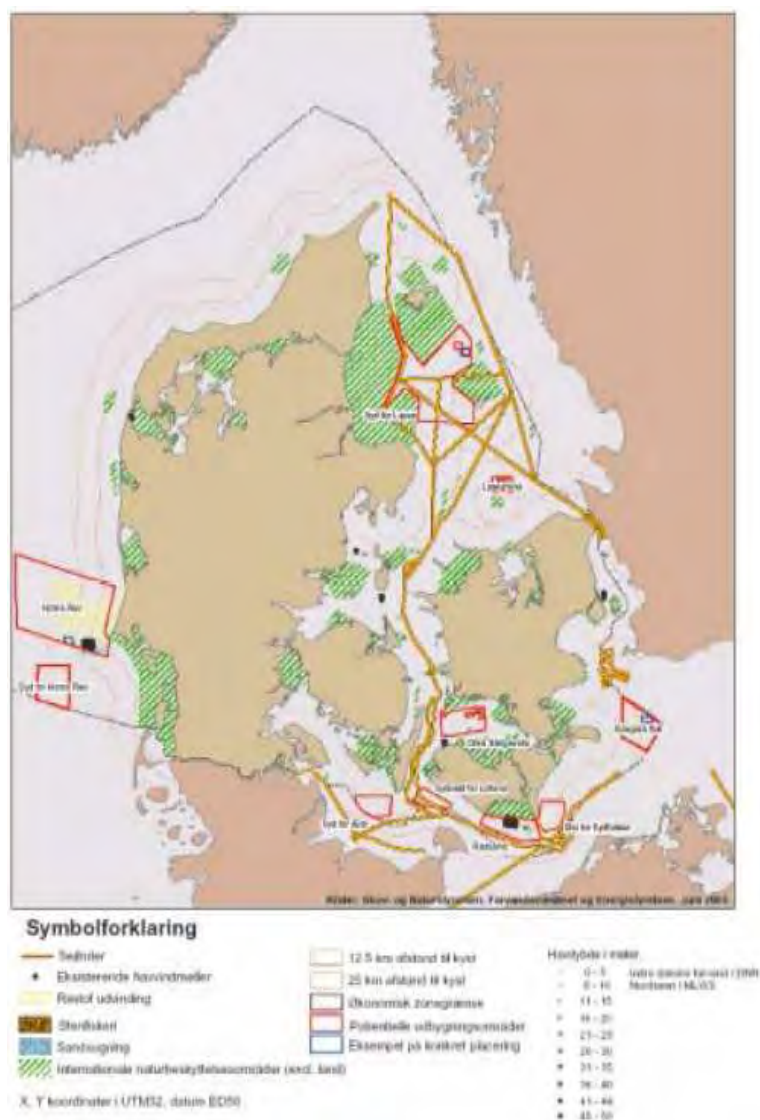
Systemtjenester

Ud over den grundlæggende transport af elenergi fra vindmøller og kraftværker til elforbrugerne, skal det overordnede transmissionsnet også være i stand til at transportere de systemtjenester, der er nødvendige for at opretholde forsyningssikkerheden og stabiliteten i elsystemet. En del af disse tjenester i form af automatiske reserver og spændingsregulering leveres i dag fra centrale kraftværker der derfor skal være i drift på ethvert tidspunkt. Med meget vindkraft i systemet kan kravet om flere centrale værker i drift vise sig at være en relativt dyr løsning for elsystemet, idet dette kan bidrage til elproduktion, der ikke er behov for, når det blæser meget.

Jævnstrømskabler

Ønsket om, at den stigende mængde vindkraft ikke må medføre flere luftledninger stiller krav om kabellægning, og derved bliver jævnstrøms teknik interessant. En afgørende komponent her er konverterstationerne, der etableres i forbindelse med jævnstrømskabel. Her konverteres strømmen frem og tilbage mellem jævnstrøm og vekselstrøm.

Med den såkaldte VSC teknologi (Voltage Source Converter) der kom på markedet i 1990'erne, blev det muligt at lade jævnstrømsforbindelserne indgå langt mere aktivt i styring og regulering af elsystemet. Blandt andet kan VSC anlæggene anvendes til aktiv spændingskontrol, transmission af automatiske reserver og genopstart af elsystemet fra dødt net. En del af den reguleringsopgave der i dag foretages af de centrale kraftværker kan således overtages af eventuelle jævnstrømsforbindelser i fremtiden. Derfor tænkes HVDC VSC anlæg ind i de skitseforslag der er fremlagt i denne rapport. Andre forslag kan vise sig bedre ved en nøjere analyse af de enkelte lokaliteter og ved. Det har imidlertid ligget uden for dette projekt at vurdere dette.



Figur 58: 10 potentielle havvindmølleområder. Kilde: Energistyrelsen, 2003.

11.3 Valg af havmølleplaceringer

De største potentialer i Danmark med plads til flere vindmølleparker vurderes at være langs den jyske vestkyst, ved Rødsand og ved Kriegers Flak i Østersøen. Det største antal fuldlasttimer forventes dog at kunne opnås langs Vestkysten. Det er en fordel for elsystemet med en geografisk spredning af vindkraftanlæggene, idet der herved opnås en betydelig udligning af effekten fra vindens variationer.



Figur 59: Antaget udbygning i øst og vest med 1250 ekstra MW i Vestdanmark og 1000 MW i Østdanmark.

På den baggrund er der i søgt en vis geografisk spredning af hensyn til indpasning i systemet, men dog med de fleste parker lagt i de mest vindrige områder i Vestdanmark. Samtidig er placeringerne valgt under hensyn til de investeringer i netforstærkninger, som vurderes at være nødvendige. Ved det endelige valg af placeringer bør der også lægges vægt på at optimere vilkårene for driften af anlæggene, herunder ved at minimere afstanden til land og til mulig servicehavn. Endvidere kan det analyseres, om en endnu større del af udbygningen bør flyttes til fx Kriegers Flak for at øge den geografiske afstand til de områder hvor en stor del af den tyske vindudbygning i Vesterhavet forventes at foregå.

Placering	Størrelse MW	Tilslutning	Sø Km	Land Km	Teknik
Horns Rev 3	250	Galtho	30	31	AC – 150 kV
Horns Rev 4	250	Galtho	30	31	AC – 150 kV
Vestkyst 1	250	Galtho	21	31	AC – 150 kV
Vestkyst 2	250	Idomlund	21	31	AC – 150 kV
Jammerbugt	250	Aalborg	21	50	AC – 150 kV
Rødsand 3	250	Bjæverskov	15	120	HVDC – VSC
Rødsand 4	250	Bjæverskov	15	120	HVDC – VSC
Kriegers Flak	350	Bjæverskov	40	34	HVDC – VSC
St.Mid- delgrund	150	Fr.Sund	62	10	AC – 132 kV

Tabel 35: Oversigt over valgte placeringer af op til i alt 2250 MW ny havmøllekapacitet. Sandsynligvis kan der placeres yderligere kapacitet ved Kriegers flak uden yderligere investeringer i ilandføring m.v. det skitserede ilandføringsanlæg kan håndtere i alt 550 MW.

Den jyske vestkyst

Det ses i Systemplan og anlægsrapporter fra Energinet.dk, at der i de foreløbige planer for "den langsigtede netstruktur" indgår etablering af 400 kV ringforbindelser i både Jylland og på Sjælland. Herunder indgår etablering af en nord-sydgående 400 kV to-system ledning i det vestlige Jylland. Såfremt disse netstrukturer etableres, vil de ekstra 1250 MW havvind i Jylland sandsynligvis kunne indpasses uden yderligere forstærkninger i det overordnede net. Såfremt disse forstærkninger ikke etableres bliver det nødvendigt med alternative investeringer.

Vestjylland og Skagerrak 4

I denne skitseplan etableres ud over den besluttede Horns Rev 2, ekstra to parker i området (500 MW) samt yderligere 500 MW op langs kysten. Den nordligste af disse parker forbindes direkte til 400 kV systemet i Idomlund (se Figur 59).

I Energinet.dk's planer for udbygning af nettet med henblik på tilslutning af Horns Rev 2, indgår muligheden for at etablere en ny 400 kV station ved Tistrup nord for Esbjerg (Galtho). Det antages i denne rapport, at stationen faktisk etableres, og at i alt 1000 MW vindkraft tilsluttes denne nye station, der hermed bliver et centralt indfødningspunkt i Jylland.

Med dette udgangspunkt ledes vindkraften ud i det danske (og norske) elnet ad tre veje (se Figur 59):

Tilslutning til det eksisterende 400 kV net i Endrup med et 400 kV kabel, der dog drives ved 150 kV indtil de næste mølleparker tilsluttes. Herved bliver det muligt at opgradere forbindelsen når behovet opstår. Endvidere kan der etableres reaktorer i begge ender af kablet for at kompensere for kablets reaktive effekt. Overføringsevnen af vindkraft kan antages forøget med ca. 10 pct. i forhold til kontinuert last.

Skagerrak 4 etableres som en multiterminal med 2 danske terminaler i henholdsvis Galtho og Landerupgård og måske endda med en 4. terminal i f.eks Idomlund. Denne forbindelse tænkes her lavet som en VSC HVDC på 550

MW. Derved skabes en god og direkte transmission til Norge, aflastning af nettet i nord, samt

Direkte forbindelse til det østjyske 400 kV net og dermed Østdanmark. Med VSC HVDC opnås mulighed for gennem forskellige koblinger at skabe kontrollerbare parallelle transmissionveje.¹⁴

Ved de skitserede projekter vil der samlet kunne transporteres 770 MW (AC-linie) + 550 MW + 550 MW = 1870 MW ind i nettet. Dette er betydeligt mere end krævet, og multiterminalløsningen er derfor ikke absolut påkrævet. Falder HVDC terminalen i Galtho ud vil der være nødvendigt med en produktions begrænsning.

Såfremt Skagerrak 4 ikke etableres, kan det i stedet overvejes at etablere Horns rev 3 og 4 med HVDC-VSC forbindelse til Landerupgård.

Jammerbugten

Der placeres en møllepark ved Jammerbugten af hensyn til den geografiske spredning. Tilslutning forventes at blive på 400 kV ved Nordjyllandsværket da de eksisterende 150 kV linier sandsynligvis bliver belastet med eksisterende og ny landvind.

Rødsand

Der findes to muligheder for en større udbygning med vindmøller i det østlige Danmark, Rødsand og Krigers Flak. Løsningerne kan nok forstærkningsmæssigt sidestilles. Yderligere udbygning ved Rødsand foreslås tilsluttet enten i Bjæverskov eller Herslev (Bjæverskov er valgt her). Det skyldes at 132 kV nettet på Sydsjælland med udbygningen af Rødsand 2 og det nye kabel Vestlolland - Stigsø er hårdt belastet og således ikke forventes at kunne bære væsentligt mere vindkraft. Både Krigers Flak og Rødsand når afstande, hvor det vil være interessant at overveje HVDC Light i stedet for konventionel AC teknologi.

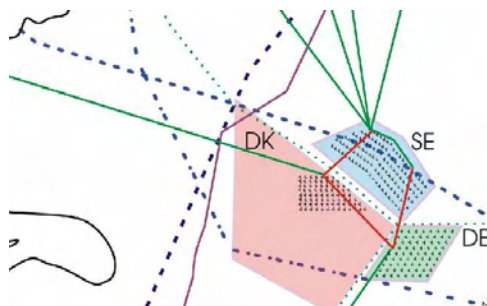
En grund til at vælge Rødsand frem for Krigers Flak er desuden, lavere vanddybde, forventet større tilgængelighed i beskyttet farvand samt at der er en eksisterende vedligeholdelses infrastruktur til stede. Disse tre forhold kan sandsynligvis reducere de samlede investeringer og omkostninger til drift og vedligehold af parkerne.

Krigers flak

Krigers Flak deles mellem Danmark, Sverige og Tyskland. I den svenske del er potentielt 500-660 MW og den tyske del ca. 330 MW, hvor en forholdsvis betragtning af den danske del ses at kunne rumme tilsvarende del vindmøller. Der er dog andre forhold som råstoffer, der eventuelt kan gøre dele af Krigers Flak uegnet til vindkraft produktion.

¹⁴ Der er etableret flere VSC anlæg i verden, dog ikke som multiterminal løsninger. Konceptet er dog særdeles interessant fremadrettet, såfremt der ikke kan etableres højspændingsledninger og ligeledes ved eventuelle opsamlingsnet på havet. Det største uafklarede problem ved multiterminal VSC HVDC er adskillelse af fejl på DC siden, således at kun den fejlrømte linie og ikke hele HVDC nettet kobles ud.

Det foreslås at tilslutte Kriegers flak med HVDC forbindelse. Dette giver mulighed for at øge den tilsluttede effekt op til 550 MW uden yderligere investeringer i ilandføringsanlæg. En særlig fordel ved VSC HVDC i dette tilfælde vil være, at forbindelsen ved blackout på Sjælland vil kunne medvirke til at opstarte både Storebælt samt KONTEK. Derved mindskes den tid, som forbrugerne er uden strøm ved et eventuelt strømsvigt. Endvidere mindskes, som tidligere nævnt, afhængigheden af central kraftværkskapacitet til reserve og spændingsregulering.



Figur 60: Potentialet ved Kriegers flak fordelt på Danmark, Sverige og Tyskland

Ved tilslutning til Kriegers Flak er det nærliggende at forbinde den danske, svenske og tyske del (røde linier) for derved at lave en transmission mellem landene.

Fra stationen Bjæverskov på Sjælland går der 600 MW jævnstrømskabel sydpå til Tyskland og der er en to-system 400 kV ledningsforbindelse der går østpå mod København og tilsvarende vestpå mod Asnæsværket. I intakt net er der derfor rigelig transportkapacitet til at optage vindproduktionen fra alle havmølleparker, der tænkes placeret på Sjælland, og der er i mange tilfælde plads til import fra den svenske og tyske del, hvis der laves transmission mellem landene. Under revisioner af nettet kan det i visse tilfælde blive nødvendigt med produktionsbegrænsninger enten fra vindkraften eller fra andre værker, afhængig af den konkrete driftssituation.

Store Middelgrund

Endelig foreslås det, at de sidste 150 MW havmøllepark etableres ved Store Middelgrund. Det bedste tilslutningspunkt er sandsynligvis Valseværket på Sjælland (Alternativt Åstrup i Jylland). En af årsagerne til at Store Middelgrund er interessant er, at der til området, ligesom Kriegers Flak, eventuelt sammen med svenskerne kan aftales en forbindelse. Denne kan i givet fald med fordel gå nord om snit fire.

11.4 Økonomi

Nøgletal

Økonomiforudsætninger for ilandføring bygger på offentliggjorte erfaringsdata fra tidligere gennemførte projekter kombineret med konkrete tilbud og egne vurderinger. Disse erfaringsdata er her omsat til nøgletal for de komponenter der indgår i ilandføringsanlæg samt netforstærkninger.

Kabeltype	Overføringssevne	Pris hav Mio kr/km	Pris land Mio kr/km
AC 132/150 kV	200/250 MW	11	4,5
AC 400 kV	700 MW	20	8
DC 400 kV	600 MW	4,2	2,8
DC (VSC) 400 kV	550 MW	2,2	1,8

Tabel 36: De anvendte økonomiske nøgletal for etablering af vekselstrøms- og jævnstrømskabler på søbund og på land.

Komponenttype	Pris Mio. kr.
Platform	150
Mérpris HVDC-VSC platform	50
260 MVA transformer (150 kV)	14
160 MVA transformer (150 kV)	10
HVDC konverter (600 MW)	480
HVDC-VSC konverter (550 MW)	550

Tabel 37: De anvendte økonomiske nøgletal for anlægskomponenter til etablering af havmølleparker og netforstærkninger

Ved brug af ovenstående nøgletal ses, at jævnstrømskabler (DC) er betydeligt billigere at lægge end vekselstrømskabler (AC). Dette skyldes især, at vekselstrømskabler skal lægges med indbyrdes afstand mellem de tre faser. Alligevel skal man op på betydelige afstande før HVDC kan konkurrere direkte med kabellagt vekselstrøm på grund af omkostninger til konverterstationer. De Øst-danske parker ved Kriegers Flak og Rødsand er over dette break-even punkt med de løsninger der er valgt. Da HVDC Light eller DC (VSC) er en samlet løsning, skal tallene i Tabel 36 og Tabel 37 ses som en samlet investering, hvor prisen ud fra kendte projekt priser er forsøgt estimeret. Således kan kabelpriserne vise sig højre, ligesom konverteren kan vise sig billigere.

Lokalitet	Teknik	Konverte- re Mio kr.	Platform Mio kr	Hav Mio kr.	Land Mio kr.	I alt Mio kr.
Horns Rev 3	AC		165	330	140	635
Horns rev 4	AC		165	330	140	635
Vestkyst 1	AC		165	230	140	535
Vestkyst 2	AC		165	230	140	535
Jammerbugt	AC		165	230	225	620
Rødsand 3+4	DC	1100	250	45	240	1635
Kriegers Flak	DC	1100	250	120	70	1540
St.Middel grund	AC		150	560	35	745
I alt						6880

Tabel 38: Samlet omkostning for ilandføring af 2250 MW havmøller (Med mulighed for ilandføring af yderligere 300 MW ved at øge parkstørrelserne i Østdanmark).

Lokalitet	Station Mio. kr.	Kabel Mio. kr.	Kommentarer	I alt Mio. kr.
Landerupgård – Norge	1100	880	Forbindelsen etableres med tracé gennem Galtho. 330 km land og 130 km sø	1980
Skagerrak 4 (Norge – Tjele)	-960	-850	Planlagt forbindelse dog prissat af Nordel til 260 m Euro = ca. 1970 mio kr. (Nordel 2006)	-1810
Galtho – Endrup	112	228	Galtho AC station og 28 km, 400 kV AC kabel til Endrup	340
Galtho	550		Galtho station som multiterminal kobles til Skagerrak 4	550
I alt				1060

Tabel 39: Samlet omkostning til netforstærkninger i Vestdanmark. Ved valg af HVDC til ilandføring helt frem til Bjæverskov vurderes det ikke nødvendigt med egentlige netforstærkninger i Østdanmark.

Samlet investering

Af Tabel 39 ses, at den samlede investering til ilandføring af 2250 MW havvind udgør knap 6,9 mia. kr. Det skal dog bemærkes, at denne investering giver rum for ilandføring af yderligere op til 300 MW landvind i Østdanmark. Såfremt det vælges ikke at etablere en møllepark ved Store Middelgrund kan der således spares 745 mio. kr. Disse 150 MW vil kunne flyttes til Kriegers flak uden yderligere netinvesteringer. Fordelen ved at bibeholde Store Middelgrund er den geografiske spredning samt muligheden for etablering af et fælles projekt med Sverige med ilandføring i begge lande.

I Vestdanmark etableres et multiterminalanlæg med to danske stationer. Det er antaget, at dette anlæg kan erstatte det planlagte Skagerrak 4. Såfremt dette ikke vurderes muligt af andre grunde og Skagerrak 4 gennemføres som tidligere planlagt, bliver det nødvendigt med yderligere investeringer. I dette tilfælde bør det overvejes at forbinde Horns Rev 3 og 4 direkte til den eksisterende station i Landerupgård med endnu en HVDC-VSC forbindelse. For det samlede

regnskab vil dette alternativ betyde en méromkostning på godt en milliard kr. samt en besparelse på 170 mio. kr., altså en nettomkostning på ca. 0,9 mia. kr.

Det valgte scenarie vil kræve en investering på i alt $6,9 + 1,1 = 8,0$ mia. kr. med de anvendte investeringsnøgletal. Som ovenfor nævnt er der mulighed for besparelser ved at fravælge Store Middelgrund. Omvendt kan det samlede projekt blive dyrere såfremt Skagerrak 4 ikke gennemføres som skitseret i denne rapport, men tilsluttes ved Tjele som tidligere planlagt.

Årlige omkostninger til infrastruktur

Den samlede investering i infrastruktur omregnes til en gennemsnitlig årlig omkostning over perioden på samme måde som de øvrige omkostninger i el-systemet som beskrevet i kapitel 8. Der anvendes en kalkulationsrente på 3 pct., og det antages, at halvdelen af infrastrukturen etableres i perioden 2011-2015, og resten etableres i perioden 2016-2020. Dermed kan den samlede investering omsættes til en gennemsnitlig, årlig investering over perioden på 236 mio. kr.

11.5 Infrastruktur til 30 og 40 pct. vind

I 30 pct. scenariet sker kun en mindre udbygning med havvind ifølge modelberegningerne. I 40 pct. scenariet udbygges med ca. 1.000 MW havvind. Det vurderes, at der samlet set vil kræves en infrastrukturudbygning på 2 mia. kr. i scenariet med 30 pct. vindkraft, mens 40 pct. scenariet vil kræve en udbygning på 5 mia. kr. Som i 50 pct. scenariet antages det, at halvdelen af infrastrukturudbygningen sker i perioden 2011-2015, mens resten etableres i 2016-2020. Med 3 pct. diskonteringsrente giver dette en gennemsnitlig årlig omkostning til infrastrukturudbygning på 88 mio. kr. i 30 pct. scenariet og 147 mio. kr. i 40 pct. scenariet.

12 Opsamling på vindkrafts samfundsøkonomiske omkostninger

Dette afsnit samler op på de økonomiske analyser af en målsætning om hhv. 30, 40 og 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 samt på følsomhedsanalyserne for 50 pct. vindkraft scenariet. Hermed beregnes den samlede økonomiske omkostning ved de forskellige scenarier for udbygning med vindkraft i Danmark frem mod 2025. Udover resultatet fra modelberegningerne inkluderes de øvrige omkostninger til infrastruktur, som er opgjort i de øvrige kapitler.

I denne rapport er de samlede omkostninger i el- og kraftvarmesystemet indregnet inkl. miljøomkostninger. Makroøkonomiske effekter i den øvrige økonomi er ikke medtaget i analysen. På basis af nærværende rapport har Institut for Miljøvurdering (IMV) vurderet de samlede samfundsøkonomiske konsekvenser af udbygning med vindkraft i Danmark. IMV har foruden de elementer, som er opgjort i denne rapport, indregnet det forvridningstab, som opstår ved, at der gives tilskud til vindkraftinvestorer. IMV's samlede samfundsøkonomiske slutresultat er derfor ikke det samme som det resultat, som er opgjort i denne rapport. Endvidere har IMV omsat resultaterne fra denne rapport til nutidsværdier, hvilket også betyder, at resultaterne ikke er de samme.

12.1 Grundanalyse - 50 pct. vind i Danmark i 2025

Ved at sammenligne de to scenarier kan de økonomiske konsekvenser af den danske 50 pct. målsætning beregnes. I analyserne er disse omkostninger vurderet både for Danmark isoleret betragtet og for det samlede område (Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland).

Energiomkostninger

Et vigtigt resultat fra modelberegningerne er de samlede årlige energiomkostninger for at tilfredsstille behovet for el og varme i de fem lande, der indgår i modelområdet. Omkostningerne omfatter kapitalomkostninger til nye anlæg, brændselsomkostninger, drift og vedligehold, samt reguléromkostninger for vindkraften.

CO₂

Udledningen af CO₂ er forskelligt i de to scenarier, og en økonomisk fordel ved 50 pct. scenariet er lavere omkostninger til køb af CO₂ kvoter.

Merudgifter til netinfrastruktur

Merudgifter til netinfrastrukturen skyldes investeringer i ilandføringsanlæg fra havmølleparkerne og de nødvendige netforstærkninger. De samlede omkostninger for netinfrastrukturdelen vurderes til godt 8 mia. kr. over 16 år, svarende til godt 3,6 mio. kr. pr. MW havmøllepark. Denne investering giver mulighed for at etablere 2.250 MW havmøller og sikrer en kabelløsning uden etablering af nye luftledninger af hensyn til vind. I de samfundsøkonomiske analyser er det forudsat, at infrastrukturen udbygges løbende i perioden 2011-2020, og at den er fuldt udbygget i 2020.

Reduktion i skadesomkostninger

Reduktion i skadesomkostninger hidrører fra mindre udledning af SO₂ og NO_x som følge af at produktion fra termiske anlæg erstattes af vindkraft uden udledninger af skadelige stoffer.

I grundberegningen anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 3 pct. Tabellen viser, at der som gennemsnit over årene 2010 -2025 er et samfundsøkonomisk overskud ved 50 pct. målsætningen sammenlignet med referencen. Analysen viser, at overskuddet bliver godt 20 mio. kr./år for Danmark og ca. 660 mio. kr. pr. år for hele området.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft)	27	- 287
Mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	97	406
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	132	777
Samlet gevinst	20	660

Tabel 40: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

Samfundsøkonomi med 6 pct. kalkulationsrente

Hvis der alternativt anvendes en kalkulationsrente på 6 pct., får Danmark et underskud på 215 mio. kr., mens der er et overskud på ca. 240 mio. kr. årligt for hele modelområdet.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft)	-163	-364
Mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	67	277
Netinfrastruktur	- 209	- 209
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	90	535
Samlet gevinst	- 215	239

Tabel 41: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 6 pct.

Udover de her opgjorte omkostninger kan der være andre samfundsøkonomiske gevinster og omkostninger ved at satse på 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Det kan være beskæftigelseseffekter, værdi af reduceret afhængighed af importerede brændsler, øvrige miljøeffekter som støj og visuelle gener mm. Det falder uden for denne rapports rammer at kvantificere disse effekter.

Selvom samfundsøkonomien samlet set er positiv, kan forskellige aktørgrupper blive påvirket i positiv eller negativ retning af målsætningen. Som hovedregel vil elproducenterne samlet set tabe ved øget vindudbygning ifølge modellen, mens forbrugerne vil få en gevinst som følge af de lavere elpriser og indirekte i

form af øgede flaskehalsindtægter der tilfalder systemansvaret. I praksis vil aktørøkonomien være afhængig af de konkrete virkemidler der vælges for at nå målsætningen, herunder hvordan eventuelle tilskud finansieres.

12.2 Følsomhedsanalyser 50 pct. vindkraft

I det følgende samles op på resultaterne for samfundsøkonomien i forskellige følsomhedsanalyser af 50 pct. vindkraft i Danmark 2025.

Højere priser på vindmøller

Hvis vindmøllernes investeringspris ikke falder som forventet, bliver det dyrere at opnå målsætningen om 50 pct. vindkraft i Danmark. Samlet set vil det betyde, at gevinsten for Danmark bliver til en omkostning på 161 mio. kr. årligt som gennemsnit over perioden.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	- 57	- 62
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	132	777
Samlet gevinst	- 161	479

Tabel 42: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 med højere priser for vindmøller. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

Højere brændselspriser

Omkostninger ved vindkraft påvirkes ikke af stigninger i brændselspriserne, men det gør de øvrige produktionsteknologier. Den samfundsøkonomiske gevinst ved at udbygge med 50 pct. vindkraft bliver derfor større, hvis brændselspriserne stiger. Der er her regnet på en følsomhedsanalyse med en oliepris på 75 \$/tønne i stedet for ca. 50 \$/tønne i grundberegningen. Dette betyder, at gevinsten for Danmark stiger til 246 mio. kr. årligt.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	356	359
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	126	683
Samlet gevinst	246	806

Tabel 43: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 med højere brændselspriser. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

Lavere CO₂-kvotepris

Med lavere CO₂-kvotepriser bliver den samfundsøkonomiske gevinst ved at udbygge til 50 pct. vindkraft i Danmark ringere. Der er i dette tilfælde en samlet omkostning for Danmark på 158 mio. kr. årligt i gennemsnit over perioden. Men de øvrige lande får en gevinst af den danske vindkraftudbygning, og samlet for hele området er der en samfundsøkonomisk gevinst på 161 mio. kr. årligt.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	- 95	- 75
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	173	472
Samlet gevinst	- 158	161

Tabel 44: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 med lavere CO₂-kvotepriser. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

Højere CO₂-kvotepris

I følsomhedsanalysen med højere CO₂-kvotepriser stiger omkostningerne ved produktion med fossile brændsler. Dermed bliver der bedre samfundsøkonomi i at satse på 50 pct. vindkraft i Danmark. For Danmark bliver der en gevinst på 590 mio. kr. årligt, mens der for det samlede område er en anseelig gevinst på næsten 1,3 mia. kr. årligt som gennemsnit over perioden.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	661	584
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	165	911
Samlet gevinst	590	1259

Tabel 45: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 med højere CO₂-kvotepris. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

Nye infrastrukturinvesteringer

Resultater af samfundsøkonomien for denne følsomhedsanalyse fremgår af nedenstående tabel. Der er regnet med, at der udbygges med forbindelser til Norge, men også til Tyskland, som udbygger med betydelige mængder vindkraft. De nye infrastrukturinvesteringer betyder ikke, at samfundsøkonomien forbedres. For Danmark er det uændret, mens gevinsten for det samlede område bliver mindre end i grundberegningen. Dette skyldes hovedsagelig, at der sker en mindre reduktion af skadesomkostninger ved SO₂ og NO_x end i grundberegningen.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	129	116
Netinfrastruktur	- 236	- 236
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	126	632
Samlet gevinst	19	512

Tabel 46: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 50 pct. vindkraft i Danmark i 2025 med nye infrastrukturomkostninger. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

12.3 Samfundsøkonomi ved 30 pct. vindkraft

Det er tidligere gennemgået, at gevinsten ved reduktion af energiomkostninger og mindre forbrug af CO₂-kvoter giver en større gevinst end i 50 pct. vindkraft-scenariet. Og samtidig er infrastrukturomkostningerne i 30 pct. scenariet vurderet at være betydeligt lavere end i 50 pct. scenariet. Det endelige resultat er, at den samlede gevinst for Danmark bliver omtrent 130 mio. kr. årligt og er ca. 100 mio. kr. højere end gevinsten i 50 pct. scenariet, når reduktionen i skadesomkostninger fra luftforurening indregnes. For det samlede område er gevinsten lavere, nemlig 505 mio. kr. årligt mod 660 mio. kr. årligt i 50 pct. scenariet.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	158	146
Netinfrastruktur	- 88	- 88
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	59	447
Samlet gevinst	129	505

Tabel 47: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 30 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

12.4 Samfundsøkonomi ved 40 pct. vindkraft

I scenariet med 40 pct. vindudbygning i Danmark bliver gevinsten også ca. 100 mio. kr./år højere end 50 pct. scenariet, når alle elementer indregnes. For det samlede område er gevinsten 611 mio. kr. årligt, hvilket er næsten lige så højt som de 660 mio. kr. årligt, som er udregnet i grundberegningen.

Mio. kr./år	Danmark	Hele området
Energiomkostninger (investeringer, drift og vedligehold, brændsel og balanceringsomkostninger for vindkraft) og mindre forbrug af CO ₂ -kvoter	169	162
Netinfrastruktur	- 147	- 147
Reduktion i skadesomkostninger (SO ₂ og NO _x)	97	596
Samlet gevinst	119	611

Tabel 48: Opsamling på de økonomiske analyser af en målsætning om 40 pct. vindkraft i Danmark i 2025. Tabellen viser de gennemsnitlige, årlige gevinster for perioden 2010 – 2015. Der er anvendt en diskonteringsrente på 3 pct.

13 Litteratur

I litteraturlisten er vist litteratur, som der er direkte henvist til i rapporten samt sekundær litteratur.

Awerbuch S & Sauter R (2005): Exploiting the Oil-GDP Effect to Support, Awerbuch S & Sauter R, 2005

Balle (2007): Oplæg på seminar hos Institut for Miljøvurdering v. Henrik Balle, Dong-Energy, 26. januar 2007

BTM-Consult (2007): International Wind Energy Development – World Market Up-date 2006 – Forecast 2007-2011, BTM-Consult, marts 2007

Dansk Energi (2006): Dansk Elforsyningsstatistik 2005, dansk Energi 2006.

DENA (2005): Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020 (DENA Grid study). Deutsche Energie-Agentur (DE-NA), 2005.

Dupont, N. (2007): Personlig kommunikation med Niels Dupont, 11. april 2007.

Ea Energianalyse (2006): Elproduktionsomkostninger for nye, danske anlæg, Ea Energianalyse A/S 2006.

Elkraft System (2003): Strømafbrydelsen i Østdanmark og Sydsverige 23. september 2003, Endelig hændelsesrapport, Elkraft System 2003

Elkraft System (2004): Systemplan 2004, Elkraft System 2004

Elkraft System (2005): Langsigtede udfordringer i elsystemet. Vindkraft og naturgas Elkraft System 2005

Energinet.dk (2006a): Systemplan 2006, Energinet.dk 2006

Energinet.dk (2006b): Anlægsplan 2006, Energinet.dk 2006

Energinet.dk (2006c): Miljørapport 2006, Energinet.dk, 2006.

Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra (2005): Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants (Teknologikataloget). Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra, marts 2005.

Energistyrelsen (2001): Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet ("Eloverløbsrapporten"), Energistyrelsen, Oktober 2001

Energistyrelsen (2003): Screening af mulige arealer for udbud af havvindmøller, Energistyrelsen 2003.

Energistyrelsen (2007a): Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på ener-giområdet, Appendiks. Energistyrelsen, januar 2007.

Energistyrelsen (2007b): Basisfremskrivningen til CO2-kvotallokeringsplanen for 2008-12 og regeringens energistrategi: En visionær dansk energipolitik, Energistyrelsen, januar 2005.

Energistyrelsen (2007c): Forsyningssikkerhed i lokale net, Energistyrelsen 2007

Energistyrelsen (2007d): Energistirelsens hjemmeside www.ens.dk

Energistyrelsen (2007e): Fremtidens havmølleplaceringer – Udvalget for fremtidens havmølleplaceringer 2025, Energistyrelsen 2007.

Eriksen et al. (2006): Managing 23 %, Grid-integration of wind power in Denmark, P.B. Eriksen, V. Akhmatov & A. Orths, Renewable Energy World 2006, Vol. 9, No. 4

ETSO (2007): European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids, ETSO 2007

Eurostat (2005): Electricity Statistics Provisional Data for 2005, Eurostat 2005.

EWEA (2005): LARGE SCALE INTEGRATION OF WIND ENERGY IN THE EUROPEAN POWER SUPPLY: analysis, issues and recommendations, EWEA 2005

EU projektet WILMAR: WILMAR - Wind Power Integration in a Liberalised Electricity Market, Risø 2006

GWEC (2005): Global Wind 2005 Report, Global Wind Energy Council 2005

IEA (2005): Projected costs of generating electricity – 2005 update, IEA, 2005.

IEA (2005b): Wind Energy Annual Report 2005, IEA 2005

IEA (2006): World Energy Outlook 2006, IEA 2006.

Markandya and Hunt (2004): ExternE-Pol Externalities of Energy: The Externalities of Energy Insecurity. Markandya and Hunt, University of Bath, Bath, UK, 2004

Morthorst et al. (2005): Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked. Morthorst, Jensen & Meibom 2005

Nordel (2002): Årsstatistik 2002, Nordel 2002.

Nordel (2004): Vulnerability of the Nordic Power System, Nordel 2004

Nordel (2005): Årsrapport 2005, Nordel 2005

Nordel (2006): Energy balances 2009 and power balances 2009/2010, Nordel 2006

Nordel (2007): Wind power in Nordel – system impact for the year 2008, Nordel, januar 2007.

Power In Europe (2005): Issue 455, juli 2005.

Ragwitz, M. and C. Huber (2005): Feed-In systems in Germany and Spain a comparison. M. Ragwitz & C. Huber, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 2005.

Regeringen (2007): En visionær dansk energipolitik. Faktaark om vedvarende energi.

Renewables Deployment (SPRU): Electronic Working Paper Series, Paper No. 129

Vattenfall (2006): Vattenfall's views on the electricity market 2006, Vattenfall, 2006.

www.balmorel.com: Hjemmeside for Balmorel-modellen.

Bilag 1: Energi- og brændselsforsyningssikkerhed

Energi- og brændselsforsyningssikkerhed er relateret til systemets evne til at dække energiforbruget over længere tid pga. mangel på primærbrændsel (Nordel, 2004: 160, Vulnerability of the Nordic Power System).

Tørår kan true forsyningssikkerheden

Energimangel er et særligt relevant aspekt i det Nordiske elsystem pga. af den store afhængighed af produktion fra vandkraftværker. I Norden dækkes ca. 50 pct. elforbruget af vandkraft, og tørår med begrænset tilstrømning til vandkraftværkerne kan derfor være alvorlige. Særligt i Norge, hvor næsten 100 pct. af elforbruget er dækket med vandkraft kan energimangel udgøre et akut problem. Energimangel har således været en af de væsentligste drivere for de planlagte gaskraftværker og etableringen af elektriske udlandsforbindelser.

Vindkraft reducerer omkostninger til brændselslagre

Brændselsforsyningssikkerheden siger bl.a. noget om afhængigheden af fossile brændsler og robustheden i forhold til svingende brændselspriser. Øget vindkraft reducerer følsomheden overfor svingende brændselspriser, reducerer omkostninger til brændselslagre og holder i et vist omfang prisstigninger på fossile brændsler nede. Set ud fra et beredskabsmæssigt synspunkt kan en øget andel af vindkraft i elforsyningen mindske behovet for brændselslagre. Variationerne i brændselspriser kan medføre betydelige samfundsøkonomiske tab på grund af det usikkerhedselement samfundsøkonomien tilføres. I dette afsnit foretages en estimering af dette samfundsøkonomiske tab på baggrund af analyser og beregninger foretaget af den britiske økonom Shimon Awerbuch.

Vindkraft kan give et væsentligt bidrag til at reducere det nordiske elsystems afhængighed af vandkraft, især hvis de gode muligheder for samspil mellem de nordiske lande udnyttes. Herudover kan vindkraft bidrage til at reducere afhængigheden af fossile brændsler og de risiko der kan være forbundet hermed i form af eventuelle leveringssvigt og prisustabilitet.

Olieprisstigninger giver samfundsøkonomiske tab

En række studier bl.a. fra det internationale energiagentur IEA og IMF har vist at stigende oliepriser reducerer den økonomiske vækst ved at øge inflation og arbejdsløshed samt ved at sænke værdien af visse finansielle aktiver. Størrelsesordenen af det samlede samfundsøkonomiske tab kan opgøres til omtrent 0,5 pct. af ved en olieprisstigning på 10 pct.. Selvom der kan være gevinster i producentlande, vil disse ikke blive opvejet af tabene i aftagerlandene. Det skal dog understreges at vurderingen af tabets størrelse er forbundet med ikke ubetydelig usikkerhed.

Påvirkningernes størrelse på tværs af lande kan endvidere være betydelige og vil bl.a. afhænge af det enkelte lands importafhængighed, andelen af energiomkostninger som procent af BNP og fleksibiliteten i forhold til at kunne skifte til andre brændsler (Markandya and Hunt, 2004)

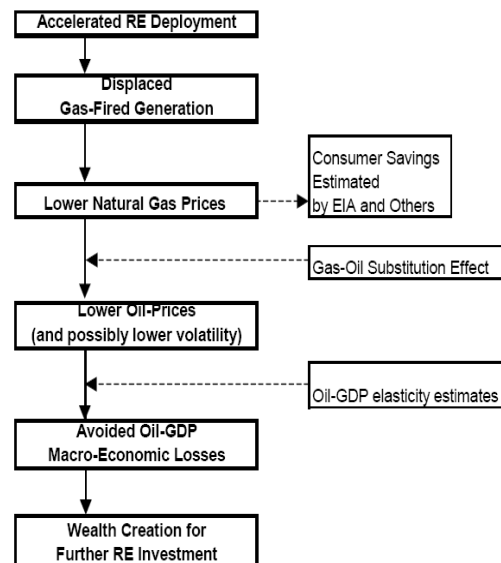
Prisfluktuationer er skadelige for økonomien

Der har ikke kunnet observeres en lige så stor positiv effekt på økonomien i tilfælde af faldende oliepriser, og nogle studier viser sågar, at pludselige fald i olieprisen ligeledes kan medføre samfundsøkonomiske tab. Dette asymetriske forhold er forklaret med, at det er selve fluktuationerne i olieprisen, der er skadelige for økonomien. Usikkerheden om brændselspriser kan eksempelvis medføre at virksomheder udskyder investeringsbeslutninger – og derigennem sker en påvirkning af den samlede økonomi herunder også af arbejdsmarkedet (Awerbuch & Sauter, 2005). Fx kan prissvingninger kan medføre forkerte investeringer og dermed tab.

Samlet kan afhængigheden af brændsler, hvis priser fluktuerer meget, således medføre betydelige samfundsøkonomisk tab. Hittidige undersøgelser har primært haft fokus på olie, men nyere studier har vist at tilsvarende sammenhænge gælder for naturgas (Awerbuch & Sauter, 2005).

VE udbygning vil reducere BNP-tab

Udbygning med vedvarende energi eller andre tiltag, der bidrager til at reducere afhængigheden af fossile brændsler (fx energibesparelser eller a-kraft), vil bidrage til at undgå samfundsøkonomiske BNP-tab da sårbarheden over for prisfluktuationer reduceres. Pointen er at vedvarende energi i energisystemet vil fortrænge naturgas og indirekte olie, da de to brændsler i en række sammenhænge er hinandens direkte substitutter – fx som brændsel til industrielle processer.



Figur 61: Sammenhæng mellem øget VE anvendelse og undgåede olie-BNP tab som følge af prisfluktuationer (Awerbuch & Sauter, 2005)

Den britiske økonom Shimon Awerbuch har været en af de fremmeste fortalere for at indregne omkostningerne ved prisfluktuationer, når økonomien for forskellige elproduktionsteknologier sammenlignes. Ifølge ham vil en øgning af den vedvarende energis andel af elforsyningen med 10 pct.-point i USA og i

EU føre til der undgås BNP-tab i størrelsesordenen 29 – 53 milliarder dollar. Awerbuch har beregnet, at disse undgåede tab svarer til, at vindkraft kunne støttes med tilskud på ca. 200 \$/kW - eller hvad der svarer til godt 1,1 mio. kr. per MW med den aktuelle dollarkurs. Til sammenligning er investeringsomkostningen i en landmølle i dag ca. 6-7 mio. kr. per MW.

Det skal dog nævnes, at Danmark pt. er nettoeksportør af olie og gas, og den danske samfundsøkonomi er derfor ikke lige så prisfølsom overfor prisfluktuationer som samfundsøkonomi i lande, der kun importerer olie. På længere sigt, efterhånden som den danske olieproduktion falder, vil billedet vende.

Forsyningssikkerhedsværdien af at udbygge med vindkraft er altså betydelig, hvis man helt eller delvist inddrager de negative effekter af at være afhængig af brændsler med meget fluktuierende priser. Det må vurderes, at den hidtidige investeringsstrategi med fokus på konventionelle energiproduktionsteknologier ikke har medtaget disse samfundsøkonomiske omkostninger. Investeringernes rentabilitet har derfor ofte har været overvurderet ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv. Omvendt må vindkraft vurderes at være mere konkurrencedygtig, end det hidtil er antaget.