

# Danmark i et grønt certifikatmarked

CONCITO  
26. juli 2013



Forfattere:  
Partner, Helge Sigurd Næss-Schmidt  
Economist, Jens Sand Kirk

# Indholdsfortegnelse

<b>Præmis for studie og sammenfatning</b>	<b>4</b>
<b>1 Danmarks energipolitiske målsætninger og VE politik</b>	<b>6</b>
1.1 Regeringens energipolitiske målsætninger	6
1.2 Udmøntning af danske VE-målsætninger	6
1.3 Støtteinstrumenter for udbygning af VE og udgifter hertil	8
<b>2 En alternativ vej: mere innovation og konkurrence i VE udbygning</b>	<b>10</b>
2.1 Hovedtræk i det svensk-norske certifikatmarked	10
2.2 VE projekter billigere i Norge og Sverige end i DK	13
2.3 Potentiel besparelse ved dansk deltagelse	15
2.4 Hensyn til elmarked trækker i samme retning	16
2.5 Betydning af investorsikkerhed	18
2.6 Breder europæisk vinkling af dansk-norsk-svensk samarbejde	19
<b>Litteraturliste</b>	<b>21</b>
<b>A Bilag A</b>	<b>24</b>

# Oversigt over tabeller

Tabel 1.1 Feed-in tariffer i Danmark .....	8
Tabel 2.1 Vindkraftens andel af elforbrug i 2020 (Pct.) .....	16
Tabel 2.2 Behov for eksportforbindelser i 2020 i forhold til 2013 (MW) .....	<b>Fejl! Bogmærke er ikke defineret.</b>
Tabel 2.3 Installeret kapacitet af vedvarende energi i elproduktion (Pct.) .....	19
Tabel 2.4 Bagvedliggende antagelser .....	24

## **Oversigt over figurer**

Figur 1.1 Forventet øget el- og varme produktion baseret på VE .....	7
Figur 1.2 Udviklingen i PSO-omkostninger .....	9
Figur 2.1 Fastsættelse af prisen på grønne certifikater (TGC) .....	11
Figur 2.2 Estimat af produktionsomkostningerne 2010 og 2020 .....	13
Figur 2.3 Udnyttelse af ubegrænset potentiale for landvind 2010-2020 .....	14
Figur 2.4 Besparelse på 6-10 mia. Kr. hvis offshore udbygning 2014-2025 flyttes til Norge eller Sverige.....	15
Figur 2.5 Niveau og udsving i elpriser, 2012.....	17
Figur 2.6 Fuldlasttimer for vindkraft .....	25

## Præmis for studie og sammenfatning

Danmark har en ambitiøs målsætning for udbygning af vedvarende energi. I 2020 er målet at 50 procent af elforbruget skal dækkes af produktion af el fra danske vindmøller og i 2035 er der et skærpet mål at hele energiforsyningen skal være fossilfri.

Begrundelsen for at udbygge det danske energisystem med vedvarende energi er både at reducere udledning af drivhusgasser og at gøre Danmark mindre afhængig af import af særligt olie og gas fra potentielt ustabile lande.

Det er et åbent debatteret spørgsmål om den meget betydelige vægt på udbygning af vedvarende energi i de kommende år er den mest effektive måde at bidrage til disse to problemstillinger: Copenhagen Economics har i en nylig rapport for Nordisk råd stillet spørgsmålstegn herved.

Fokus for denne rapport er ganske andet: givet at Danmark *har* forpligtiget sig til en sådan udbygning, kan det gøres mere effektivt end idag?

Den nuværende tilgang er at satse på øget produktion af vedvarende energi på dansk jord og danske vandarealer: det vil først og fremmest sige biomasse og vindmøller til lands og vands. Det fremmes via såkaldte feed in tariffer, hvor hver type af teknologi får en støttesats, så den i princippet lige akkurat bliver konkurrencedygtig: mindre konkurrencedygtige teknologier støttes således med højere sats.

Opfordringen i dette studie er, at Danmark seriøst overvejer at indgå i det samarbejde om såkaldte grønne certifikater, som blev startet i 2012 mellem Norge og Sverige. De er blevet enige om et fælles system, hvor udbygning af fornybar energi til produktion af el og fjernvarme helt overvejende drives af dette certifikatsystem. Der opstilles et samlet mål for hvor stor produktionen skal være, og så lader man den fri konkurrence bestemme om 1) det skal ske i Sverige eller Norge eller 2) det skal være biomasse, vindmøller, marginale hydroanlæg mv. der skal levere varen. Det er netop en mulighed for fælles implementering af VE-mål, som tillades under EUs VE-direktiv netop for at reducere omkostningerne for medlemslandene.

Fordelen for Danmark er to typer af gevinster. For det første vil det spare forbrugerne for betydelige udgifter i de kommende år. Det skyldes helt basalt, at der er bedre opstillingsmuligheder for landbaserede vindmøller i de to andre lande, den billigste marginale kilde til mere VE produktion over de næste 10 år. Det kan anskues med et noget forsimplet regnestykke, hvor vi reelt flytter udbygning af vindenergi fra dansk jord/hav til

norsk/svensk jord/hav svarende til ca. 14 procent af det danske elforbrug i 2020. Hermed kan spares 6-10 mia.kr. samlet set. Det vil også gøre presset på det danske elmarked i forhold til håndtering af volatil vindproduktion mindre: den danske målsætning for 2020 er 50 procent, medens de tilsvarende andele kun forventes at vokse til omkring 10 til 20 procent i Sverige og Norge. Produktionen vil samtidig flyttes tættere til norske og svenske vandkraftreserver som udgør en god mulighed for at lagre overskudsstrøm og modsat producere mere når vinden ikke blæser.

Et sådant initiativ skal i givet fald ses som en del af overvejelser om reform af EUs energipolitikker. En reform af EUs kvotesystem med højere priser vil i sig selv kunne gøre særligt de mest konkurrencedygtige VE-kilder mere konkurrencedygtige ved at øge prisen på el produceret på kul eller gas. Samtidig er det fortsat et åbenstående spørgsmål om EU skal have selvstændige mål for VE efter 2020. Der foregår samtidig også overvejelser i EU om at øge samarbejdet om fælles implementering af VE mål ligesom Norge og Sverige har gjort det. Reelt er disse to lande de eneste der hidtil har brugt denne mulighed. VE direktivet står til revision i 2014 og det norsk-svenske samarbejde – eventuelt suppleret med dansk deltagelse – kunne være et godt demonstrationsprojekt for potentialet. Det fælles nordiske el marked med tilnærmelsesvis samme elpris i store del af området er også en faktor heri.

Dansk deltagelse i et norsk/svensk certifikationsmarked skal samtidig suppleres af andre tiltag. Et certifikatsystem har som formål at drive omkostninger ved VE målsætninger ned til det laveste niveau, ikke at udvikle egentligt nye teknologier. Derfor kunne nogle af de sparede milliarder bruges på at styrke innovationen i energisektoren. Samtidig er der behov for at styrke udviklingen af dansk offshore vindpotentialer. Studier viser at det har betydelige potentialer på længere sigt, særligt hvis produktionsomkostninger kan nedbringes. Det gælder både for produktion af dansk strøm og for eksport fra off shore industrien (i betydelig grad organiseret omkring Esbjerg havn). Derfor kunne der udvikles et langsigtet støttere regime – helst udviklet i samarbejde med de vigtigste hovedaktører i Nordsøen (Tyskland og Storbritannien) – hvor der gives en vis garanti for en minimumudvikling af kapacitet, der så kan opskaleres hvis det lykkedes aktørerne at få reduceret omkostninger hurtigt.

## Kapitel 1

# Danmarks energipolitiske målsætninger og VE politik

Den danske regering har ambitiøse langfristede målsætninger for at reducere udledningen af drivhusgasser og fastholde/udbygge forsyningssikkerheden af energi til danske forbrugere og virksomheder. Et vigtigt element heri er udbyggende af vedvarende energi i det danske forbrug. I den sammenhæng klarlægger dette kapitel de konkrete energipolitiske målsætninger (sektion 1.1) og den konkrete udmøntning heraf gennem mål for udbygning med primært vindkraft (sektion 1.2). Afslutningsvis skitseres de instrumenter der i dag bruges til at nå de konkrete udbygningsmål samt de omkostninger, der er forbundet hermed (1.3). Hermed bliver dette kapitel afsættet for kapitel 2 som skitserer en alternativ vej til udbygning af vedvarende energi i den danske energipolitik.

### 1.1 Regeringens energipolitiske målsætninger

Den danske regerings overordnede klimapolitiske målsætninger udover forpligtelserne i forhold til EU er at transportsektoren og energiforsyningen skal være 100 procent fossilfri i 2050, som beskrevet i regeringens udspil 'Vores Energi' fra 2011<sup>1</sup>. Dette er konkretiseret i to delmål. Det første er, at halvdelen af det traditionelle elforbrug skal være dækket af strøm fra vindmøller i 2020. Det andet delmål er, at hele el- og varmeforsyningen skal være dækket af vedvarende energi i 2035.

De to delmål er målrettet reduktioner i CO<sub>2</sub>-udledningen indenfor den danske kvotesektor underlagt EU's kvotehandelssystem. De danske 2020 og 2035 målsætninger er langt mere ambitiøse end det overordnede EU-mål om 21 procents reduktion i 2020. Opfyldelse af de danske delmål har dermed ingen betydning for den samlede udledning på EU-niveau i et 2020 perspektiv, da Danmarks overopfyldelse af målsætningen for kvotesektoren blot vil medføre relativt højere udledninger i de andre EU-lande.

Formålet med de to delmål er da heller ikke primært hensyn til klimaet, men et mål om øget forsyningssikkerhed.<sup>2</sup> - Man kan dog argumentere for, at dansk overopfyldelse af EU's 2020-målsætning ved eksemplets kraft kan danne baggrund for skærpede målsætninger når sådanne skal forhandles på plads for kvotesystemet efter 2020.

### 1.2 Udmøntning af danske VE-målsætninger

Regeringens ambitioner er indtil videre omsat til handling i Energiaftalen fra 2012, der sætter rammen om den danske klima- og energipolitik frem til 2020.

---

<sup>1</sup> Regeringen (2011), Vores Energi

<sup>2</sup> Regeringen (2011), Vores Energi

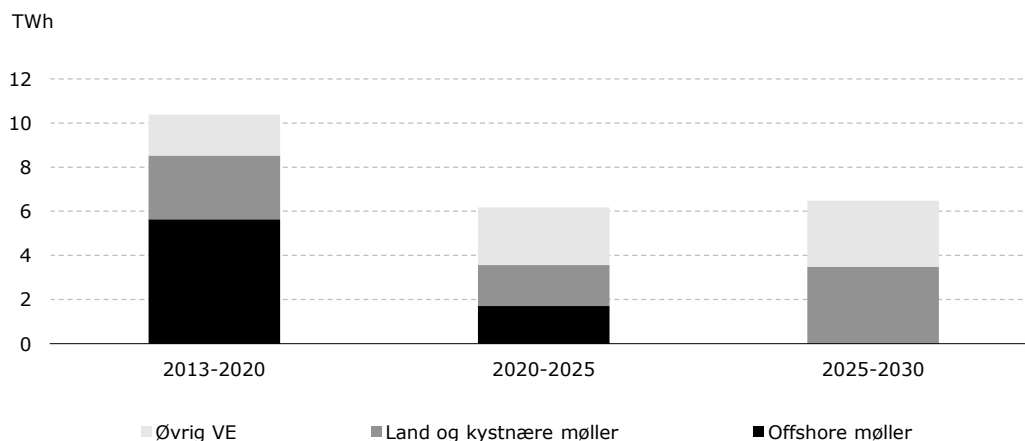


Aftalens bærende element er planlægningen af en række nye havvindmølleparker med henblik på at nå regeringens delmål at halvdelen af det traditionelle elforbrug skal være dækket af strøm fra vindmøller i 2020. Med sigte på delmålet for 2035 – at el og varmforsyningen dækkes af vedvarende energi – rummer aftalen også en række tiltag for at fremme et skift fra kul til biomasse i forbrændingsanlæg.<sup>3</sup>

Produktionen af el og varme baseret på vedvarende energi (VE) forventes i 2013, når fjernvarmen omregnes til samme energienhed som el, at være på 33 TWh. Frem mod 2020 forventes produktion at forøges til 41 TWh og i 2030 til 48 TWh<sup>4</sup>.

Den største stigning i produktionen forventes at ske i den første del af perioden, med etableringen af nye havvindmølleparker (offshore) samt udvidelse af eksisterende parker som den vigtigste drivkraft. Fra omkring 2020-2030 spiller land og kystnære møller (onshore) en større rolle, blandt andet i kraft af at eksisterende landmøller udskiftes til nye og større møller, der også forventes at være med effektive end de nuværende. Den øvrige udbygning af VE består hovedsageligt af omstilling af forbrændingsanlæg til biomasse og biogas. Omstillingen sker gradvist i takt med at gamle fossile anlæg udfases og erstattes af nye VE-anlæg, samt ved omstilling af eksisterende anlæg til blandet forbrænding af VE og fossile brændsler.

**Figur 1.1 Forventet øget el- og varme produktion baseret på VE**



Note: Øvrige VE er fundet ved at fratække den el- og varmeproduktion, som stammer fra vindmøller fra den samlede el- og varmeproduktion fra VE i Danmark. Den samlede el- og varmeproduktion er baseret på data fra Energistyrelsen, mens on- og offshore vindandelene er baseret på data fra Energinet.dk om bl.a. planlagte og forventede havmølleparker.

Kilde: Ramses data, Energistyrelsen og EnerginetDK analyseforudsætninger 2013

<sup>3</sup> Desuden indeholder aftalen en række tiltag uden for kvotesektoren til fremme af energieffektiviseringer og vedvarende energi individuel opvarmning. På transportområdet skal der ske en omstilling fra fossile brændsler til drivmidler som f.eks. el og biomasse. Bl.a. skal der udarbejdes en strategi for at fremme energieffektive køretøjer, ligesom der gennemføres en ændring af biobrændstofloven med henblik på at sikre iblanding af 10 procent biobrændstoffer i 2020. Endvidere er der i 2013-2015 afsat 15 mio. kr. til videreførelse af el-bilsforsøgsordningen.

<sup>4</sup> Kilde: Energistyrelsens Sammenfatningsmodel 2012 baseret på Ramses data.

### 1.3 Støtteinstrumenter for udbygning af VE og udgifter hertil

For at sikre VE-værker og vindmøller tilstrækkelig finansiering modtager de forskellige typer af tilskud til investering og produktion. Det vigtigste støtteinstrument er såkaldt feed-in støtte, enten i form af et fast tilskud per produceret enhed (Premium Feed in Tariff, PFT), eller som et tilskud ved afregningspriser under en garanteret minimumspris (Fixed Feed in Tariff, FFT). Det reelle støttebehov afhænger af udviklingen og fluktuationer i elmarkedsprisen. Ved PFT-støtte bærer VE-producenterne elmarkedsrisikoen, og ved FFT er det staten, der bærer risikoen<sup>5</sup>. Det danske støttesystem opererer med en blanding af de to principper og med en mængde forskellige satser, jf. Tabel 1.

**Tabel 1.1 Feed-in tariffer i Danmark**

Teknologi	Type	Kommentar	Støtte elementer Kr/MWh
Onshore vind	Sliding Premium Tariff	Støttebeløbet er fastsat til 250 Kr/MWh for "lave" elpriser. Når elpriserne overstiger 330 Kr/MWh reduceres støttebeløbet.	250 (max)
Offshore vind	Fixed Feed in Tariff *	Udbudsprocedure. Forskellige takster for forskellige offshoreanlæg	160-690
Biogas	Premium Feed in Tariff		360-410
Biomasse	Premium Feed in Tariff		150
Sol og bølge	Fixed Feed in Tariff	Vederlag for el produceret over eget forbrug	230

Note: \*) Støtteelementet ved FFT for offshore er beregnet som den garanterede mindstepris fratrukket estimat for afregningsprisen på elmarkedet, jf. den refererede kilde. Støtten til Horns Rev er således vurderet til 160 Kr/MWh, Rødsand 27 Kr/MWh og Anholt 690 Kr/MWh.

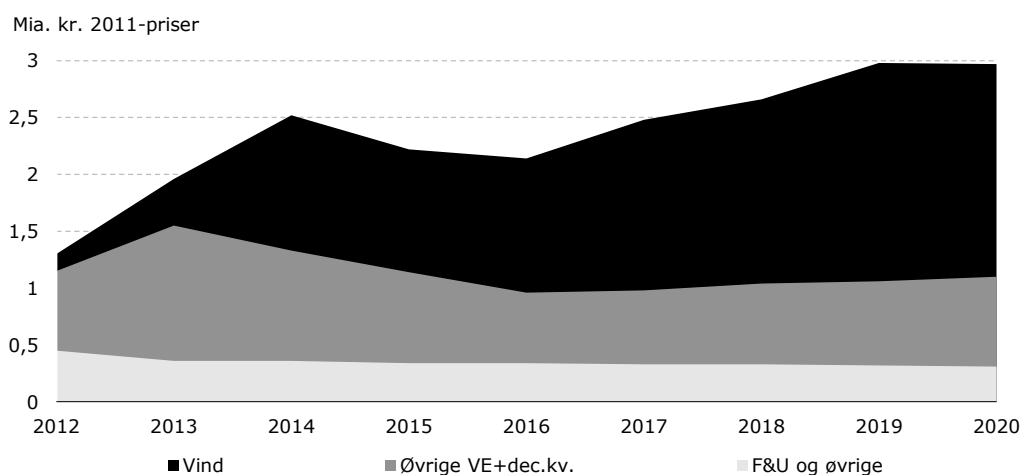
Kilde: Copenhagen Economics (2013), Efficient strategy to support renewable energy. Integration in overall climate and energy security policies

Den danske VE-støtte finansieres over den såkaldte PSO-afgift, der opkræves ved forbrug af el og naturgas, og fastsættes administrativt med henblik på at dække årets støttebehov. Den samlede PSO støtte var i 2012 på 2,91 mia. kr. (2011-priser), hvoraf forskning og udvikling udgør 0,15 mia. kr. (2011-priser). Den kraftige vækst i produktionen af VE forventes at føre til en forøgelse af støttebehovet til 4,4 mia. kr. i 2020. Selvom den planlagte VE ligger fast i Energiaftalen er PSO-omkostningerne behæftet med stor usikkerhed, da støttebehovet for specielt de fremtidige havvindmølleparker er følsomme overfor udvikling i brændselspriser, CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og for udviklingen i mølleteknologi og infrastrukturen omkring produktion og opstilling.

<sup>5</sup> Se Copenhagen Economics (2012) for en analyse af sammenhænge mellem støttesystemer og risici for investorer.

PSO-afgiften finansier foruden implementering af VE også forskning og udvikling (F&U) af VE-teknologi. F&U udgjorde i 2012 ca. 5 procent af den samlede PSO-udgift. De afsatte midler til F&U ligger rimelig stabilt i finansministeriets fremskrivning, jf. Figur 1.2, samtidig med at der satses markant på implementering. I prioriteringen af udgiften til klimaindsatsen er der altså et øget fokus på implementering og mindre på F&U. I 2020 forventes F&U således kun at udgøre omkring 3 procent af den samlede udgift, jf. Figur 1.2.

**Figur 1.2 Udviklingen i PSO-omkostninger**



Note: Vurdering udarbejdet i forbindelse med udarbejdelsen af Energifaften 2011

Kilde: Endeligt svar på spm 10 Energi- og Bygningsudvalget d.19 november 2012. Journal nr. 2012-6042

## Kapitel 2

# En alternativ vej: mere innovation og konkurrence i VE udbygning

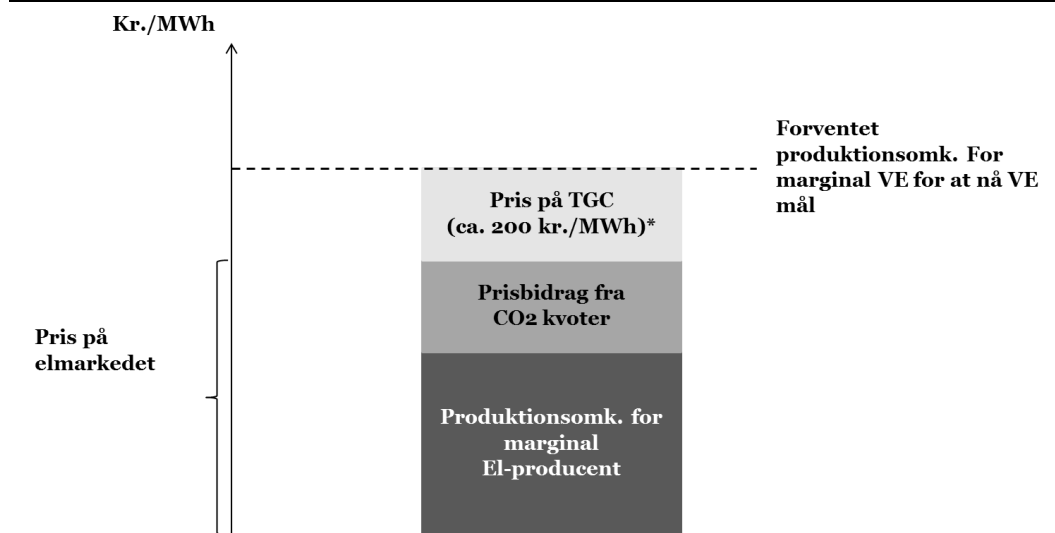
Strategien for dansk bidrag for øgede VE andele i strømforsyningen er som beskrevet i kapitel 1 baseret på udbygning på dansk grund og havarealer. Dette kapitel skitserer en anden mulig vej hvor Danmark deltager i det norsk-svenske samarbejde om fælles implementering af EUs VE målsætninger.

Vi beskriver først hovedtrækkene i det svensk-norske certifikatmarked (sektion 2.1). Dernæst viser vi, at VE projekter er billigere i Norge og Sverige end de er i Danmark (sektion 2.2). I sektion 2.3 præsenterer vi den potentielle besparelse ved dansk deltagelse i certifikatmarkedet og i sektion 2.4. viser vi, at hensynstagen til elmarkedet trækker i retning af dansk deltagelse. Dernæst beskriver vi betydningen af investorsikkerhed (sektion 2.5) og endelig forholder vi os til en bredere europæisk vinkling af et dansk-norsk-svensk samarbejde.

## 2.1 Hovedtræk i det svensk-norske certifikatmarked

El-certifikatsystemet i Sverige og Norge er i modsætning til det danske med faste støttesatser og minimumspriser et markedsbaseret støttesystem.

Systemet fungerer således, at et anlæg, som producerer el baseret på VE får et certifikat per produceret MWh el. El-distributører er forpligtede til at indkøbe el-certifikater i et antal, der modsvarer en hvis andel – eller kvote – af den el de sælger. Kvotepligten skærpes år for år rettet mod den overordnede VE-målsætning, hvilket medfører en voksende efterspørgsel efter certifikater. På denne måde øges incitamentet til at producere el fra VE, og el-certifikatsystemet stimulerer dermed udbygningen af VE. Systemet har meget tilfældes med EU's CO<sub>2</sub>-kvotesystem, dog med den væsentligste forskel at i certifikatsystemet præmier man VE-producenterne og i kvotesystemet straffer man CO<sub>2</sub>-udlederne.

**Figur 2.1 Fastsættelse af prisen på grønne certifikater (TGC)**

Note: \*) Prisen for grønne certifikater i Sverige og Norge har ligget stabilt på et mellem 150-300 Kr/MWh siden 2006 (Svensk Kraftmäklings AB)

Kilde: Copenhagen Economics (2008)

Som det også er tilfældet i CO<sub>2</sub>-kvotesystemet kan man spare op (eng. banking) i certifikaterne og sælge dem senere. På lang sigt, det vil sige når VE-målsætningen er fuldt indfaset, vil certifikatprisen være bestemt af forskellen i produktionsomkostninger mellem den marginale VE-producent i certifikat-systemet og den marginale producent på elmarkedet inkl. dennes udgift til CO<sub>2</sub>-kvoter, som illustreret i Figur 2.1. Et mindre overudbud af certifikater i introduktionsfasen sikrer en stabil udvikling, hvis vel at mærke der er tilstrækkelig tillid til systemet. Princippet er at investorer opkøber overskuddet af certifikater, hvis prisen er lavere end den forventede langsigtede pris fratrukket deres krav til forrentning, og sælger fra når prisen overstiger dette niveau. Det norsk-svenske certifikatsystem er anerkendt for at være et af de mest velfungerende certifikat- og kvotesystemer i verden. En indikation af dette er at certifikatprisen har ligget stabilt på et niveau på omkring 200 Kr./MWh over en længere årrække på trods af udsving og generelle stigninger i elmarkedsprisen<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Copenhagen Economics (2012)

---

## Boks 2.1 Sammenligning mellem certifikat system og feed in tarriffer på omkostninger for forbrugere

---

I den danske støttemodel for offshore varierer støtten fra projekt til projekt via udbudsprocedurer. Der er altså forskellige takster for forskellige offshoreanlæg. I teorien sikrer dette at der ikke er anlæg der får en højere støtte end nødvendigt. I certifikat-systemet får alle anlæg den samme støtte. Det vil sige at de billigste anlæg per definition får en højere støtte end strengt nødvendigt, mens kun det marginale anlæg får akkurat den nødvendige støtte.

Økonomisk teori tilsiger at det markedsbaserede certifikatsystem, hvor mange investorer og lokaliteter i flere lande er i indbyrdes konkurrence med hinanden bedrer en omkostningseffektiv udbredelse af VE, end den danske model hvor der fra centralt hold udpeges få konkrete lokaliteter, og hvor støtten fastsættes ved forhandling mellem myndigheder og investorer.

Dog, hvis produktionsomkostningerne for det marginale anlæg, og dermed støtten, er væsentligt højere end for et gennemsnitligt anlæg, kan man forestille sig en situation, hvor den samlede støtte alligevel bliver højere end under den danske model. Det kan f.eks. ske, hvis offshore vind ikke bliver konkurrencedygtig med onshore, men er nødvendig på grund af fortsat modstand mod onshore. - Det svarer til den situation man oplever i Danmark i dag. I den situation vil onshore anlæg umiddelbart tjene stort på certifikatsystemet og støtteudgiften vil blive tilsvarende stor. Men, det giver netop kommuner og private landejere en betydelig tilskyndelse til at tage kampen op med modstanden (Danmark inklusiv). - Lykkes det ikke i tilstrækkelig grad at imødegå modstanden mod onshore, kan man enten beskatte onshore-mølleejernes profit<sup>7</sup>, eller man kan supplere certifikatsystemet med en særlig præmiering af offshore, så konkurrencen indenfor certifikatsystemet udlines.

De svenske erfaringer er at certifikatsystemet har vist sig effektivt i forhold til at sikre en omkostningseffektiv implementering af VE, primært i form af øget produktion med biomasse, at der er stor interesse for investeringer i onshore vind, men også at en forholdsvis stor del (30%<sup>8</sup>) af den samlede støtte går til produktion der kunne klare sig uden eller med betydeligt lavere støtte. - Fra en samfundsøkonomisk betragtning er dette dog at foretrække, jf. dog ovenstående, frem for en "pick the winners"-strategi, hvor de billigste løsninger ikke udnyttes.

*"Taken jointly, it would be reasonable to say that the Swedish TGC9 has, so far, been effective in that it has almost met expectations as regards increase in renewable electricity production. It has also, so far, met the expectations of cost-effectiveness in social terms, as most of the increase in output has been achieved at low cost in already existing plants"*<sup>10</sup>

---

Kilde: Copenhagen Economics

---

<sup>7</sup> Såkaldt ressourcebeskatning efter samme grundlæggende princip som man i dag bruger for beskatning ved udvinning af olie og gas i Nordsøen.

<sup>8</sup> Bergek Rapport for finansdepartementet [Reference indsættes i endelig version]

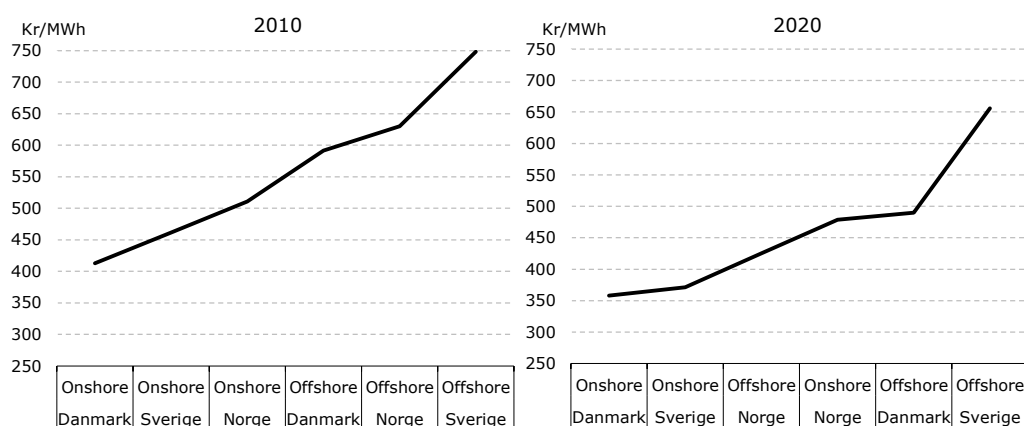
<sup>9</sup> TGC: Tradable green certificates.

<sup>10</sup> Bergek (2008)

## 2.2 VE projekter billigere i Norge og Sverige end i DK

Det vil være fordelagtigt for Danmark at udskyde udbygningen af vind og købe VE i Sverige og Norge gennem deltagelse i de to landes fælles certifikatsystem af 2 årsager. Den primære årsag er at der i begge lande er et stort uudnyttet potentiale for land og kystnære vindmøller. Dertil kommer en besparelse fra behov for mindre transmissionskabler ved at møllerne placeres tættere på de to landes vandkraftværker, der allerede i dag fungerer som balanceringskilde når produktionen er høj i den danske vindkraft.

**Figur 2.2 Estimat af produktionsomkostningerne 2010 og 2020**



Note: Baseret på vurderinger af gennemsnitlige investeringsomkostninger, driftsudgifter og et årligt antal fuldlasttimer for store møller med en realforrentning på 6,5 årligt. Der er i praksis stor variation i produktionsomkostningerne afhængig af lokale forhold.

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af IEA (2011), Ecofys (2011), EWI (2011), energistyrelsen (2012), Elforsk (2011)

I en simpel opdeling af vindkraftressourcerne mellem Danmark, Norge og Sverige og på henholdsvis offshore og onshore er billedet i år 2010, når man ser bort fra dansk onshore at svensk onshore er det billigste alternativ med en produktionsomkostning på ca. 450 Kr./MWh og svensk offshore det dyreste med produktionsomkostninger på 750 Kr./MWh, jf. Figur 2.2. Produktionsomkostningerne for dansk offshore er ca. midt i dette spænd på omkring 600 Kr./MWh. For møller opsat i år 2010 vil der altså kunne opnås en besparelse på omkring 150 Kr./MWh, hvis dansk offshore erstattes af onshore vind i Sverige. Mod 2020 forventes forskellen mellem offshore og onshore at indsnævres. Særligt i Norge forventes der store fremskridt, drevet blandt af forventede fremskridt i teknologi til op-sætning af havbaserede møller på dybt vand. Svensk onshore er dog stadig det billigste alternativ i 2020, med en besparelse på ca. 120 Kr./MWh i forhold til dansk offshore.

Det ubegrænsede potentiale for onshore vind, dvs. når man ser bort fra den nuværende arealudnyttelse og den udbredte lokale modstand, er på samme niveau i Danmark, Norge og Sverige. Det forventede ubegrænsede potentiale for konkurrencedygtig landvind i 2020 er således opgjort til hhv. 687, 528 og 620 TWh for de tre lande<sup>11</sup> En fuldstændig

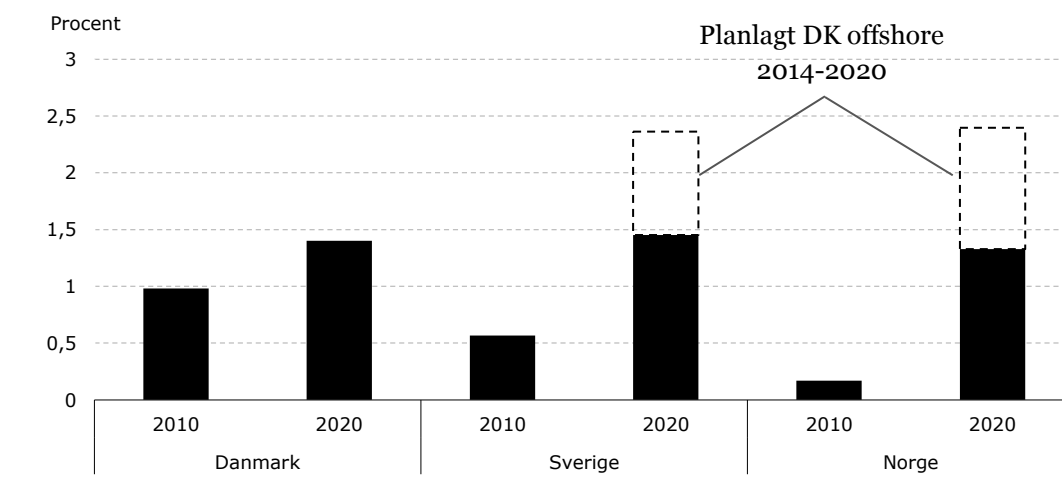
<sup>11</sup> EEA (2009)

udnyttelse af det ubegrænsede potentiale er selvsagt absurd, men det er et relevant udgangspunkt for at sammenligne udbredelsen af landvind i mellem de tre lande.

Onshore produktionen i Danmark udgør i dag 1 % af det ubegrænsede potentiale, men forventes at stige til knap 1,5 % i 2020. I Sverige og Norge er udbredelsen af onshore vind meget begrænset i dag. Baseret på de to landes nationale handlingsplaner<sup>12</sup> forventes imidlertid en massiv udvidelse, sådan at begge lande kommer på niveau med Danmark i 2020 med en udnyttelse omkring 1,5 %.

Det betyder imidlertid *ikke*, at der i praksis ikke fortsat er et betydeligt uudnyttet potentiale for landvind i Norge og Sverige, sådan som man i det store hele har accepteret i den danske strategi. Ved implementering af de to landes handlingsplaner vil vindproduktionen blive på omkring 14 TWh i Sverige og 11 TWh i Norge. Det begrænsede potentiale, det vil sige et potentiale begrænset til områder specifikt udpeget til vindproduktion, er i 2011 estimeret til henholdsvis 48 TWh i Sverige og 34 TWh i Norge i 2020. Udefra set er der altså rigelig plads til mere.

**Figur 2.3 Udnyttelse af ubegrænset potentiale for landvind 2010-2020**



Note: De stiplede kasser i figuren viser udnyttelsen i hhv. Sverige eller Norge ved at erstatte de danske offshore vindmøller i 2020 med landbaseret vind i hvert af de lande.

Kilde: IEA database, EEA (2009), EnerginetDK (2013) og NREAP

<sup>12</sup> National renewable energy action plans (NREAP) [http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)



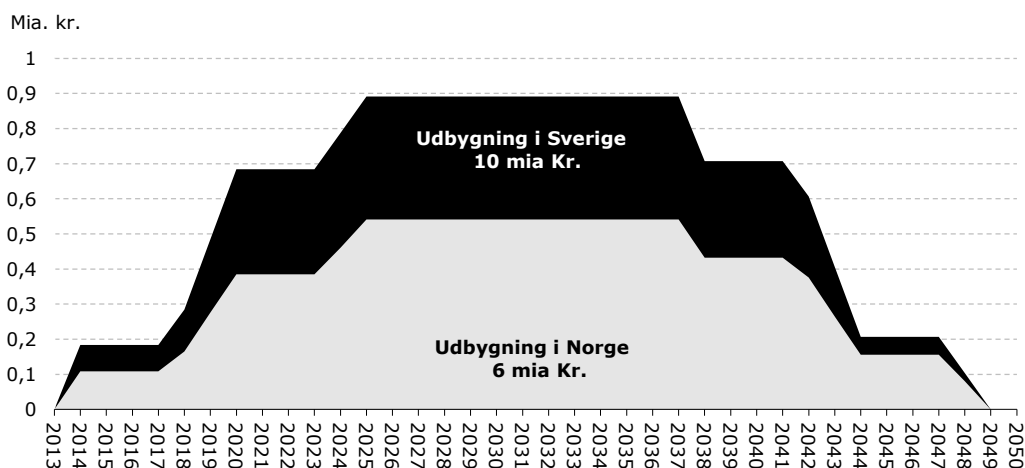
### 2.3 Potentiel besparelse ved dansk deltagelse

Hvis det danske og det svensk-norske støttesystem er lige effektivt, dvs. hvis de er lige gode i forhold til at sikre omkostningseffektiv udbredelse af VE givet respektive lokale begrænsninger, og hvis de er lige effektive til at minimere investorernes krævede forrentning, da er forskellen i produktionsomkostninger en god indikator for hvor meget Danmark vil kunne spare ved deltagelse i det svensk-norske certifikat system.

Hvis den planlagte og forventede danske offshore udbygning fra 2014-2025 i stedet blev erstattet af en tilsvarende udbygning af produktionen med landvind i Sverige er det vores vurdering, at der vil kunne opnås en samlet besparelse på omkring 10 mia. Kr.<sup>13</sup>. Besparelsen er fordelt over en lang periode fra 2014-2050 da møllerne forventes at have en levetid på 20 år, jf. Figur 2.4.

Hvis udbygningen i stedet sker i Norge vil besparelsen være mindre på 6 mia. Kr. I denne beregning er der taget højde for at norsk offshore forventes at blive konkurrencedygtig med norsk onshore omkring år 2020, hvorefter den resterende udbygning foretages her, jf. Figur 2.2.

**Figur 2.4 Besparelse på 6-10 mia. Kr. hvis offshore udbygning 2014-2025 flyttes til Norge eller Sverige**



Note: Besparelse i produktionsomkostninger ved at erstatte planlagte og forventede danske havvindmøller projekter fra 2014 med billigste alternativ blandt svensk og norsk onshore og offshore vind.

Kilde: Copenhagen Economics

Spændet mellem 6-10 mia. Kr. giver et konservativt skøn for hvor meget de danske forbrugere sammenlagt vil kunne spare ved en udskydelse af udbygningen af dansk offshore til efter 2025 erstattet af deltagelse i det svensk-norske certifikatsystem. Vi vurderer, at

<sup>13</sup> Totale årlige sparede produktionsomkostninger over en mølles levetid, tilbageskrevet med en realrente på 4 % og lagt sammen for alle planlagte og forventede møller.

det er overvejende sandsynligt at norsk onshore bliver den marginale kilde i certifikatsystemet, ikke mindst ved dansk deltagelse.

## 2.4 Hensyn til elmarked trækker i samme retning

Med den planlagte og forventede udbygning af onshore og offshore vind i konsekvens af energiforliget vil andelen af vind i det danske elmarked vokse fra i dag ca. 20 procent til 50 procent i 2020. Modsat forventes andelen fortsat at være betydeligt lavere i Sverige og Norge på henholdsvis 11 og 10 procent i 2020. Dette er samtidig med at Sverige og Norge har betydelig adgang til lokal balancekraft fra vandkraft. Det tilsiger at vindmøller er bedre placeret i Norge og Sverige end i Danmark, som i forvejen har problemer i forhold til eksport mod Tyskland, jf. Boks 2.2 .

### Boks 2.2 Problemer med eksport til Tyskland

I perioder med meget vind i de Nordtyske vindmølleparker har Danmark allerede i dag problemer med at eksportere overskydende vindenergi sydpå. Et studie fra EWIS estimerer, at der i 2015 vil være flaskehalsproblemer på forbindelsen mellem DK-Vest og Tyskland 55 pct. af tiden, således Danmark ikke kan eksportere den ønskede mængde overskydende vindenergi sydpå. Flaskehalsproblemet skyldes trængsel på det indre tyske grid. Det tyske grid har ikke en tilstrækkeligt stor transmission kapacitet mellem Nord- og Sydtyskland, således der i perioder med meget vindproduktion i Nordtyskland opstår flaskehalsproblemet sydpå og pres på det tyske grid. Når der forudses stor vindproduktion i Nordtyskland, imødekommer man trængselsproblemerne ved at begrænse importen fra DK-Vest. Dette gøres helt konkret ved ex-ante at bortaktionere et lavere omfang af importeret vindenergi fra DK-Vest på det tyske marked.

Kilde: EWIS (2010) og Copenhagen Economics (2011b)

### Tabel 2.1 Vindkraftens andel af elforbrug i 2020 (Pct.)

	Forventet	Hvis udvidet dansk offshore 2014-2025 flyttes til enten Sverige eller Norge
Danmark	50	36
Sverige	11	15
Norge	10	15

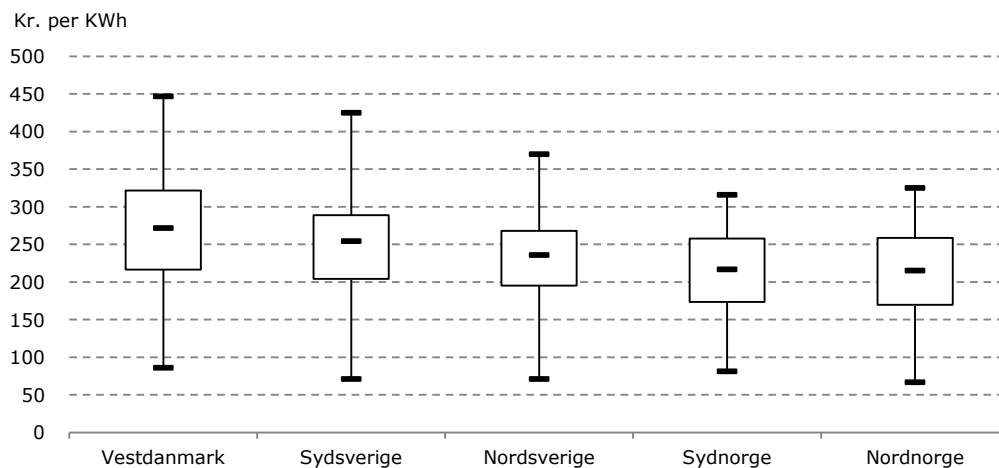
Kilde: EnerginetDK analyseforudsætninger 2013, IEA og NREAP.

Set fra et dansk synspunkt kan man med rimelighed betragte hele det nordiske område som et fælles forsynings sikkert produktionsområde. Der er derfor ikke et forsynings sikkerhedsargument der tilsiger at vindkraften er bedre placeret i Danmark end i Norge og Sverige.

Elmarkedsprisen er i dag i gennemsnit højere i Danmark og det sydlige Sverige, der er tæt forbundet med kraftige transmissionskabler, end i Norge og det nordlige Sverige, hvor

billig vandkraft spiller en stor rolle i forsyningen og hvortil transmissionssystemet ikke er lige så veludbygget. Kombinationen af tæt koblede prisområder og en stor andel af vindkraft i systemet gør at der er større udsving i elmarkedsprisen i de sydlige prisområder end i de nordlige. En fortsat udbygning af vindkraft i det sydlige område (f.eks. dansk offshore) vil forstærke tendensen til udsving i elmarkedsprisen. Den gennemsnitlige elmarkedspris i Danmark i 2012 var på 271 Kr/MWh, men fordi vindkraften i sig selv presser prisen ned når produktionen er høj, var den gennemsnitlige afregningspris for vindkraft kun på 245 Kr/MWh. Disse udsving, der skyldes kombinationen af meget vindkraft og begrænset adgang til billig balanceringskraft (ie. vandkraft), bidrager dels til at øge støttebehovet, og dels til at øge elmarkedsprisen når det ikke blæser, fordi der da skal være balanceringskraft (ie. gasværker) svarende til vindkraftkapaciteten til rådighed i systemet, der kun er i produktion når det ikke blæser.

**Figur 2.5 Niveau og udsving i elpriser, 2012**



Kilde: Nord Pool og Copenhagen Economics

Med en større andel af vind i det danske system stiger presset på transmissionsforbindelser og balanceringskraft. Hvis udbygningen af vind flyttes fra Danmark til Sverige eller Norge med billig balanceringskraft (vandkraft), vil det både mindske behovet for dyr balanceringskraft i Danmark (gasværker) og behovet for at etablere yderligere transmissionsforbindelser.

I spidsbelastningssituationer med lav vindproduktion og højt forbrug er der i dag og forventes også i 2020 at være for lidt regulerbar kapacitet i det danske netværk til at dække forbruget (kapacitetsunderskud på ca. 850 MW<sup>14,15</sup>). Vi er altså allerede i dag afhængige af at kunne importere elektricitet fra vores nabolande i spidsbelastningssituationer. Kapaci-

<sup>14</sup> Energinet.dk (2012)

<sup>15</sup> Bemærk dog at Dansk Energi vurderer at, blandt andet på grund af udbygningen af vindkraft, at driftsøkonomien for mange kraftværker vil blive så dårlig at der ikke vil blive investeret i at opretholde kapaciteten når deres levetid rinder ud mod 2020. Kilde.: <http://ing.dk/artikel/danske-kraftvaerker-gisper-efter-vejret-135659>

teten på forbindelserne til vores nabolande er dog både i dag og mod 2020 rigelig tilstrækkelig (5.680 MW i 2013<sup>16</sup>) til at dække behovet, hvis vel at mærke der er tilstrækkelig balanceringskraft i vores nabolande.

I det modsatte tilfælde, når der er fuld udnyttelse af vindkraften er der behov for at kunne eksportere en stor del af strømmen for at undgå at skulle nedregulere produktionen på de centrale kraftværker eller at tage nogle af vindmøllerne ud af produktion. EnerginetDK, der er den ansvarlige myndighed for det danske forsyningsnet, vurderer at det i forbindelse med udbygningen af vindkraft derfor vil være samfundsøkonomisk efficient at udvide eksportkapaciteten med 2.000 MW i 2020<sup>17</sup>. Imidlertid, hvis udbygningen af vindkraft i stedet sker i Sverige eller Norge, vil behovet for at udbygge eksportforbindelserne være meget mindre. Hvis udvidelsen af dansk offshore fra 2014-2025 i stedet sættes op i enten Sverige eller Norge, vil der i 2020 være 1.350 MW mindre vindkraft i det danske system end forudsat i EnerginetDK's beregninger. Baseret på et groft skøn, er det vores vurdering at man da vil kunne nøjes med at udbygge med ca. 1.000 MW i stedet for 2.000 MW.

En stor andel af vindkraft i forsyningsnetværket belaster altså driftsøkonomien for kraftværkerne og det medfører et øget behov for reservekapacitet og transmissionsforbindelser. Baseret på internationale estimater<sup>18</sup> vurderer vi at der derved kan være yderligere afledte besparelser på mellem 0,1-0,9 Mia Kr. at hente hvis offshore udbygningen fra 2014-2025 flyttes til Norge eller Sverige. Denne merbesparelse er dog ikke større end at den kan rummes i det spænd og den usikkerhed der er på vores centrale estimat på 6-10 Mia DKK, jf. Figur 2.4.

## 2.5 Betydning af investorsikkerhed

De regulatoriske rammer har stor betydning for produktionsomkostningerne, men i endnu højere grad for støttebehovet for vindkraft. Det skyldes, at den samlede støtte der direkte eller indirekte kommer fra politikbestemte komponenter – ETS kvoter, feed-in tariffer eller grønne certifikater - udgør en betydelig del af den samlede indtægt. Det gælder ikke mindst havbaseret vindproduktion.

Det betyder modsat, at stor usikkerhed på størrelsen af den fremtidige støtte vil øge den risikopræmie som investorer forlanger for at investere nu. Det gælder igen særligt vindproduktion, fordi en så stor del af de samlede omkostninger er knyttet til selve anlægsfasen.

En dansk tilslutning til det norsk-svenske certifikatsystem vil kunne reducere usikkerhed i alle tre lande angående den samlede indretning af VE politikken. Det skyldes, at indretningen af det norsk-svenske system opfylder mange af de krav som internationale analyser har peget på som centrale for et stabilt system for investorer. For det første, at *støtteperioden er lang nok*: det er særdeles vigtigt for investeringer, der har en meget lang leve-

---

<sup>16</sup> EnerginetDK (2013)

<sup>17</sup> Energinet.dk (2012)

<sup>18</sup> Den marginale systemomkostning ved øget vindkraft for et land med en i forvejen høj andel af vind i systemet er vurderet til at være på 0-7,5 DKK/Mwh for netudvidelser og 1,5-3 DKK/Mwh for balanceringskraft. Kilde: EEA (2009)

tid, som f.eks. vindmøller. For det andet, at der er nogle forudsigelige og aftalte rammer for hvordan man tilpasser systemet fremadrettet<sup>19</sup>. For investorer i Norge og Sverige stabiliseres systemet ved, at yderligere et land deltager, hvorved systemets politiske robusthed øges. For investorer i Danmark forudsættes det, at systemet alene skal gælde for nye installationer. Det vil tendere til at øge usikkerheden i forhold til i dag for de enkelte installationer der opsættes, idet der i dag er en meget lang periode med fast beregnet tilskud. Det faste tilskud vil blive erstattet af et variabelt grønt certifikattilskud, hvormed usikkerheden alt andet lige øges. Til gengæld skabes der større stabilitet om den fremadrettede indretning af politikken. Systemet muliggør en langsigtet politisk aftale om rammerne for VE i Danmark, Norge og Sverige. Det medfører at investorerne har sikkerhed for et politisk drevet fremtidigt marked for VE, hvilket er vigtigt for fremadrettet investeringer i teknologier, markedsmodning mv.

## 2.6 Bredere europæisk vinkling af dansk-norsk-svensk samarbejde

Brug af fælles implementeringsmekanismer som det norsk-svenske samarbejde er den klare undtagelse i EU. Det fremgår af de nationale handlingsplaner som medlemslandene indsender til EU kommissionen om hvordan de har til hensigt at nå de nationale mål for VE produktion. De store EU lande med betydelige krav om udvidelser af kapaciteten af vedvarende energi – Tyskland, Storbritannien, Frankrig, Spanien og Italien – har annonceret at de ikke forventer at bruge de såkaldte fleksible mekanismer jf. tabel 3.

**Tabel 2.2 Installeret kapacitet af vedvarende energi i elproduktion (Pct.)**

	VE andel i elproduktion	On-shore-vind (Pct. af VE)	Off-shore-vind (Pct. af VE)	Forventet VE andel i elproduktion, 2020	Vækst-bidrag fra on-shore-vind i VE vækst	Vækst-bidrag fra off-shore-vind i VE vækst	Andel af samlet vindmøllekapacitet i EY, 2020	Tilsigter at benytte fællesmekanismer
Tyskland	17	51	0	39	14	17	21	Nej
Spanien	29	46	0	40	47	10	18	Nej
Storbritannien	9	34	12	31	37	40	13	Nej
Frankrig	16	17	0	27	46	21	12	Nej
Italien	19	21	0	26	38	4	6	1 pct. af VE
Sverige	55	9	0	63	88	4	2	Ja

Kilde: ECN (2011)

Den økonomiske krise og øget fokus på EUs konkurrenceevne kunne tilsige at interessen for at undgå politikdrevne forøgelser af energiomkostninger vil blive forøget i de kommende år.

<sup>19</sup> En række studier har behandlet de finansielle rammer investeringer i vedvarende energi, se bl.a. Hamilton (2009), IIGCC (2011) og Climate Policy Initiative (2011a), som fokuserer på, hvorledes investorsikkerhed

I den sammenhæng kunne det spæde forsøg – Norge og Sverige står for en meget beskedent del af EUs energiproduktion – ses som en murbrækker for mere samarbejde mellem EUs medlemslande. Dansk deltagelse vil kunne styrke det og det hænger glimrende sammen med at de nordiske lande i forvejen er den del af et fælles nordisk elmarked med forholdsvis begrænsede forskelle i elmarkedspriser. Set fra et dansk perspektiv er særligt to hovedelementer interessante:

- Udvidet samarbejde med fokus på udvikling af fælles støttemodeller for modne teknologier med produktionsomkostninger som kun behøver begrænset tilskud ud over indirekte støtte fra EUs kvotesystem. Det er f.eks. landbaserede vindmøller, mange typer af biomasse. Det langvarige behov for et sådan system er selvsagt afhængigt af om:
  - EU fortsætter med juridisk bindende VE målsætninger på nationalt niveau
  - EUs kvotesystem kan reformeres så de mest modne VE teknologier bliver konkurrencedygtige uden særlig støtte
- Samarbejde om udvikling og placering af havvindmøller. Danmark har åbenlys interesse heri med store egnede områder til produktion og stærke kompetencer organiseret omkring off-shore sektoren i Esbjerg. Kernen i et sådan arbejde kunne have tre fokus punkter:
  - Rational udbygning af infrastrukturen kræver internationalt samarbejde ellers kan det bliver unødigt dyrt: det gælder særligt for havvindmøller placeret langt fra land hvor det kan være nyttigt at bruge fælles løsninger til at få strømmen til land i stedet for nationale løsninger
  - Fælles regler for hvordan man kan kreditere den producerede strøm i forhold til nationale VE målsætninger. Eksempel: hvis en tysk finansieret havvindmølle placeret uden for den tyske kyst ikke er direkte forbundet med tysk territorie så kan idag det ikke bruges til at opfylde tyske VE mål.
  - Udvikling af et fælles støttesystem for havvindmøller i Nordsøen. Kernen heri vil være at man definerer klare fælles målsætninger i aftaler f.eks. mellem Danmark, Tyskland og Storbritannien for udbygningstakt på 5-10 års sigt og løbende justerer målene opad i takt med at omkostninger til produktion nedbringes.

## Litteraturliste

- Amundsen, E.S. og Mortensen, J.B. (2008), Markeder i Klimapolitikken.
- Amundsen, E.S. et al (2006), Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets.
- Berget, Anne (2010), Præsentation: Erfarenheter från det svenska elcertifikatsystemet.
- Berget, A. og Jacobsson, S. (2010), Are Tradable Green Certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008.
- Bye, T. og Hoel, M. (2009), Grønne Sertifikater – dyr og formålsløs fornybar moro.
- Climate Policy Initiative (2011), The Impacts of Policy on the Financing of Renewable Projects: A Case Study Analysis.
- Copenhagen Economics (2008), Improving EU Climate Policies, Report for the Dutch Ministry of Economic Affairs.
- Copenhagen Economics (2011), Havvindmøller på vej mod industrialisering. Implikationer for dansk tilgang.
- Copenhagen Economics (2011b), The German Challenge – is the German grid ready for the massive wind expansion?
- Copenhagen Economics (2012), Support Mechanisms for Wind Energy. Policy Perspectives on Investment Risks.
- Copenhagen Economics (2013), Efficient strategy to support renewable energy. Integration in overall climate and energy security policies.
- Copenhagen Economics (2013), Fælles skat på drivhusgasser. En ambitiøs klimapolitik med mindst mulige omkostninger.
- ECN (2011), Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States.
- Ecofys (2011), Financing Renewable Energy in the European Energy Market.

- EEA (2009), Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints.
- Elforsk (2011), El från nya och framtida anläggningar 2011.
- Energinet.dk (2007), Scenarierapport, fase 1 – arbejdsrapport.
- Energinet.dk (2011), 2030-scenarier for Energinet.dk. Ekstern udgave.
- Energinet.dk (2012) Strategiplan 2012
- EnerginetDK (2013), Analyseforudsætninger 2013.
- Energistyrelsen (2010), Technology data for energy plants.
- Energistyrelsen (2011), Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.
- EWI (2011), Roadmap 2050 - a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions.
- EWIS (2010), Towards A Successful Integration of Large Scale Windpower into European Electricity Grids.
- Hamilton (2009), Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy.
- IEA (2011), World Energy Outlook.
- IEA (2013), Nordic Energy Technology Perspectives. Pathways to a Carbon Neutral Energy Future.
- IIGCC (2011), Investment-Grade Climate Change Policy: Financing the Transition to the Low-Carbon Economy.
- Klima-, Energi- og Bygningsudvalget (2012-13), KEB Alm.del endeligt svar på spørgsmål 10. Offentligt.
- CONCITO (2011), Danmark i front? Danmarks ambitionsniveau på klimaområdet sammenlignet med vores fire største eksportmarkeder.
- Norden (2010), Status of harmonisation in the Nordic Electricity market 2010. Status and developments following the Nordic Council of Ministers' Action Plan for a borderless electricity market.
- PÖYRY (2011), Effekter på el-och certifikatmarknaden i Sverige av samarbetsmekanismerna. En rapport till Statens Energimyndighet.
- Regeringen (2011), Vores Energi.
- Regeringen (2012), Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020.



Statens Energimyndighed (2011), Elcertifikatsystemet 2011.

## Bilag A

Produktionsomkostningerne vil i praksis variere. Produktionsomkostninger for vind er beregnet som en såkaldt LCOE (Levelized Cost of Energy). LCOE er en økonomisk vurdering af udgifterne til det elproducerende system, i dette tilfælde vindkraft, som inkluderer alle omkostninger i løbet af ressourcens levetid, heriblandt indledende investering, drift og vedligeholdelse samt kapitalomkostninger. LCOE angiver dermed break-even-prisen for elproduktionen i den pågældende levetid og beregnes som følger:

$$LCOE \left( \frac{Kr.}{MWh} \right) = \frac{\text{Faste omkostninger} \left( \frac{Kr.}{MW \cdot \text{År}} \right)}{\text{Fuldstimer} \left( \frac{\text{Timer}}{\text{År}} \right)} + \text{Drift og vedligeholdelse} \left( \frac{Kr.}{MWh} \right)$$

De faste omkostninger bliver omregnet til en løbende betaling på baggrund af det initiale investeringsomfang, den forventet levetid og det forventede realforrentningskrav. Data for omkostninger, kapacitet og den forventede årlige effektive produktionstid (fuldstimer) er angivet i tabellen nedenfor.

LCOE-metoden ligger til grund for tallene i figur 5. F.eks. beregnes LCOE for onshore-vind i Danmark med 20 års levetid og en real forretning på 6,5 pct. til at være:

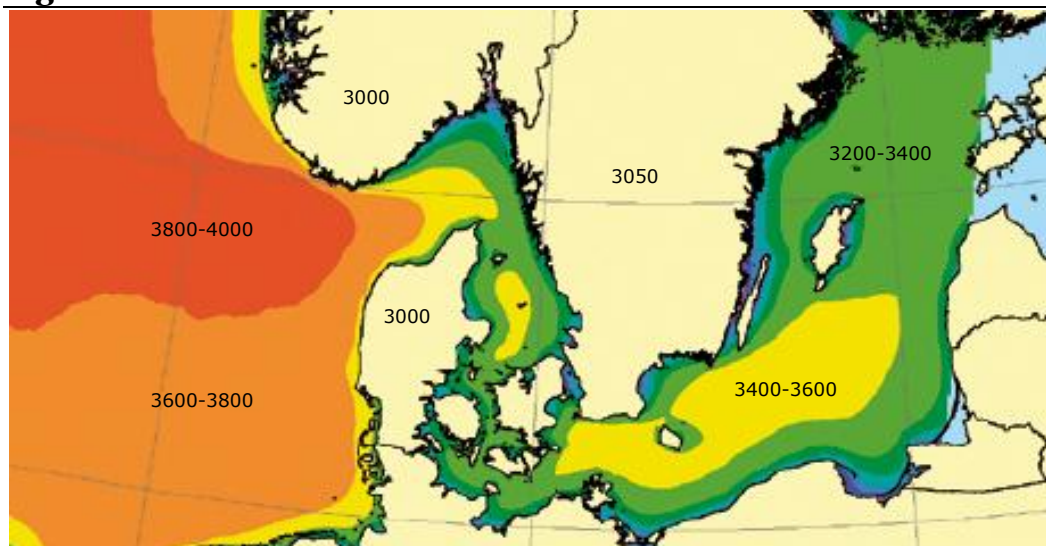
$$LCOE(\text{Danmark, onshore, 2010}) \left( \frac{Kr.}{MWh} \right) = \frac{947.860 \left( \frac{Kr.}{MW \cdot \text{År}} \right)}{3000 \left( \frac{\text{Timer}}{\text{År}} \right)} + 97 \left( \frac{Kr.}{MWh} \right) = 413 \left( \frac{Kr.}{MWh} \right)$$

**Tabel 2.3 Bagvedliggende antagelser**

		Drift (Kr./MWh)		Fuldstimer/år		Investering (Mio. Kr./MW)	
		2010	2020	2010	2020	2010	2020
Danmark	onshore	97	90	3000	3150	10,44	9,33
	offshore	134	119	4000	4200	20,14	17,16
Sverige	onshore	116	107	3050	3203	11,60	9,33
	offshore	166	147	3100	3255	19,89	18,24
Norge	onshore	120	120	3000	3150	12,92	12,46
	offshore	129	93	3500	3675	19,33	13,44

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af IEA (2011), Ecofys (2011), EWI (2011), Energistyrelsen (2012), Elforsk (2011)

**Figur 2.6 Fuldlasttimer for vindkraft**



Kilde: NVE Havvind (offshore) og Copenhagen Economics (onshore) jf. Boks 2.