



Klima-, Energi- og  
Forsyningsministeriet

Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget  
Christiansborg  
1240 København K

**Ministeren**

**Dato**  
29. november 2019

**J nr.** 2019-566

Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget har i brev af 1. november 2019 stillet mig følgende spørgsmål 70 alm. del, som jeg hermed skal besvare.

### Spørgsmål 70

Ministeren anmodes om – side for side – at kommentere den præsentation, Wind Denmark anvendte ved sit foretræde for udvalget den 31. oktober 2019, jf. KEF alm. del – bilag 46.

### Svar

Wind Denmark har i materialet en række gennemgående temaer, som jeg vil gennemgå og kommentere i det følgende. Det vurderes derfor ikke nødvendigt at kommentere materialet side for side.

*Tema 1 – Anvendelse af IEAs resultater om finansieringsomkostninger for havvind*  
Wind Denmark fremstiller en figur, der baserer sig på resultater fra Det Internationale Energiagentur ("IEA") seneste rapport *Offshore Wind Outlook 2019* ("OWO"), som blev lanceret i København d. 25. oktober.

Wind Denmark anvender figurens resultater i en række sider af materialet til at anskueliggøre, hvilken betydning specifikke valg for støttemodellen har for omkostningerne forbundet med produktion af havvindenergi. Figuren fremsætter en indikativ illustration af de gennemsnitlige omkostninger på globalt plan ved produktion af havvindenergi ud fra, hvor dyrt det er at rejse kapital til et havvindmølleprojekt (hhv. 8 pct. og 4 pct.). Scenariet på 8 pct. repræsenterer de globale, gennemsnitlige finansieringsomkostninger, hvis investor er underlagt relativt stor markedsrisiko ift. havvindmølleinvestering, mens 4 pct.-scenariet repræsenterer finansieringsomkostningerne ved relativt lav risiko, jf. *OWO*, s. 42.

Finansieringsomkostningerne ved et havvindprojekt er meget vigtige og tegner sig for næsten halvdelen af de samlede produktionsomkostninger, jf. *OWO*, s. 25. I Europa har udviklere af havvindprojekter draget fordel af tre overordnede forhold, som har givet mulighed for lave finansieringsomkostninger: (1) vindpotentialer og effektiv systemintegration af havvind, som har givet anledning til nogle af de højeste kapacitetsfaktorer i verden, jf. *OWO*, s. 21; (2) lave renter og gældsrisikopræmier, jf. *OWO*, s. 41; og (3) medlemslandene med støttende politiske rammer og langsigtede visioner for havvind, jf. *OWO*, s. 41. På baggrund af IEAs 2018 estimater for gælds- og egenkapitalomkostninger betyder det, at en investor i Europa

**Klima-, Energi- og  
Forsyningsministeriet**

Holmens Kanal 20  
1060 København K

T: +45 3392 2809  
E: [kefm@kefm.dk](mailto:kefm@kefm.dk)

[www.kefm.dk](http://www.kefm.dk)

Side 1/5



kunne opnå gennemsnitlige finansieringsomkostninger på under 4 pct. (selv med høje risikopræmier)<sup>1</sup>. Dertil kommer det, at Danmark i sig selv har nogle af de laveste finansieringsomkostninger ved vindenergi i Europa.<sup>2</sup> De lave europæiske finansieringsomkostninger for havvind er endvidere opnået på tværs af forskelligheder i medlemslandenes rammer for statslig støtte og langsigtede visioner for havvind. De seneste støttefrie havvindbud viser, at investorerne i visse tilfælde er villige til at påtage sig den fulde markedsrisiko ved havvindproduktion. Et støttefrit projekt vil dog alt andet lige være forbundet med øgede finansieringsomkostninger, da projektets investorer vil kræve et højere afkast, og långivere kræve mere restriktive udlånsvilkår. Størrelsesordenen for, hvor meget finansieringsomkostningerne øges ved et støttefrit projekt frem for et støttet projekt, er imidlertid uklar, jf. OWO, s. 41.

Wind Denmark fremfører i materialet en indikativ illustration af effekten på produktionsomkostningerne for havvind ved valg af en given støttemodel. Det anføres ved anvendelse af FPT-modellen, at finansieringsomkostningerne isoleret set vil være højere (dvs. "fordyrende") ift. omkostninger ved anvendelse af CfD-modellen (dvs. "billiggørende"). Dette er i udgangspunktet korrekt, men det vurderes dog misvisende at associere anvendelsen af FPT-modellen til at medføre finansieringsomkostninger svarende til 8 pct., mens anvendelsen af CfD-modellen medfører finansieringsomkostninger svarende til 4 pct. Jf. ovenfor har Europa i forvejen lave gennemsnitlige finansieringsomkostninger for havvindprojekter (muligvis også under 4 pct. ved høj markedsrisiko), og størrelsesordenen af, hvor meget finansieringsomkostningerne øges ved større risikoeksponering er uvist.

#### *Tema 2 – Valg af støttemodel påvirker et projekts finansieringsomkostninger*

Valget af støttemodel kan påvirke en havvindmølleinvestors finansieringsomkostninger for et givent projekt. Det skyldes hovedsageligt, at der med valget af støttemodel tages stilling til, hvem der skal påtage sig risikoen for indtægtsudsving ved en havvindmøllepark: investor eller staten. Dette er i sidste ende et politisk valg.

Ved en CfD-model påtager staten sig budgetrisiko, da støtteudgifterne afhænger af elprisens udvikling over tid, mens producenten sikres en stabil produktionsindtjening. Omvendt påtager producenten sig indtægtsrisiko ved FPT-modellen, da deres afregningspris pr. produceret kWh afhænger af elprisens udvikling, mens staten sikres budgetsikkerhed ift. støttebetalinger. Samlet set betyder det, at staten ved anvendelse af en CfD-model kan forvente lavere støtteudgifter sammenlignet med en FPT-model, da staten afdækker noget af elprisrisikoen for producenterne og dermed sikrer dem en stabil indtjening over tid. De lavere forventede støtteudgifter

<sup>1</sup> Det er estimeret, at investorer i 2018 på europæiske markeder havde en gældsomkostninger på ca. 2,75 pct. ved lav risiko, og ca. 3 pct. ved høj risiko, samtidig med egenkapitalomkostninger på ca. 3-7 pct., jf. OWO, s. 41. Under antagelse om en standard 75 pct. gæld-til-egenkapital finansiering (såkaldt *debt-to-equity ratio*), medfører det gennemsnitlige finansieringsomkostninger på lavere end 4 pct.

<sup>2</sup> AURES, *Effect of auctions on financing conditions for renewable energy*, Report D5.1, Maj 2019



modsvares af en risiko for budgetskred, hvis elprisen udvikler sig lavere end forventet over støtteperioden.

I forlængelse af FPT- og CfD-modellens forskelligheder ift. hvem der pålægges risikoen ved indtægtsudsving ved en havvindmøllepark, gives der dermed også forskellige produktionsincitamenter for investor. Ved CfD-modellen er investor garanteret en fast afregningspris for hver produceret kWh strøm uanset markedsprisen for el. Det betyder, at investor har incitament til at bygge et havvindmølleanlæg, der kan producere så meget strøm som muligt – selv i tidspunkter hvor markedet har en meget lille efterspørgsel efter strøm (dvs. markedsprisen er lav) – eftersom anlægget afregner den producerede mængde til en fast pris. Ved FPT-modellen er dette omvendt, da investors afregningspris følger markedsprisens udvikling. Dermed tilskyndes investor at tilrettelægge design og produktion for anlægget således, at det maksimerer markedsværdien af den producerede strøm. Med andre ord tilskyndes investor at producere strøm, når den har størst samfundsmæssig værdi.

Med afsæt i ovenstående redegørelse er egenskaberne for hhv. FPT- og CfD-modellen mere nuancerede, end Wind Denmark umiddelbart beskriver i deres materiale. For eksempel opstiller Wind Denmark FPT-modellen som ”dyr finansiering” og CfD-modellen som ”billig finansiering”. Det er ikke entydigt rigtigt, da staten ved CfD-modellen bærer budgetrisikoen, hvis elprisen udvikler sig lavere end forudsat. Dermed kan CfD-modellen i nogle tilfælde blive en dyrere finansieringsmodel end FPT-modellen. Det omvendte kan dog også være tilfældet, såfremt elprisen udvikler sig højere end forventet. Faktum er, at omkostningen for finansiering ved CfD-modellen er usikker og kendes ikke før endt støtteperiode.

### *Tema 3 – Ikke anbefalelsesværdig ”kombineret model” (side 6)*

Wind Denmark fremfører, at Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet ikke vurderer den kombinerede model anbefalelsesværdig til anvendelse i udbuddet for Thor havvindmøllepark, men årsagen herfor er efterfølgende misrepræsenteret. Wind Denmark tilskriver bl.a. uhensigtsmæssigheden ved en kombineret model, at ”... *positive FPT-bud vurderes at få svært ved at slå CfD-bud...*”. Dette udsagn har ikke dannet grundlag for regeringens vurdering af modellens uhensigtsmæssighed. Omvendt har regeringen vurderet, at usikkerhederne forbundet med at fastlægge de afgørende forudsætninger for sammenligning er så betydelige, at modellens evne til retvisende at sammenligne tilbuddene ikke vurderes tilstrækkelig. Staten tvinges således med den kombinerede model til at foretage en række usikre valg, der i sidste ende kan resultere i en uhensigtsmæssig og ikke tilsigtet favorisering af en given støttemodel.

### *Tema 4 – Nulbud og negative bud er uhensigtsmæssige*

Det blev i forligskredsen drøftet, hvorvidt der ifm. valg af støttemodel skulle tillades indgivelser af støttefrie tilbud (såkaldte *nulbud* og *negative bud*), hvor budgiveren frasiger sig enhver form for støtte over hele perioden og tilbyder en engangsbeta-



ling, der tilfalder staten. Formålet med en engangsbetaling var at implementere et tildelingskriterium, der entydigt prioriterede over flere støttefrie tilbud. Hertil blev det drøftet, hvorvidt et støttefrit tilbud skulle foretrækkes frem for ethvert bud på CfD-afregningspris, og at den højeste engangsbetaling foretrakkes.

Et argument for tilladelsen af negative bud kunne være, at et sådan tilbud med fuld sikkerhed repræsenterer en indikation af, at havvinden kan produceres støttefrit. Producenten viser altså med et støttefrit tilbud, at de selv kan håndtere de markedsrisici, der er forbundet med deres elproduktion uden enhver form for statslig garanteret afregningspris. Det vurderes alt andet lige, at dette i større grad afspejler konkurrencedygtighed på markedsvilkår.

#### *Tema 5 – Valg af referencepris (elspotpris vs. havvindvægtet)*

Producenten vil med CfD-modellens årsafregnede referencepris have et incitament til at maksimere indtægten, uafhængig af om referenceprisen baseres på årsgennemsnittet af spotprisen eller den havvindvægtede elpris. Producenten vil dermed have incitament til at tilrettelægge design og produktion efter spotprisen. Producentens konkrete tilrettelæggelse vil dog afhænge af, hvorvidt producenten tildeles støtte via en referencepris baseret på årsgennemsnittet af spotprisen frem for den havvindvægtede elpris. Det skyldes, at der på sigt kan forekomme en forøget skævvridning mellem spotprisen og den havvindvægtede elpris. Hvis en sådan situation forekommer, vil producenten (alt andet lige) få tildelt mindre støttetillæg over tid, hvis referenceprisen baseres på spotprisen frem for den havvindvægtede. Dette vil således udgøre en ekstra risiko for producenten. Formålet med at lade producenten være eksponeret for denne ekstra risiko er blevet belyst i et notat fremsendt til forligskredsen d. 4. november 2019.

Derudover er den havvindvægtede gennemsnitselpris generelt lavere end spotgennemsnittet, da havvind typisk produceres, når elprisen er lav. Hvis referenceprisen baseres på den havvindvægtede elpris betyder det en lavere referencepris end hvis spotprisen bruges. Det vil isoleret set betyde, at CfD-budpriserne må forventes at være højere, hvis referenceprisen baseres på elspotprisen. Det er der to årsager til:

1. Elspotprisen er højere end den havvindvægtede elpris. Hvis som eksempel elspotprisen igennem hele perioden er 5 øre højere end den havvindvægtede elpris, skal CfD-buddet baseret på elspotpris være 5 øre højere for at opnå samme støtteindtægt. Dermed er der tale om niveauforskydning, fordi højere CfD-bud modsvares af, at støttebetalingen udregnes pba. højere elspotpris. Statens støtteudgifter forøges derfor isoleret set ikke ved denne effekt.
2. Brug af elspotprisen eksponerer producenten for forøgede downliftsproblemer. Det vil forøge støttebehovet at afdække denne risiko. Størrelsen af det forøgede støttebehov afhænger dels af producentens forventning til de langsigtede downliftsproblemer, samt i hvor stor grad producenten kan foretage modvirkende tiltag for at imødekomme dette— fx ved at indtænke nye designløsninger eller teknologier, der alt andet lige kan reducere downliftsrisici.



På baggrund af ovenstående er Wind Denmark's illustration på side 12, hvori det anføres, at producenten kun får en brøkdel af "det man har brug for", hvis referencen baseres på elspotprisen, således ikke umiddelbart korrekt, da producenten primært blot vil niveauforskyde sin budpris, *jf. effekten nævnt pkt. 1*.

*Tema 6 – Forøgelse af risikoplacering hos producenten frem for staten*

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet vurderer, at en forøget risikoplacering hos havvindproducenterne (dvs. eksponering overfor elprisens udvikling via en referencpris udregnet på årsniveau og baseret på elspotprisen) er hensigtsmæssig, eftersom producenterne dermed tilskyndes og har mulighed for at indtænke anlægsdesignløsninger, der i større grad producerer, når strømmen har størst samfundsmæssig værdi og kan imødekomme eventuelle langsigtede forøgelser i downliftrisiko. Risikoen går ikke væk, hvis den afløftes fra producenterne – den flyttes bare til staten. Hertil er det dog korrekt, at staten billigst kan håndtere risikoen forbundet med elprisens langsigtede udvikling. Derfor blev det også vurderet mest hensigtsmæssigt, at der fortsat skulle anvendes en CfD støttemodel som sikrer, at investoren har risikodækning for sin investering på sigt.

Jeg håber, at Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget finder ovenstående kommentering på Wind Denmark's materiale tilfredsstillende.

Med venlig hilsen

Dan Jørgensen