

NOTAT

15. juni 2010

J.nr.

Ref. lin/mcb/hw/ahs

Bud på bygning af Anholt Havvindmøllepark – konsekvenser og alternativer

Havvindmølleparken er en del af den energipolitiske aftale fra februar 2008. Den 400 MW store havvindmøllepark vil kunne levere miljøvenlig elektricitet svarende til det årlige elforbrug i 400.000 husstande. Samtidigt vil parkens produktion bidrage med knap 1 procentpoint til opfyldelse af Danmarks målsætning om 30 % vedvarende energi i 2020. Danmark har i øjeblikket installeret 661 MW havvindmøller.

For Anholt er tilbudsgiverne blevet bedt om at afgive bud på en fast afregningspris til et fastlagt produktionsvolumen på 20 TWh svarende til produktionen fra parken i 12-13 år. Afregningsprisen består af markedsprisen på elektricitet plus PSO-finansieret støtte op til den tilbudte afregningspris. Støtten finansieres af elforbrugerne, og efter udløb af støtteperioden afregnes elproduktionen i resten af anlæggets levetid (yderligere 12-13 år) med markedsprisen. For en beskrivelse af PSO-systemet, se vedlagte faktaark.

Hvis nettilslutningen sker efter 31. december 2012, vil det jfr. udbudsbetingelserne medføre, at afregningsprisen reduceres med op til 3 øre. Hvis parken ikke er færdigbygget ultimo 2013, ifalder byder en bod på 400 mill. kr.

Fristen for bud på Anholt Havmøllepark udløb den 7. april kl. 14. Energistyrelsen har modtaget 1 bud. Dong Energy har budt på en afregningspris på 105,1 øre i 20 TWh.

Energistyrelsens udbud af Anholt Havmøllepark er foretaget efter reglerne om almindeligt *offentligt udbud*. Ved offentligt udbud er det ikke lovligt at forhandle med tilbudsgiverne hverken før, under eller efter udbuddet.

I en anden udbudsform, *udbud efter forhandling*, bliver kredsen af bydere begrænset fra starten i en prækvalifikationsrunde. Udbudsformen er typisk brugt, hvor man ønsker at begrænse antallet af bydere, eller når der er usikkerhed om det udbudte produkt. Denne udbudsmodel blev anvendt ved Horns Rev 2 og Rødsand 2, hvor der ikke var erfaring med udbud af havmølleparker.

Udbud efter forhandling er ikke valgt i forhold til Anholt Havmøllepark, da alle centrale kriterier var fastsat på forhånd, f.eks. skal parken være idriftsat inden udgangen af 2012, ligesom anlægs- og driftsvilkår primært udgøres af lovfæstede krav. Udgangspunktet var, at antallet af

bydere på så stor en park i forvejen var begrænset, og konkurrencen skulle derfor ikke begrænses yderligere.

Omkostninger

Elforbrugernes omkostninger til etablering af Anholt havmøllepark vil være forskellen mellem tilbudsprisen og elmarkedsprisen for de første 20 TWh, der produceres fra parken. Efter dette tidspunkt leveres strømmen til markedspris.

Som tommelfingerregel vil 5 øre ekstra på afregningsprisen svare til 1 mia. kr. for elforbrugere. Ser man på nutidsværdien, bliver omkostningen dog lavere.

Ses omkostningen i forhold til det samlede danske elforbrug på ca. 34 TWh, vil den gennemsnitlige forøgelse af elprisen set over vindmøllernes forventede levetid på 25 år være på 1,1 øre/kWh. Det vil svare til, at en almindelig husstand med et elforbrug på 4000 kWh vil få en årlig ekstraudgift på 44 kr. i 25 år. Samtidig vil etableringen af parken alt andet lige have en elprisdæmpende effekt på 55 kr. pr. husstand pr. år i samme periode. Udgifterne ligger dog tidligt i de 25 år parken forventes at producere, mens besparelsen vil være mere jævnt fordelt over perioden. Beregningen er foretaget under forudsætning af fremtidige markedspriser og inflation jfr. Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2010.

Den relativt store prisdæmpende effekt skyldes, at markedsprisen på el i hver time bestemmes af de marginale produktionsomkostninger for den dyreste elproduktion, som bliver solgt på markedet. Når der tilføres en betydelig ny produktion af vindkraft på markedet, vil udbuds-kurven blive forskudt, så vindkraften skubber den til enhver tid den dyreste elproduktion, som ellers ville have været nødvendig, ud af markedet. Derfor vil bygning af en stor ny havmøllepark som Anholt føre til en lavere markedspris for el. Da den lavere elpris ikke kun gælder for el produceret ved vindkraft, men for al el, der købes i det relevante elmarked, kan effekten have stor betydning for elforbrugernes samlede udgift til køb af el.

I Havmøllehandlingsplan 2008 angives en anbefalet udbygningsrækkefølge set i relation til de samfundsmæssige produktionsomkostninger. Anholt kommer ud som nummer 1, med en pris på 0,48 kr. pr. kWh. Sammenligningstallene indeholder ikke alle omkostninger. Det absolutte prisniveau for såvel vindmøller som kabler er stærkt afhængige af markedssituationen på udbudstidspunktet.

Sammenligning imellem økonomien i tilbuddet på etablering af Anholt Havmøllepark og økonomien i tilsvarende projekter i andre lande.

Der er store variationer i de enkelte landes rammer og støtteniveauer for udbygning med havvind. Der kan ligge store prismæssige forskelle i, hvor lang tid der gives støtte, hvorvidt bygherre skal betale for nettilslutning og transformerplatform, om der er garanteret nettilslutning ved afslutningen af byggeriet osv. Vore nabolande har som os mange forskellige typer af projekter i spil, Omkostningerne er meget projektafhængige, dvs. hvorvidt projekterne ligger på dybt vand, blød bund, langt fra land, osv.

Markedet for havvindmølleparker udgøres af internationale virksomheder, som har mulighed for at "shoppe" rundt blandt de udbudte projekter i Europa. Her afvejer investorer priser, tidsperspektiver og vilkår og søger at opnå en optimal investeringsportefølje.

Hvis kapaciteten til at gennemføre projekter samlet set er begrænset, er der en risiko for, at de mindst attraktive projekter ikke gennemføres, og at de tilbudte priser på projekter, der som Anholt sendes i egentligt udbud, vil afspejle, hvad byderen alternativt kunne opnå andetsteds på det europæiske marked.

På trods af, at der er store variationer i de enkelte landes rammer for udbygning med havvind, kan der fastlægges et meget omtrentligt prisniveau i de lande, der også har planer på havmølleområdet omkring 13 €/kWh (ca. 97 øre/kWh).

De vigtigste lande at sammenligne os med i denne sammenhæng er Storbritannien (UK) og Tyskland. Både Tyskland og UK satte i 2009 deres støttesatser i vejret for at øge interessen for udbygning med havvindenergi.

Nedenfor er beregnet nettonutidsværdien af den afregning og støtte en park på 400 MW, der etableres til fuld idriftsættelse primo 2013 i henholdsvis UK og Tyskland kan opnå. Der sammenlignes med afregningen for Anholt. Der er antaget en levetid på 25 år og en kalkulationsrente på henholdsvis 5 % og 6 %.

Ud over forskelle i de økonomiske betingelser vil der være forskel på omkostningerne ved at bygge i de forskellige lande. F.eks. har havdybden, hvor møllerne placeres, stor betydning for omkostningerne. Der er i beregningerne kun set på indtægtssiden og ikke på forskelle i omkostninger.

<i>Projekt</i>	<i>Nettonutidsværdi af de forventede indtægter ved projektet. 2010-priser</i>	<i>Nettonutidsværdi af de forventede indtægter ved projektet. 2010-priser</i>
	<i>5 % kalkulationsrente</i>	<i>6 % kalkulationsrente</i>
<i>Anholt</i>	14,2 mia. kr.	12,7 mia. kr.
<i>UK</i>	20,5 mia. kr.	18,1 mia. kr.
<i>Tyskland</i>	15,6 mia. kr.	14,2 mia. kr.

Som det fremgår, vil indtægterne ved etablering af Anholt Havvindmøllepark være mindre end indtægten ved en tilsvarende park i UK og Tyskland. Dette resultat skal dog ses i lyset af nedenstående forudsætninger.

For Anholt-projektet er anvendt markedspriser og inflation jfr. *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2010*. Da afregningsprisen for Anholt er et fast ørebeløb i de første 20 TWh, vil værdien af dette falde over perioden. Det forudsættes i ovenstående beregning, at parken nettilsluttes senest 31.12.2012, ellers vil afregningsprisen blive reduceret med op til 3 øre. Herved vil nettonutidsværdien blive reduceret til 13,9/12,4 mia. kr. ved en rente på henholdsvis 5 og 6 %. Hertil kommer, at en forsinkelse ud over 2013 vil udløse en bod på 400 mio. kr., som ikke er medtaget i beregningen.

Storbritannien (UK) har en afregning baseret på VE certifikater plus markedsprisen for el, dvs. en variabel pris. Britisk havvindmøllestrøm afregnes med 2 certifikater plus

markedsprisen for el. Denne afregning er politisk bestemt, og prisen er ikke i udbud, som i Danmark. I UK tildeles koncessioner på baggrund af udbudsrunder, hvor koncessioner tildeles til den aktør med den bedste samlede kapacitet til at gennemføre projektet.

Den afregning, der kan opnås, forventes at ligge på omkring 14 €/kWh (ca. 105 øre/kWh). Det britiske system er ikke baseret på en fast afregningspris pr. kWh, så investorerne står overfor en vis prismæssig usikkerhed, som ikke ses i de danske udbud. De mulige udsving er ikke kvantificerede, men afregningsprisen er afhængig af efterspørgslen på certifikater (certifikatprisen har dog holdt sig relativt stabil), markedsprisen på el og muligt skattefradrag.

Det er i beregningen forudsat, at ejeren opnår certifikater i hele parkens levetid, og at værdien af certifikaterne ikke ændres i perioden. Der er også mulighed for at ansøge om anlægstilskud, men det er ikke indregnet. Mulighederne for nettilslutning er endnu ikke afklarede for den seneste runde af koncessioner, men for at kunne sammenligne er det her forudsat, at en 400 MW park kan blive nettilsluttet i 2013 – det kan den næppe i praksis.

UK har som det eneste land mere installeret kapacitet end Danmark, nemlig 882 MW. Denne udbygning er foretaget over de sidste ca. 7 år. UK har udbudt deres samlede havvindmølleudbygningsplan på 32.000 MW ad 3 omgange i modsætning til Danmark, hvor der hidtil kun er udbudt ét projekt ad gangen. Dette forklarer også den meget store interesse for at byde på havvindmølleparker i UK.

Tyskland betaler nettilslutning og garanterer netadgang og betaler 13 €/kWh (ca. 97 øre/kWh) i 12 år. I Tyskland har man indført en bonuspris for tidlig idriftsættelse, således at projekter idriftsat inden 2015 modtager 15 €/kWh (ca. 112 øre/kWh). Det er her forudsat, at projektet modtager bonusprisen, da det jo idriftsættes før 2015. Det er forudsat, at den tyske feed-in-tarif følger prisudviklingen. Efter tilskudsperioden forudsættes, at der gives en tarif på 3,5 €/kWh (ca. 26 øre/kWh). I Tyskland er prisen for den leverede strøm fra havmølleparker politisk fastsat. Prisen er fast. Koncessioner tildeles ikke på baggrund af udbud, men efter 'først til mølle'-princippet.

På trods af de mange koncessioner, der er givet, har Tyskland ingen kommercielle havvindmølleparker under etablering eller idriftsat. Dette skyldes sandsynligvis afstanden til land, bundforhold og miljøhensyn.

Tilskudssatser m.m. der er anvendt for UK og Tyskland er fra "Accelerating the Deployment of Offshore Renewable Energy", Task 1 report. Mott MacDonald, March 2010.

Holland

Den hollandske udbudsmodel minder på flere punkter om den danske. F.eks. tildeles koncessionen til byderen med den laveste pris pr. produceret kWh, og bygherre skal acceptere en bod på € 20 mio (DKK 150 mio) i fald projektet ikke gennemføres. Projekterne skal bygges indenfor en tidsfrist, som dog kan forlænges, hvis der har været forsinkelser i myndighedsbehandlingen.

Resultatet af den hollandske udbudsrunder, som endnu ikke er helt afsluttet, er stadig ikke offentliggjort.

ECN, et hollandsk konsulentfirma, havde forud for udbudsrunderen i en analyse vurderet det forventede gennemsnitlige omkostningsniveau for placeringerne til 0,17 € pr. kWh (127 øre pr. kWh). Det hollandske Økonomiministerium indikerer, at der er modtaget bud, der ligger betydeligt over dette niveau. Økonomien i de hollandske projekter er ikke direkte sammenlignelig med Anholt Havmøllepark. Bl.a. er de hollandske projekter på havdybder på gennemsnitligt 25 m mod Anholts 14-20 meter, og de forventes at kunne producere 3600 fuldlasttimer i gennemsnit mod Anholts 4008 fuldlasttimer årligt. I Holland skal bygherre desuden afholde omkostninger til transformerstation på havet og ilandføringskabel. Projekterne har derfor i udgangspunktet højere omkostninger og en lavere indtægsstrøm.

I Holland har man afsat en på forhånd fastlagt pulje af støttemidler på € 4.5 mia. (næsten DKK 34 mia.). Udbuddene har til formål at få flest mulige MW opført for disse midler. På grund af de høje budpriser ser det dog ikke ud til, at man kan få opført samtlige de 900 MW, som man havde regnet med.

Hvorfor er prisen så meget højere end for det seneste udbud

Ved genudbud af Rødsand II på 200 MW i 2008 fik E.ON. koncessionen til en pris på 62,9 øre/kWh i 10 TWh. Buddet på Anholt er markant højere end prisen på Rødsand II. Der kan identificeres flere medvirkende årsager til dette.

I en direkte sammenligning af Rødsand II og Anholt, vil Anholt være dyrere, da projektet ligger længere fra nærmeste servicehavn og dermed vil have højere driftsomkostninger. Anholt ligger desuden på dybere vand, hvilket øger funderingsomkostningerne. Funderingsomkostningerne kan i visse tilfælde udgøre omkring en fjerdedel af anlægsomkostningerne. Hertil kommer, at forundersøgelserne har vist, at der går en kløft med blød bund igennem området, som kan vanskeliggøre opstillingen af møllerne.

For det andet har den øgede efterspørgsel efter etablering af havvindmøller ført til øget efterspørgselspres på både møller, fundamenter, kabler, installationsskibe m.m. Det har skruet priserne i vejret og øget leveringsusikkerheden generelt.

For det tredje kan de forholdsvis skrappe vilkår, der er gældende for det danske udbud, have forøget buddet og afholdt andre fra at byde. Særligt det meget skrappe tidskrav kombineret med den høje bod. Ud over tilstrækkelig tid til at bygge parken, er det et kriterium for potentielle bydere, at de har mulighed for at passe investeringen tidsmæssigt ind i forhold til deres øvrige investeringer. Hertil kommer den økonomiske risiko ved projektet, bl.a. som følge af ovenfor omtalte bundforhold. I kombination med bod og nedsat afregning, hvis dette fører til forsinkelse af projektet, øger dette den økonomiske risiko.

Den af Ernst & Young udarbejdede tredjepartsvurdering indikerer, at disse tre forhold kan forklare stigningen i prisen på havvindmølleparker.

Dertil kommer, at investeringen er så stor – selv for de store energiselskaber – at finansieringen i sig selv er en stor mundfuld. Energiselskaberne har kun en vis finansieringskapacitet, og den vil de typisk anvende hvor de får det største afkast. Det kan muligvis forklare, hvorfor der kun blev modtaget ét tilbud.

Endvidere viser erfaringen fra de første store parker, at der også kan komme ubehagelige overraskelser ved denne type af projekter. F.eks. måtte gearkasserne udskiftes for en hel park, og i øjeblikket undersøges problemer med fundamenterne for Horns Rev I og II. Sådanne usikkerheder fører til, at virksomhederne formentlig indregner en øget risikopræmie.

Derimod viser nutidsværdiberegningen ovenfor, at når der tages højde for tilskuddet i hele parkens levetid vil en tilsvarende park kunne opnå højere indtægter ved opstilling i såvel UK som Tyskland. Med de store udbygninger der er på vej i lande omkring os, kan Danmark ikke længere påregne at være prissættende.

Ved udbuddet af de tidligere parker har Danmark endnu været forholdsvis alene på markedet. Danmark har opnået nogle priser på de første parker som er markant under, hvad der bygges til i andre lande. Vi har her måske høstet fordelene af, at nogle selskaber har ønsket at komme ind på offshore vindområdet og derfor har budt relativt lavt.

Er genudbud en mulighed

Hvis et genudbud skal have nogen chance for at tiltrække væsentligt lavere bud, vil det skulle tilbyde betydeligt lempeligere vilkår – især i relation til tidsplan og bod. Det vil føre til en betydelig forsinkelse af projektet. Selv med lempeligere vilkår er der dog ingen garanti for, at der vil komme flere bydere og for den sags skyld heller ikke, at DONG Energy byder igen, ligesom der ikke nogen sikkerhed for, at prisen skulle blive lavere. Således viser den gennemførte tredjepartsvurdering, udført af Ernst & Young, at den tilbudte pris ligger i den lavere ende af det interval, der kan forventes givet de usikkerheder mv., der kendetegner det konkrete projekt.

Det forhold at der ikke tildes en koncession nu, kan have betydning for interessen for danske projekter fremover. Potentielle bydere kan desuden i mellemtiden have indgået bindende kontrakter i andre lande, der ikke levner finansiering til Anholt, ligesom Danmarks troværdighed som udbyder kan blive reduceret.

Hvordan bliver prisen fremover

Almindelig økonomisk teori tilsiger, at omkostningerne vil falde efterhånden som en ny teknologi er markedsmodnet og der bliver et stigende marked for dette. Foreløbigt har dette ikke været tilfældet for offshorevind. Dette skyldes formentlig, at der hidtil primært har været tale om et forholdsvis begrænset antal meget store projekter over en meget kort årrække. Offshore havvindmølleparker er stadig en ny teknologi, med de "børnesygdomme" der følger af dette.

Med vedtagelsen af direktivet om vedvarende energi har alle EU-landene fået pålagt forpligtelser til markant udbygning med VE. Vi ved, at andre lande som et led i opfyldelsen af dette, har planer om store udbygninger af offshorevind. Alene UK har planer om at udbygge med 32.000 MW før år 2020. Det betyder, at der frem til 2020 formentlig vil være et stadigt stigende pres på efterspørgslen efter havvindmølleparker. Der kan derfor endog være risiko for stigende priser i en periode.

Over tid må det forventes, at der vil blive opbygget en betydelig produktionskapacitet på dette område, og at priserne dermed vil blive presset ned. Det vil imidlertid tage adskillige år, og med den meget store efterspørgsel frem til 2020 er det sandsynligt, at offshore vindmøllepar-

ker i denne periode fortsat vil være sælgers marked. Der er derfor behov for, at der tages initiativer såvel nationalt som internationalt til at hjælpe konkurrencen på vej i denne sektor.

Analyse af fremtidig udbudsmetode og –vilkår

Klima- og energiministeren vil igangsætte en analyse, der ser på, hvordan fremtidige udbud kan gennemføres på en måde, der bidrager til at øge konkurrencen på dette marked

Analysen tager bl.a. udgangspunkt i en evaluering af udbuddet. Der vil blive anvendt internationale eksperter, der kan se på, om udbuddet kan skrues anderledes sammen, så der kan tiltrækkes flere bydere og opnås lavere priser.

Blandt de faktorer, der skal analyseres på, er bl.a. tidsfrister og budkriterier. F.eks. hvordan udbuddene bedst kan give sikkerhed og fleksibilitet nok til at tiltrække et tilstrækkeligt antal investorer og den nødvendige finansiering, således at udbuddene bliver effektive, både hvad angår pris og konkurrence. Desuden skal hensynet til, at udbygningen med havvindmøller sker i den politisk ønskede takt indgå i analysen. Analysen vil gennemgå støtteniveauer og vilkår i lande vi normalt sammenligner os med.

Hertil kommer, at Klima- og Energiministeriet overfor EU vil rejse spørgsmålet om, hvordan det kan undgås, at medlemslandene overbyder hinanden m.h.t. støttevilkår, for at leve op til kravene i VE-direktivet. Dette bringes op i EU som opfølgning på de VE-handlingsplaner, som DK og de andre medlemslande skal aflevere til EU-kommissionen 30. juni 2010.

Alternativer

Hvis Anholt-vindmølleparken skal erstattes med opstilling af møller på land, vil det kræve, at der skal opstilles betydeligt flere møller, da det blæser mere på havet, så møllerne kan producere mere der. En produktion med landmøller svarende til Anholt parken vil betyde, at der skal opstilles møller med en kapacitet på 550-600 MW. Dette svarer til 275-300 møller på hver gennemsnitlig 2 MW. Det kan være vanskeligt på kort sigt at passe opstillingen af disse ind i planlægningen – oveni de møller som allerede er aftalt.

Hvis man alternativt skulle erstatte produktionen af vedvarende energi med ekstra biogas, ville det kræve opstilling af 100 anlæg af 2 MW forudsat, at de kan køre dobbelt så meget som en vindmølle. Det vil næsten svare til en fordobling af den planlagte ambitiøse udbygning frem til 2020 og indebærer op mod 100 % udnyttelse af husdyrgødningen til biogas.

I nedenstående figur sammenlignes støtten til Anholt med støtten til elproduktion fra biogas. Produktion af biogas støttes ved en fast afregningspris, som indekseres med 60% af stigningen i nettoprisindekset, plus et anlægstilskud på 20% af investeringsomkostningerne hvis anlægget etableres senest i 2012. I figuren vises støtten i hvert år fra idriftsættelsen. Anlægstilskuddet til biogas er indsat som en støtte, der udbetales i det første driftsår.

Biogas favoriseres endvidere med en afgiftsfritagelse for varmeproduktionen på 57,3 kr/GJ varme i 2010 stigende til 62,7 kr/GJ varme fra 2015 og frem. Denne indirekte støtte er ikke medregnet, da den samtidig er associeret til en varmeproduktion som ikke er indregnet i sammenligningen.

