

Klima- og Energiministeriet
Tredjepartsvurdering af Anholt
Havvindmøllepark

Baggrundsrapport

11. juni 2010



Indholdsfortegnelse

1	Indledning	2
2	Værdiansættelse	3
2.1	Forudsætninger	3
2.2	Estimering af værdi.....	5
2.3	Scenarier	6
3	Udvikling i omkostninger på havvindmølleparker	12
3.1	Udviklingen i omkostninger på havvindmølleparker	12
3.2	Udvikling i anlægsinvesteringer	13
3.3	Udvikling i driftsomkostninger	16
4	Udbudsbetingelser	19
5	Sammenfatning	21
A.	Fastsættelse af DONG's WACC	22
B.	Udvikling i priser på hovedområder	24

1 Indledning

I forbindelse med at DONG Energy A/S (DONG), som den eneste byder, har budt på anlæg og drift af Anholt Vindmøllepark (Anholt), er Ernst & Young Transaction Advisory Services (Ernst & Young) blevet bedt om at udarbejde en tredjepartsvurdering af DONG's budpris på DKK 105,1 øre pr. kWh.

Vores opgave har været:

- At belyse om der er tale om en rimelig budpris i lyset af den nuværende markedssituation og udbudsvilkårene.
- At vurdere hvilke faktorer der har haft indflydelse på budprisen, og hvilken vægt de enkelte faktorer har haft.
- At vurdere hvad der kan begrunde ændringen i budprisen fra det senest vindende til det aktuelle havvindmølleudbud.

Budprisen er vurderet både i form af den ønskede afregningspris pr. kWh og nutidsværdien af DONG's samlede indtjening på projektet.

Denne tredjepartsvurdering er baseret på offentligt tilgængelig information, projektinformation fra Klima- og Energiministeriet, DONG, Ernst & Young's egne databaser (hvor det har været legalt at anvende) samt på baggrund af korrespondance med Klima- og Energiministeriet.

Rapporten er opdelt i tre sektioner - Værdiansættelse, Udvikling i omkostninger på havvindmølleparker og Udbudsbetingelser. I værdiansættelsesafsnittet beregnes en budpris og metoden, samt forudsætningerne bag behandles. I følgende sektion belyses udviklingen i anlægs- og driftsomkostninger, som værdiansættelsen er baseret på. Udbudsbetingelserne for Anholt og de seneste to danske udbud sammenlignes i sidste sektion.

2 Værdiansættelse

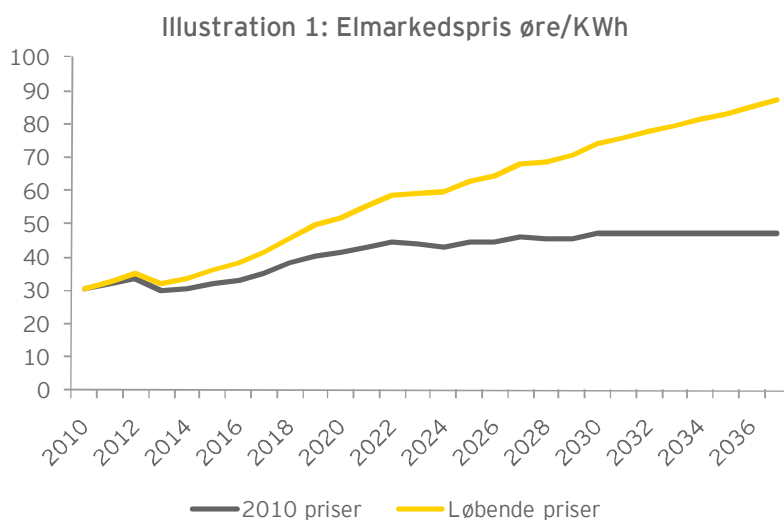
Vi har med henblik på at teste DONG's budpris udarbejdet en værdiansættelsesmodel til beregning af en fair afregningspris pr. KWh fra projektet. Modellen beregner både nutidsværdien af projektet, projektets interne rente (IRR) samt prisen i øre/KWh for de første 20 TWh.

I modellen har vi anvendt både egne generelle markedsantagelser fra sammenlignelige projekter hentet fra Ernst & Young's databaser (base case) samt de af DONG anvendte forudsætninger for at teste DONG's budpris. Desuden har vi udarbejdet forskellige scenarier for at teste følsomheden i forudsætningerne.

2.1 Forudsætninger

Omsætning

I base case har vi til beregning af omsætningen taget udgangspunkt i Energistyrelsens forecast af de fremtidige markedspriser fra april 2010ⁱ samt DONG's budpris på de 105,1 øre pr. KWh for de første 20 TWh, der produceres fra parken.



Kilde: Energistyrelsen

Vi har derudover taget udgangspunkt i Energistyrelsens angivne antal fuldlasttimer på årligt 4008 timer svarende til en load-faktor på 45,8%ⁱⁱ. Dette giver en årlig elproduktion på ca. 1,6 TWh.

Om end anlægsperioden er kort, er der i base case antaget, at parken er tilsluttet d. 31. december 2012, og at alle vindmøller er oppe at køre i 2013. Vi forventer således i base case, at den i udbudsmaterialet anførte deadline overholdes, idet der på baggrund af de oparbejdede erfaringer fra tidligere havmølleparker samt forundersøgelserne er godt kendskab til undergrunden omkring Anholt. Dog må det dog kunne forventes, at en byder kan have indregnet manglende indtægt i en givet budpris, for at sikre indtjeningen såfremt tidsfrister ikke kan overholdes.

Parkens forventede levetid er i base case sat til 25 år svarende til den i udbudsmaterialet angivne tilladelse til at udnytte vindenergien fra parken.

Driftsomkostninger

Omkostningerne til drift og vedligehold er beregnet på baggrund af en benchmarkanalyse af en lang række tilsvarende europæiske projekter. Disse projekter er justeret for faktorer, der udelukkende er gældende i Anholt-projektet, således projekterne er sammenlignelige med Anholt-projektet¹. Omkostningerne forventes således at svare til det niveau, som en markedsaktør kunne forventes at have i forbindelse med projektet.

Vores estimerede driftsomkostninger er vist i Illustration 2.

Illustration 2: Anvendte driftsomkostninger i base case (DKK'000)

Driftsomkostninger pr. år 2010-priser	År 1 - 5	pr. MW	År 6 - 25	Pr. MW
Drift og vedligehold	182.624	457	217.744	544
Forsikring	31.608	79	31.608	79
Netværk	35.120	88	35.120	88
Andet	3.210	8	4.335	11

Kilde: Ernst & Young analyse

Ud over ovenstående driftsomkostninger er der indregnet nedtagingsomkostninger på DKKm 52,7 (2010-priser svarende til DKKt 132,0 pr. MW).

Anlægsinvesteringer

Illustration 3 angiver de samlede anlægsinvesteringer for projektet. Anlægsinvesteringerne er som driftsomkostningerne estimeret på baggrund af sammenlignelige projekter justeret for faktorer, der ikke er gældende for Anholt-projektet. De samlede anlægsinvesteringer er i vores base case estimeret til DKK 9,2 milliarder svarende til DKKm 22,9 pr. MW, hvilket er på niveau med analysen af anlægsinvesteringerne i afsnit 3.

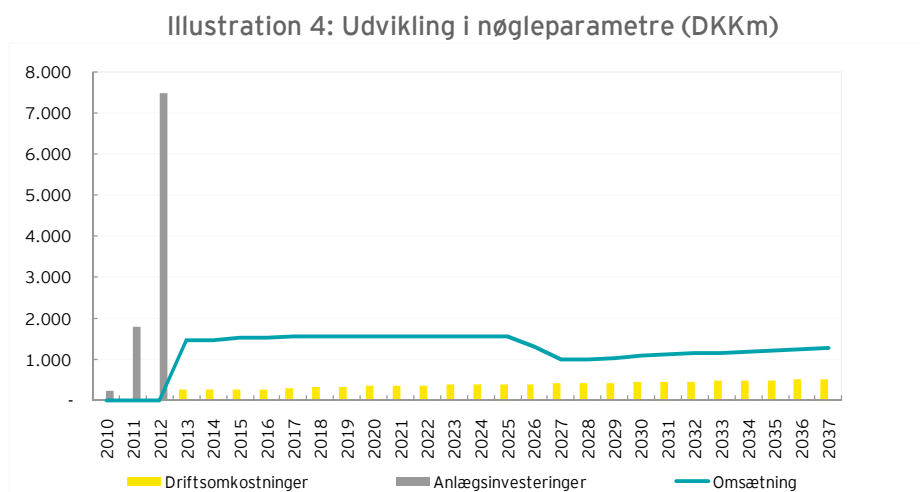
Illustration 3: Anvendte anlægsinvesteringer i base case (DKK'000)

Anlægsinvesteringer - nominelle priser	DKKt	pr. MW
Vindmøller	5.289.162	13.223
Fundament	2.506.634	6.267
Elektrisk infrastruktur	428.691	1.072
Planlægning og udvikling	949.155	2.373
I alt	9.173.642	22.934

Kilde: Ernst & Young analyse

¹ Justering er fx, at koncessionsbyder ikke står for anlæg, drift af transformerplatform samt kabel til land, hvilket er meget normalt ved tilsvarende projekter i udlandet. De vanskeligere bundforhold er der modsat taget højde for.

Illustration 4 viser den samlede udvikling i henholdsvis omsætning, driftsomkostninger og anlægsinvesteringer. Som det kan ses af illustrationen, ligger anlægsinvesteringer inden for de første tre år. Omsætningen kommer delvist op på fuldt niveau i 2013 og er derefter mere eller mindre konstant, indtil den faste budpris er opbrugt efter produktionen af 20 TWh. Dette sker i løbet af 2026. Herefter afsættes strømmen til markedspris. Driftsomkostningerne er jævnt stigende hen over perioden svarende til inflationen.



Kilde: Ernst & Young analyse

2.2 Estimering af værdi

Til beregningen af nutidsværdien på projektet har vi anvendt et afkastkrav på 9%. Dette svarer til et risikospecifikt risikotillæg på ca. 2% i forhold til det estimerede afkastkrav på DONG på 7% på baggrund af en sammenligningsgruppe (se bilag A). DONG's generelle afkastkrav på 7% afspejler, at en stor del af selskabets aktiver er med lav risiko som eksempelvis eldistributionsnettet. De 9% i projektafkast er på niveau med det afkastkrav, som Ernst & Young anvender på tilsvarende projekter.

Størrelsen af afkastkravet skal afspejle den risiko, der er ved at gå ind i projektet. I dette projekt er der nogle forhold i udbudsmaterialet, der er med til at trække projektrisikoen op. Dette er blandt andet højere krav til tidsfrister og bøder, såfremt tidsfrister ikke overholdes. Om end der kan blive større udfordringer med undergrunden sammenlignet med Horns Rev II, er disse dog på baggrund af vores informationer ikke væsentlig større end ved andre udenlandske projekter. Da der allerede på nuværende tidspunkt er gennemført flere forundersøgelser, må der således være informationsgrundlag til, at omkostningen indarbejdes i budgettet. På baggrund af de udbudsmæssige forhold, mener vi, at et risikotillæg på 2% og dermed et afkastkrav på 9% er rimeligt at anvende i base case.

På baggrund af ovenstående forudsætninger, herunder en load-faktor på 45,8%, et afkastkrav på 9% samt en fast afregningspris på 105,1 øre pr. KWh for de første 20 TWh, beregner vi nutidsværdien af projektet

til DKKm -384. Omvendt kan vi beregne den interne rente til 8,3%, hvilket er under vores krævede afkastkrav på projektet på 9%.

Illustration 5: NPV og IRR base case

NPV (DKKm)	-384,3
IRR	8,3%

Med en budpris på 105,1 øre pr. KWh giver vores base case således en negativ nettonutidsværdi (NPV). For at projektet er ansat til fair markedsværdi skal den interne rente være lig afkastkravet på 9% og NPV være lig med 0. Det vil sige, at såfremt vi i vores model med vores base case antagelser fastlåser NPV til 0 og afkastkravet til 9%, beregner vi os frem til en budpris på ca. 110,7 øre pr. KWh. Det vil sige, at vores beregnede budpris med vores forudsætninger vil være ca. 5,6 øre højere, end DONG's budpris, hvilket svarer til en afvigelse på 5,3 % fra DONG's budpris.

2.3 Scenarier

Til at underbygge vores budpris har vi lavet en scenarieanalyse. Denne inkluderer følgende scenarier:

- ▶ DONG's forudsætninger
- ▶ Forsinket nettilslutningsdato
- ▶ Stigning i omkostninger
- ▶ Load-faktor
- ▶ Ændring i afkastkrav
- ▶ Ændring i elpris

DONG's forudsætninger

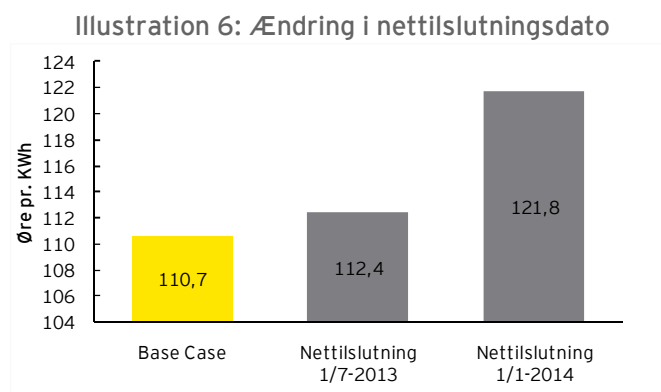
Vores efterberegning af DONG's budpris viser, at vi på baggrund af DONG's forudsætninger i vores model kommer frem til ca. den budpris på 105,1 øre pr. KWh, de har budt. Vi har af DONG fået udleveret DONG's forudsætninger til beregning af budpris på Anholt, og de er efterprøvet i notatet. De er dog fortrolige og gengives ikke.

Forsinket nettilslutningsdato

En vigtig faktor i udbuddet er en forsinkelse i nettilslutningen. Tidsrammen svarer til Horns Rev II og Rødsand II, som dog er af væsentlig mindre størrelse end Anholt (se afsnit 4 herom).

I base case har vi forventet at nå tilslutning d. 31. december 2012. Hvis parken imidlertid bliver forsinket og først tilsluttes efter d. 31. december 2012, trækkes der 1 øre pr. KWh fra den pris, der betales for 20 TWh. Endnu en øre fratrækkes efter henholdsvis d. 1. maj 2013 og d. 1. september 2013. Den samlede straf på den pris, der betales for 20 TWh, kan således blive i alt 3 øre pr. KWh.

Endvidere ifalder der koncessionshaver en bod på DKK 400 millioner, hvis ikke alle møller er nettilsluttet senest 31. december 2013. Da der er en risiko for, at koncessionshaver ikke når tidsfristen d. 31. december 2012, har vi valgt at beregne to scenarier, der viser konsekvenserne ved en budgetteret nettilslutning henholdsvis d. 1. juli 2013 og d. 1. januar 2014. Det første scenario indeholder således et fradrag på 2 øre pr. KWh i forhold til budprisen. Det andet scenario indeholder et fradrag på 3 øre pr. KWh i forhold til den pris, der betales for 20 TWh, samt en bod på DKK 400 millioner.



Kilde: Ernst & Young analyse

Illustration 6 viser, at såfremt koncessionshaver har en forventet idriftsætning af parken d. 1. juli 2013, vil dette medføre en stigning i budprisen på ca. 2 øre pr. KWh. Ved en forventet idriftsættelse af parken d. 1. januar 2014 vil det medføre en forøgelse i budprisen på ca. 11 øre pr. KWh for de første 20 TWh.

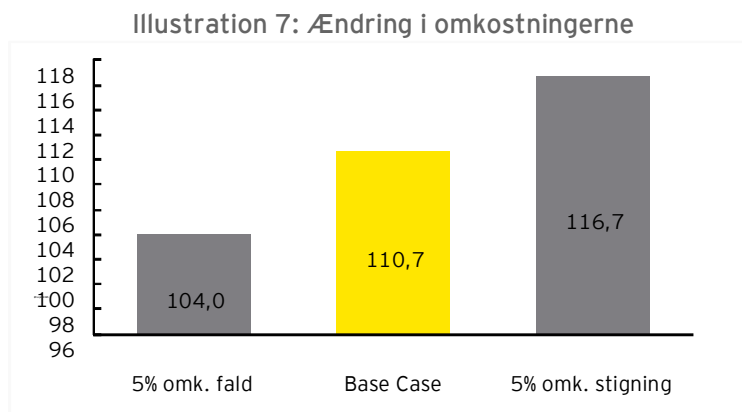
Såfremt koncessionshaver forventer en senere tilslutningsdato end d. 31. december 2012, må det alt andet lige formodes, at dette på forhånd vil blive indregnet i budprisen. Ovenstående scenarier viser således konsekvensen af, at det er indregnet.

I forhold til vores base case er der ikke indregnet en eventuel bod, og da der på grund af de stramme betingelser i udbuddet er en meget stor sandsynlighed for, at en byder vurderer, at nettilslutning bliver senere end den 31. december 2012, vil budprisen nemt kunne være højere. Vi vurderer det således ikke for usandsynligt, at en budpris som følge af dette vil kunne være 2 øre højere end beregnet i base case, det vil sige at nettilslutningen først vil ske i tidsrummet mellem 1. maj 2013 og 31. august 2013.

Stigning i omkostningerne

En vigtig faktor for budprisen er de estimerede omkostninger på projektet, herunder ikke mindst anlægsinvesteringerne, som i vores base case beløber sig til DKK 9,2 milliarder. Afsnit 3 beskriver nærmere den historiske udvikling i omkostningerne til et projekt som dette. Som det kan læses, har de forventede omkostninger ved et projekt som dette været kraftigt stigende. Dette vil også kunne ske fremadrettet, især som følge af den store efterspørgsel der er efter havvindmøller i dag, og som ikke ser ud til at blive mindre i fremtiden. Desuden er der i dette projekt stor usikkerhed omkring undergrunden, hvor møllerne skal placeres.

For at vise følsomheden i omkostningerne har vi lavet to scenarier. Et hvor de samlede anlægs- og driftsomkostninger stiger med 5% samt et scenario, hvor omkostningerne falder med 5%.

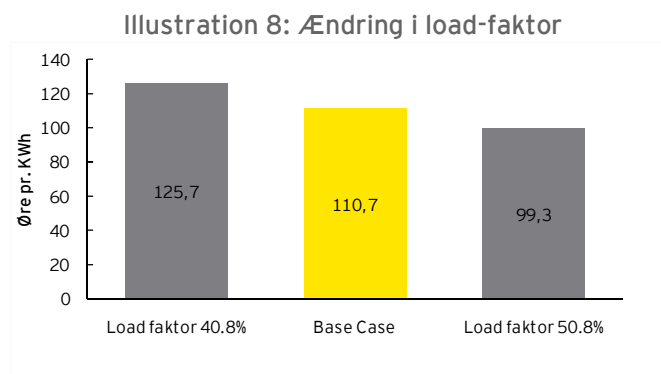


Kilde: Ernst & Young analyse

Illustration 7 viser, at en stigning i omkostningerne på 5% vil medføre en stigning i budprisen på ca. 6 øre pr. kWh. Ligeledes vil et fald i omkostningerne på 5% medføre et fald i budprisen på ca. 6 øre pr. kWh. På baggrund af den usikkerhed der er omkring undergrundsforholdene omkring Anholt, er der stor sandsynlighed for, at omkostningerne til projektet vil stige. Modsat har man efterhånden også fået så stor erfaring med at bygge og drive vindmølleparker af denne type, hvorfor også de fleste usikre omkostninger er medregnet i budgettet til et projekt som dette. Budgettet kan derfor således også være for aggressivt estimeret. Vores vurdering er således, at prisen både kunne ramme det høje som lave niveau angivet i illustration 7.

Load-faktor

Load-faktor angiver det forventede udbytte af vindmøllen, dvs. hvor stor en andel energi der kommer ud af vindmølleparken i forhold til, at den kører med fuld kapacitet hele tiden. En ændring i load-faktor har en forholdsvis stor betydning på budprisen. I base case er som nævnt anvendt den i rapporten "Fremtidens havmølleplacering - 2025" forventede load-faktor på 45,8%. Det er forventeligt, at havvindmølleparker mindst ligger med en load-faktor imellem 40-50%. En byder kan således have en anden forventning til load-faktor end den i base case anvendte. Vi har derfor beregnet to yderligere scenarier, hvor load-faktor er sænket henholdsvis øget med fem procentpoint i forhold til base case.



Kilde: Ernst & Young analyse

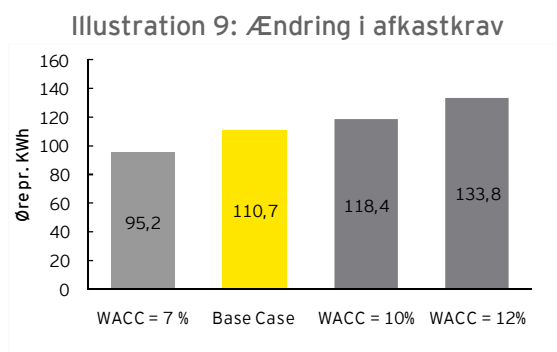
Som det ses af Illustration 8, stiger budprisen med ca. 15 øre pr. KWh ved et fald i load-faktor på fem procentpoint. Tilsvarende falder budprisen med ca. 11 øre pr. KWh ved en femprocentpoint-stigning i load-faktor.

På baggrund af andre vindmølleparken, vil en realiseret load-faktoren både kunne være 5% højere og lavere. Vores vurdering er derfor, at en byder både vil kunne have indregnet det høje som lave interval i fastlæggelsen af en budpris. Budprisen vil således både kunne være højere som lavere på grund af denne faktor set i forhold til base case.

Ændring i afkastkrav

Illustration 9 viser følsomheden på budprisen i forhold til det krævede afkastkrav på projektet. I base case har vi anvendt et afkastkrav på 9%. Størrelsen på afkastkravet afhænger i høj grad af risikoen på projektet, dvs. jo højere projektrisiko, jo højere afkastkrav vil en byder kræve. De 9% vi har valgt, er ikke et højt afkast og en byder vil således nemt kunne have valgt et højere (lavere) afkastkrav, såfremt han mener risikoen er højere (lavere). Nedenfor viser vi konsekvenserne af dette.

Vi har i bilag A estimeret det gennemsnitlige forventede afkastkrav, en investor vil kræve for at investere i en markedsaktør med karakteristika svarende til DONG. Da det alt andet lige må forventes, at risikoen ved at investere i DONG er mindre end risikoen ved at investere i Anholt-projektet, har vi valgt at anvende det estimerede afkastkrav på DONG som minimum afkastkrav i følsomhedsanalysen. Afkastkravet er estimeret til 7%. Vi har derudover lavet to andre scenarier med et afkastkrav på henholdsvis 10% og 12%, hvilket også må forventes at ligge inden for intervallet af et afkastkrav fra en byders side på et projekt som dette.



Kilde: Ernst & Young analyse

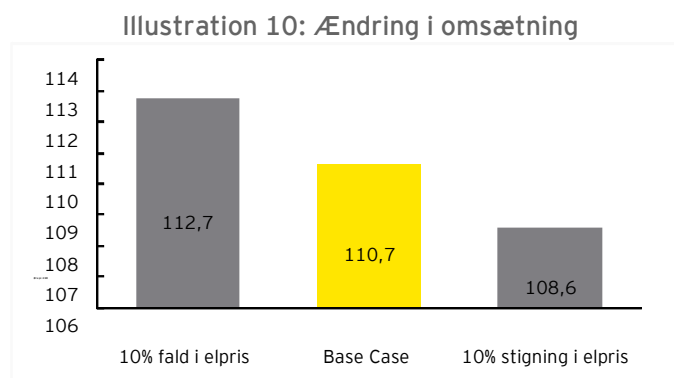
Som det ses af Illustration 9, falder budprisen kraftigt med 15 øre pr. KWh ved en reduktion i projektafkastkravet til 7%. Ligeledes stiger budprisen kraftigt med ca. 8 øre pr. KWh ved en forøgelse i projektafkastkravet til 10%.

Da 9% i afkastkrav på dette projekt ikke er højt, er det vores vurdering er, at en investors afkastkrav til dette projekt nemt kunne have været de 10%. En rimelig budpris vil derfor nemt kunne være 118,4 øre.

Ændringer i omsætningen

Den estimerede fremtidige elpris er en vigtig faktor for størrelsen af budprisen. Den er dog også en meget varierende størrelse og fluktuerer således meget over tid. Elprisen er påvirket af en lang række faktorer, herunder olieprisen, efterspørgslen på strøm og den fremtidige elproduktionskapacitet.

Vi har på den baggrund ud over base case opstillet to scenarier, som viser henholdsvis et fald og en stigning i elprisen på 10% i forhold til base case. Den i base case anvendte markedspris kan ses i Illustration 1 ovenfor. Illustration 10 viser, at en stigning (fald) i elprisen på 10% vil medføre en ændring i budprisen på ca. 2 øre pr. kWh.



Kilde: Ernst & Young analyse

På grund af de store udsving der er i forecastet af elprisen, vil en fair budpris med rimelighed både kunne være både 2 øre højere eller lavere i forhold til base case.

Konklusion

Som det fremgår af ovenstående, er vores budpris meget følsom over for en lang række faktorer, herunder blandt andet ændrede omkostninger, forsinkelse i nettilslutning, load-faktor samt afkastkravet til projektet. Af denne årsag har vi udarbejdet en lang række scenarier, der belyser dette. Illustration 11 viser et samlet overblik over de forskellige scenarier.

Illustration 11: Sammenfatning på værdi

Scenario	Forsinket nettilslutning		Stigning i omkostninger		Load-faktor		Ændring i afkastkrav			Ændring i elpris		
	Base Case	Nettilslutning 1/7-2013	Nettilslutning 1/1-2014	5% omk. fald	5% omk. stigning	Load faktor 40,8%	Load faktor 50,8%	WACC = 7%	WACC = 10%	WACC = 12%	10% fald i elpris	10% stigning i elpris
Load-faktor	45,8%	45,8%	45,8%	45,8%	45,8%	40,0%	50,8%	45,8%	45,8%	45,8%	45,8%	45,8%
Anlægsinvesteringer pr. MW (DKK'000)	22.934	22.934	22.934	21.787	24.081	22.934	22.934	22.934	22.934	22.934	22.934	22.934
Driftsomkostninger pr. MW/år (DKK'000)	631	631	631	600	663	631	631	631	631	631	631	631
Afkastkrav	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	7,0%	10,0%	12,0%	9,0%	9,0%
Projekt NPV (DKK'000) *	(384.298)	(488.968)	(1.073.778)	78.322	(840.302)	(1.359.744)	427.708	816.768	(851.432)	(1.600.899)	(530.019)	(238.576)
Projekt IRR	8,3%	8,1%	7,0%	9,2%	7,5%	6,4%	9,8%	8,3%	8,3%	8,3%	8,0%	8,6%
Øre/kWh **	110,7	112,4	121,8	104,0	116,7	125,7	99,3	95,2	118,4	133,8	112,7	108,6

Kilde: Ernst & Young analyse. *Projekt NPV er beregnet ud fra en afregningspris på 105,1 Øre/kWh. **Til beregning af øre/kWh er budprisen gjort variabel, og med afkastkravet som angivet i tabellen og NPV fastsat til 0.

Som det ses af Illustration 11 svinger budprisen meget alt afhængig af scenarie. Vores vurdering er, at der vil være en pæn sandsynlighed for at opnå en højere load-faktor end den i base case på 45,8% anvendte. Ved en load-faktor på 50,8, vil budprisen være 99,3 øre pr. kWh. Omvendt vil der også være en meget høj

sandsynlighed for, at en investor vil kræve et højere afkastkrav end de 9%, som vi har anvendt i vores base case. 10% i afkastkrav vil være et fair afkastkrav. En budpris på 118,4 øre pr. KWh, vil således være en fair budpris. En budpris imellem ovenstående to yderpunkter, vil således være fair at antage.

Det er således vores konklusion, at en fair budpris for de første 20 TWh må ligge inden for følgende interval:

Illustration 12: Fair interval for budpris

Anholt Havvindmøllepark
99,3 - 118,4 øre pr. KWh

Analysen viser således, at DONG's budpris på 105,1 øre pr. KWh for de første 20 TWh må anses for at være en fair markedspris set i lyset af den nuværende markedssituation og udbudsvilkår.

Illustration 11 viser tilsvarende, at ved anvendelse af DONGs budpris ligger nutidsværdien af projektet inden for intervallet DKK -851 millioner til DKK 428 millioner

3 Udvikling i omkostninger på havvindmølleparker

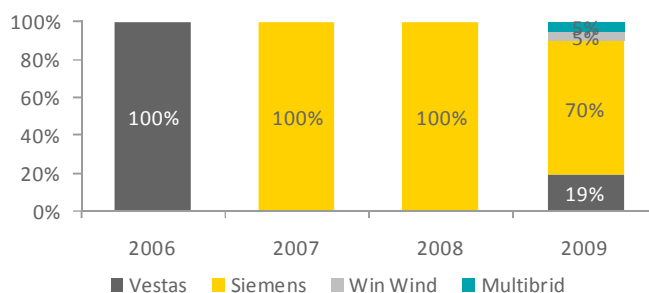
Markedet for havvindmøller har de seneste år oplevet en eksplosiv vækst i Europa. I 2009 steg den installerede mængde i MW 54% i forhold til 2008. I 2010 forventer European Wind Energy Association (EWEA), at væksten bliver på imponerende 75%.ⁱⁱⁱ I Danmark blev Horns Rev II sat i drift i 2009. Rødsand II vil formentlig blive sat i drift i 2011 og Anholt i 2013. Anholt har vist sig at blive væsentligt dyrere end Horns Rev II og Rødsand II. Dette afsnit vil først analysere udviklingen i faktorer, der har påvirket omkostninger på havvindmølleparker generelt, og efterfølgende laves analyse af forskel i omkostningerne på Horns Rev II og Anholt.

3.1 Udviklingen i omkostninger på havvindmølleparker

Fra 2005 lagde en stor acceleration i efterspørgslen på landvindmøller fra specielt Nordamerika og Asien et stort pres på vindmøllepriserne, da kapaciteten ikke kunne følge med efterspørgslen. Vindmøllekapaciteten blev i høj grad presset af begrænsninger på leveringer fra anden- og tredjeledsleverandører i forsyningskæden. Ubalancen i udbud og efterspørgsel på vindmøller fik de hårdt trængte europæiske vindmølleproducenter til at ændre fokus fra markedsandel til en større bundlinje. I 2007 trak Vestas midlertidigt sin primære havvindmølle, V90, ud af markedet på grund af tekniske vanskeligheder med gearbokse. Tilbagegangen reducerede konkurrencen på markedet væsentligt de følgende år, da Siemens efterfølgende var eneste tilbageværende producent af havvindmøller til store projekter.^{iv} Specielt 2008 bar desuden præg af mangel på komponenter og vindmøller, hvilket førte til stigende vindmøllepriser.^v

De seneste år har for det første båret præg af stigende priser på vindmøller og for det andet kapacitetsmangel på installationsskibe. Det har medført stigende omkostninger til indkøb af vindmøller og installation af vindmøller.

Illustration 13: Vindmølleproducenters andel af leverede havvindmøller i Europa



Kilde: *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009*

Vindmølleproducenternes fokus på havvindmøller er reduceret af den store og stabile succes, som landvindmøller har. Givet den højere risiko ved at udbyde havvindmøller og den stadig høje efterspørgsel efter landvindmøller har producenterne af vindmøller et begrænset incitament til at byde på leverancer til havvindmølleparker på konkurrencedygtige vilkår - specielt i perioder med stor efterspørgsel efter

landvindmøller. Som det ses i Illustration 13, har markedet for havvindmøller således været præget af en monopollignende tilstand med først Vestas og efterfølgende Siemens som førende producent. Nye spillere som REpower, Areva Multibrid, BARD, WinWind og Nordex er enten lige gået ind på markedet eller har planer om at gøre det i de kommende år. GE Wind får med deres nylige opkøb af norske ScanWind en tilbagekomst til havvindmøller. Senere vil Acciona, Gamesa og Clipper formentligt også komme på markedet. De nye spillere er blevet tiltrukket af havvindmølleordrer på samlet 5900 MW, der er blevet bekendtgjort siden 2008. De mange nye aktører har potentiale til at øge konkurrencen på produktion af havvindmøller i fremtiden og dermed stoppe prisstigningen.^{vi}

På nuværende tidspunkt findes der på globalt plan kun ca. 10 skibe, der kan håndtere installation af havvindmøller. Nogle af disse har tilmed begrænset løftekapacitet, vanddybdegang og problemer med at installere møller i dårligt vejr. Bygningen af nye skibe har ikke kunnet følge den stigende efterspørgsel, og manglen på skibe har øget prisen på leje af skibene betragteligt de seneste år. The European Wind Energy Association (EWEA) forventer, at op til fem nye installationsskibe er i drift i 2011. De nye skibe vil have større løftekapacitet og kan operere på dybere vand. DONG og RWE Innogy søgte begge at sikre tilgængeligheden til installationsskibe i 2009. DONG købte A2Sea, der installerer havvindmøller fra egne installationsskibe, mens RWE Innogy bygger deres egne installationsskibe. DONG har således igennem opkøbet af A2Sea sikret sig kapacitet til installationen af møllerne.

Forsinkelsen af det 250MW store Lincs-projekt i Storbritannien, hvor en række underleverandører tabte penge på forsinkelsen, gjorde og vil formentlig også fremadrettet gøre underleverandører forsigtige i de kommende projekter.^{vii}

3.2 Udvikling i anlægsinvesteringer

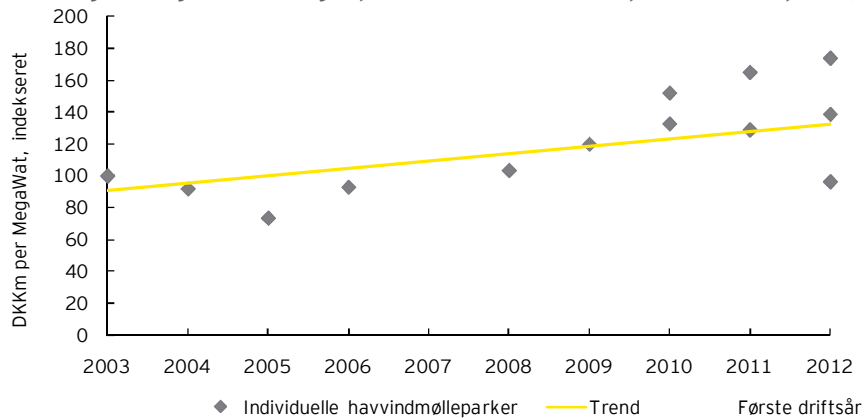
På havvindmølleparker i Danmark består anlægsinvesteringer typisk af køb og installation af vindmøller, fundament og elektrisk infrastruktur samt planlægning og udvikling.

I Illustration 14 er udviklingen i anlægsinvesteringer (CAPEX) pr. MW angivet på havvindmølleparker i Storbritannien. Omkostninger til at opføre transformerstation og trække kabler til land er fratrukket, da disse omkostninger ikke afholdes af byderen i Danmark. Disse afholder Energinet.dk.

Illustrationen viser, at den historiske trend er stigende, men dækker over en flad udvikling fra 2003-2008 og en kraftig stigning i omkostninger i 2009-2012. Den gennemsnitlige anlægsinvestering i perioden 2009-2012 var 30% højere end i perioden 2003-2008 i 2010-priser.

Stigningen kan forklares, dels ved højere omkostninger til vindmøller, dels ved stigende dagsrater på installationsskibe på grund af kapacitetsmangel. DONG's budgetterede anlægsinvesteringer på Anholt ligger over den historiske trend, men under topniveauerne.

Illustration 14 - Udvikling i anlægsomkostninger pr. MW for havvindmølleparker (2010-priser, indeks 2003=100)



Note: Illustrationen indeholder udvalgte projekter fra Storbritannien justeret for faktorer, der ikke er gældende for Anholt-udbuddet. 2010-priser.

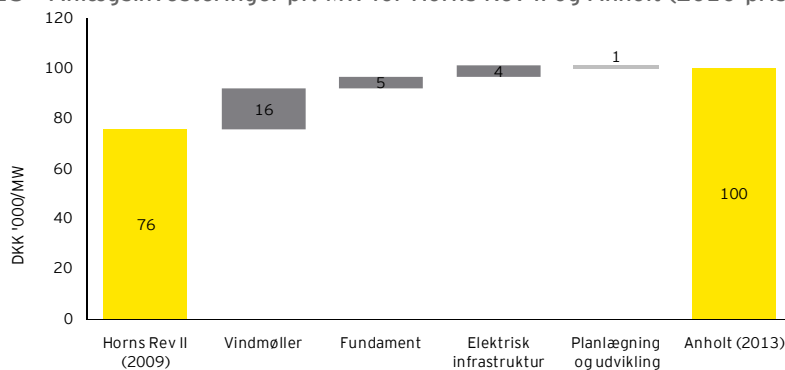
Kilde: Ernst & Young analyse

Anholt sammenlignet med Horns Rev II

DONG's udleverede datamateriale gør det muligt at analysere anlægsinvesteringer pr. MW på Horns Rev II og Anholt.

I Illustration 15 sammenlignes anlægsinvesteringer til etablering af havvindmølleparkerne Horns Rev II, der blev planlagt i 2005, og Anholt. Oplysningerne er oplyst af DONG og er derfor indekseret af hensyn til fortrolighed. Det ses tydeligt, at anlægsinvesteringerne har været stigende. Den største forskel ligger i omkostninger til køb og installation af vindmøller, der er steget med indeks 16, men også omkostninger til fundament og elektrisk infrastruktur er steget i perioden med henholdsvis indeks fem og fire.

Illustration 15 - Anlægsinvesteringer pr. MW for Horns Rev II og Anholt (2010-priser, indekseret)



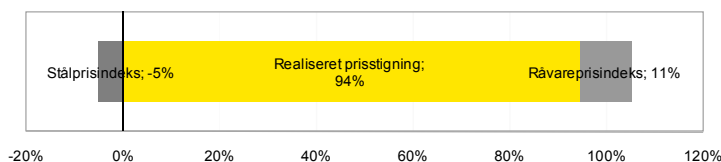
Kilde: DONG har leveret tal fra både Horns Rev II og Anholt

Omkostningsfaktorer

I Illustration 16 har vi angivet potentielle årsager til stigningen i prisen på havvindmøller ud fra udviklingen i priser på arbejdsløn, råvarer og stål (se appendiks A.4 for udvikling i disse priser). 11% og 0,5% af stigningen på vindmøller kan forklares ved udviklingen i priser på henholdsvis råvarer og arbejdsløn. -5% af

stigningen kan forklares ved faldende stålpriser. 94% af prisstigningen kan ikke forklares ved udviklingen i ovennævnte faktorer. Her spiller andre faktorer ind som eksempelvis manglende udbud på vindmøllekomponenter og installationsskibe.

Illustration 16 - Stigning i omkostninger til havvindmøller mellem Horns Rev II og Anholt forårsaget af udvikling i stålpriser, arbejds løn og råvarepriser



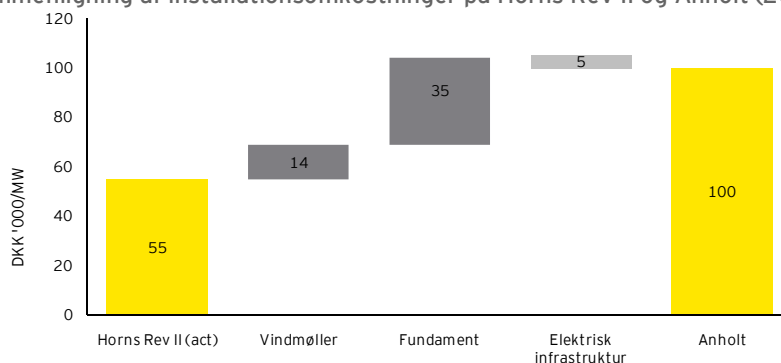
Note: Vækst i arbejds lønnen er forudsat at falde til langsigtet trend, hvilket gør, at arbejds lønnen kun forklarer 0,5% af stigningen.

Kilde: Ernst & Young analyse

Installationsomkostninger

En del af anlægsinvesteringerne i havvindmølleparker går til installation af vindmøller, fundamenter og kabler. I Illustration 17 ses, at installationsomkostningerne er væsentligt dyrere på Anholt end Horns Rev II. En stor del af stigningen findes i installationsomkostningerne til fundamenter, hvilket kan forklares med bløde bundforhold på Anholt. De bløde bundforhold kan udgøre et problem for de installationsskibe, der skal slå de store stålrør eller fundamenter ned i havbunden, som skal bære selve vindmøllerne.^{viii} Derudover er vindmøllerne til Anholt-projektet større end ved Horns Rev II, hvilket øger omkostningerne til det logistiske set-up.

Illustration 17 - Sammenligning af installationsomkostninger på Horns Rev II og Anholt (2010-priser, indekseret)



Note: Der er anvendt aktuelle omkostninger på Horns Rev II, da det ikke var muligt at finde budgettal på installationsomkostninger

Kilde: DONG har leveret tal fra både Horns Rev II og Anholt

Andre forhold på anlægssiden

I 2008 lavede ejeren af Horns Rev II, DONG, en nedskrivningstest på værdien af vindmølleparken. Testen betød, at man foretog en nedskrivning på DKK 220 millioner på grund af budgetafvigelser på vindmøller og kabler samt et stigende afkastkrav.^{ix} Udleverede tal fra DONG viser, at man undervurderede omkostninger til vindmøller, men også at omkostninger til indkøb og installation af kabler var langt den største årsag til budgetafvigelser. På grund af manglende erfaring med havvindmølleparker har der i mange tilfælde været en tendens til, at man tidligere undervurderede både anlægs- og

driftsomkostningerne til havvindmølleparker under budprocesser, hvilket har medført mange efterfølgende overraskelser.

I marts 2009 indgik DONG en aftale med Siemens om levering af 500 vindmøller svarende til 1800 MW. I december blev kontrakten udvidet til at inkludere flere vindmøller til brug i DONG's nordeuropæiske pipeline^x. Den store aftale til trods, er prisen pr. MW mellem Horns Rev II og Anholt stadig steget kraftigt. Det underbygger, at vindmølleproducenterne har haft gunstige vilkår og hævet priserne på havvindmøller.

Som beskrevet ovenfor, er de budgetterede anlægsomkostningerne stigende på Anholt-projektet sammenlignet med Horns Rev II. De største stigninger er sket på køb og installation af møllerne. Tilsvarende udvikling har man set på andre europæiske havvindmølleprojekter og kan forklares med mangel på udbud af havvindmøller samt skibe til installation af møllerne.

3.3 Udvikling i driftsomkostninger

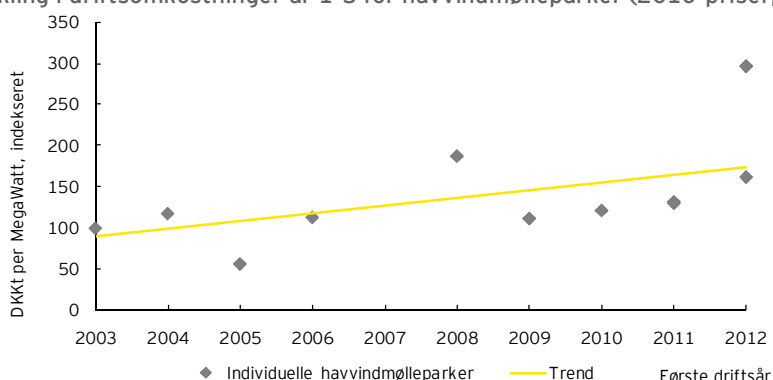
I dette afsnit vil vi se nærmere på de årlige omkostninger efter vindmølleparken er blevet etableret og overgået til drift. De årlige omkostninger består af drift & vedligehold, forsikring og infrastrukturomkostninger.

Illustration 18 er udviklingen i relevante driftsomkostninger vist for havvindmølleparker i Storbritannien. Omkostningerne er korrigeret for leasing af land, der er en normal årlig omkostning, som betales specifikt i Storbritannien.

Der er en opadgående trend i driftsomkostningerne. De gennemsnitlige driftsomkostninger var i perioden 2009-2012 47% højere end i perioden 2003-2008 i 2010-priser. En forklaring kan findes i, at en længere distance fra land til vindmølleparker på de seneste projekter samt højere omkostninger til leje af skibe.

DONG's budgetterede driftsomkostninger på Anholt ligger under trend-niveauet i 2012.

Illustration 18 - Udvikling i driftsomkostninger år 1-5 for havvindmølleparker (2010-priser, indeks 2003=100)



Note: Illustrationen indeholder udvalgte projekter fra Storbritannien justeret for faktorer, der ikke er gældende for Anholt-udbuddet. 2010-priser.

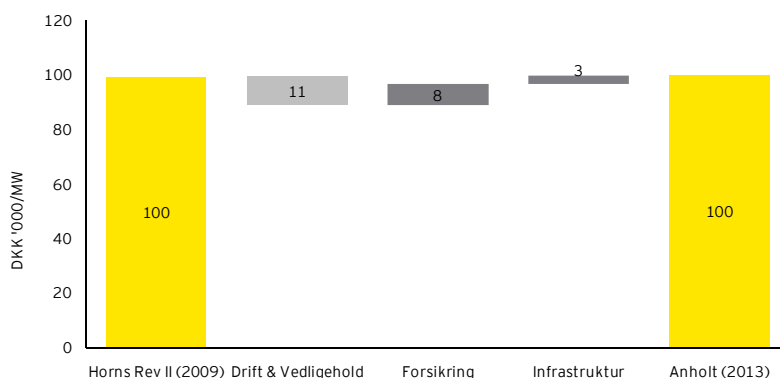
Kilde: Ernst & Young

Anholt sammenlignet med Horns Rev II

Som med anlægsomkostningerne kan vi også analysere, hvad der er årsag til forandringer i driftsomkostninger mellem Horns Rev II og Anholt.

I Illustration 19 ses, at de årlige omkostninger de første fem år ligger på samme niveau på Anholt som på Horns Rev II. Omkostninger til forsikringer er steget 72%, men udgør kun en lille del af de samlede omkostninger. Drift & vedligehold er markant lavere på Anholt. Stordriftsfordele og/eller DONG's efterhånden store erfaring i havvindmølleparker kan være årsager til dette.

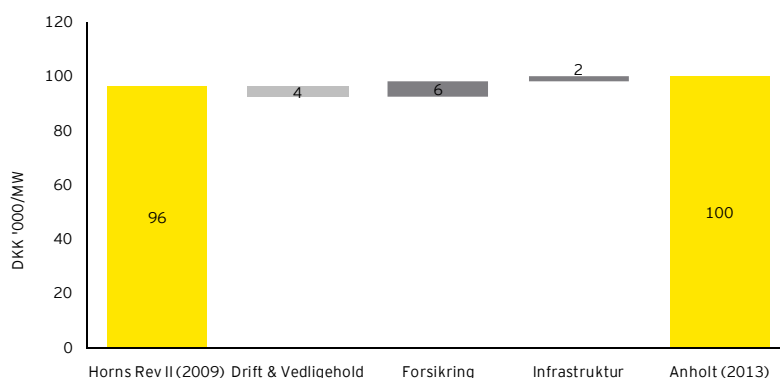
Illustration 19 - Sammenligning af årlige omkostninger for år 1-5 på Horns Rev II og Anholt (2010-priser, indekseret)



Kilde: DONG har leveret tal fra både Horns Rev II og Anholt

Tilsvarende er der lavet en sammenligning af årlige omkostninger for de efterfølgende 16 år i Illustration 20. De årlige omkostninger på Anholt ligger marginalt over Horns Rev II. Omkostninger til drift & vedligehold er endnu engang lavere på Anholt end Horns Rev II

Illustration 20 - Sammenligning af årlige omkostninger for år 6-20 på Horns Rev II og Anholt (2010-priser, indekseret)



Kilde: DONG har leveret tal fra både Horns Rev II og Anholt

De årlige driftsomkostninger pr. MW stort set ens på Horns Rev II og Anholt. De årlige driftsomkostninger har således ikke haft en nævneværdig påvirkning på den generelle afregningsstigning fra Horns Rev II til Anholt.

Samlet set har de seneste års store efterspørgsel på vindmøller og mangel på installationskibe øget prisen på vindmølleparker. Set i lyset af udviklingen i anlægsinvesteringer og driftsomkostninger vurderes det, at DONG's anvendte forudsætninger for anlægsinvesteringer og driftsomkostninger på Anholt ligger på markedsniveau.

4 Udbudsbetingelser

I dette afsnit analyseres forskellen i udbudsbetingelser på Anholt og de to seneste udbud på havvindmølleparker, Horns Rev II og Rødsand II. Kun betingelser, der er vurderet væsentlige, er medtaget. For Rødsand II er genudbudsbetingelserne anvendt. Det oprindelige udbud på Rødsand II blev udbudt i oktober 2005 og vundet af EON med en budpris på 49,9 øre/KWh. EON valgte dog at springe fra projektet grundet problemer med at få økonomien til at hænge sammen - angiveligt på grund af stærkt forhøjede materialepriser. Efter genudbud i 2008 vandt EON igen med en budpris på 62,9 øre/KWh.^{xi} Eksemplet viser, at der før har været problemer med at få økonomien til at hænge sammen i havvindmølleprojekter

Ved tidligere udbud af vindmølleparker i Danmark har Danmark været forholdsvis alene på markedet. De lave priser (se Illustration 21) på de tidlige parker kan være et resultat af, at nogle selskaber har ønsket at komme ind på havvindmølleområdet og derfor har budt lavt. En anden årsag til øget budpris er, at investeringen i Anholt er så stor - selv for energiselskaber - at finansieringen kan være svær at fremskaffe - specielt i lyset af den finansielle krise. Energiselskaberne har kun en vis finansieringskapacitet, som de vil allokere til projekter med det største afkast. De mange nye havvindmølleparker, der er planlagt i Europa, kan gøre det attraktivt at søge mod andre projekter end Anholt.^{xii}

Illustration 21 - Sammenligning af udbudsbetingelser på Horns Rev II, Rødsand II og Anholt

Udbudsforhold		Horns Rev II	Rødsand II (Genudbud)	Anholt	Betingelser i Anholt i forhold til de øvrige
Facts om parkerne	MW	209 MW	207 MW	400 MW	
	Vanddybde	9-17 meter	5,5-17 meter	14-20 meter	
	Distance fra land	30 km	1,7 km	23 km	
	Udbudsform	Udbud efter forhandling i to runder	Udbud	Udbud	→
	Øre/Kwh	51,8 øre/KWh i 10 TWh	62,9 øre/KWh i 10 TWh	105,1 øre/KWh i 20 TWh	
Tid	Udbudsmateriale	Oktober 2004	Februar 2008	April 2009	
	Afl levering af bud	1. bud: Januar 2005 2. bud: Februar 2005	April 2008	April 2010	
	Udnævnelse af vinder	Marts 2005	April 2008	April 2010	
	Seneste nettilslutning	Målsætning om nettilslutning med udgangen af 2008	30. september 2011	31. december 2012	↓
	Tid bud er bundet	Tilbudsgiveren skal vedstå ethvert tilbud i 6 måneder fra dets afgivelse	Tilbudsgiveren skal vedstå ethvert tilbud i 6 måneder fra dets afgivelse	Tilbudsgiveren skal vedstå ethvert tilbud i 6 måneder fra dets afgivelse	
Afståelse		Ingen	Tilbudsgivers pengeinstitut skal stille bankgaranti på DKK 435 millioner, som kommer til udbetaling, hvis koncessionshaver misligholder aftalen om etablering og nettilslutning	Afståelse efter indgåelse af koncessionskontrakten: < 5 md: DKK 100 millioner Mellem 5 md og 1 år: DKK 200 millioner > 1 år: DKK 400 millioner Tilbudsgivers pengeinstitut skal stille bankgaranti på disse beløb	↓
	Bøder		Ingen	1 øre/KWh mindre, hvis der ikke er nettilsluttet 31. dec. 2012 2 ører/KWh mindre, hvis der ikke er nettilsluttet 1. maj 2013 3 ører/KWh mindre, hvis der ikke er nettilsluttet 1. sep. 2013 Hvis der ikke er nettilsluttet 31. dec. 2013 ifalder yderligere en bod på DKK 400 millioner	↓
Energinet.dk's erstatningspligt	Eltra (Energinet.dk) er ikke erstatningspligtig ved eventuelle fejl og udetider på ilandføringsanlægget	Såfremt Energinet.dk ikke opfylder betingelser for mulighed for optræk og spændingssætning, ifalder Energinet.dk erstatningsansvar for koncessionshaverens deraf følgende tab på op til DKK 200 mio	Såfremt Energinet.dk ikke opfylder betingelser for mulighed for optræk og spændingssætning, ifalder Energinet.dk erstatningsansvar for koncessionshaverens deraf følgende tab på op til DKK 400 mio	↑	

For byder på Anholt er ændringer i betingelser : Positive ↑ Neutrale → Negative ↓

Note: Informationer om Rødsand II er fra genudbuddet. Det originale udbudsmateriale er dateret 13. oktober 2005

Kilde: Udbudsbetingelser er fra Klima- og Energiministeriet og Energistyrelsen

I Illustration 21 ses det, at der er en tidsramme på ca. 2,5 år mellem udnævnelse af budvinder og seneste nettilslutning på Horns Rev II, Rødsand II og Anholt. Set i lyset af dobbelt størrelse på Anholt i forhold til Horns Rev II og Rødsand II synes tidsplanen at være meget stram. Det vil kræve, at leveringer af vindmøller sker til tiden, at det er muligt at leje installationsskibe, og at det danske vejr gør det muligt at installere havmøllerne.

I udbuddet til Horns Rev II var der ikke tilføjet bøder. I Rødsand II indførte man en bøde for misligholdelse af kontrakt om etablering og nettilslutning. I Anholt er der ud over bøder ved afståelse også tilføjet bøder, såfremt tidsfristen overskrides. For at sikre at Energinet.dk ikke forsinker processen, er deres erstatningsansvar dog også hævet, hvis de ikke overholder deres tidsfrist.

Udbudskriterierne på Anholt blev af forskellige årsager strammet op i forhold til Horns Rev II og Rødsand II. Specielt tidsramme til nettilslutning og størrelsen på bøder kan virke som hårde betingelser for eventuelle bydere.

5 Sammenfatning

Illustration 22 er en opsamling på analyser, delkonklusioner og den samlede konklusion

Illustration 22 - Sammenfatning af vigtigste konklusioner i rapporten

	Analyserne viste...	Delkonklusioner	Samlet konklusion																							
Værdiansættelse		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Basecase viser NPV i niveauet på DKK -384,3 millioner ved afregningspris på DKK 105,1 øre/KWh ▶ Ernst & Young estimerer en fair afregningspris i intervallet DKK 99,3-118,5 øre/KWh 	<p>Set i lyset af et interval for afregningspris på DKK 99,3-118,5 øre/KWh, stigende markedspriser og forringede udbudsbetingelser vurderer vi, at Dong's budpris er fair.</p>																							
Markedsundersøgelse		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Pris på havvindmølleparker er steget væsentligt de seneste år - hovedsagligt pga.: <ul style="list-style-type: none"> ▶ Øgede vindmøllepriser ▶ Øgede installationspriser 																								
Udbudsbetingelser	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Udbudsbetingelse</th> <th>Udbudsbetingelse</th> <th>Effekt af betingelsen</th> <th>Effekt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>▶</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>▼</td> </tr> <tr> <td>...</td> <td>...</td> <td>...</td> <td>▲</td> </tr> </tbody> </table>	Udbudsbetingelse		Udbudsbetingelse	Effekt af betingelsen	Effekt	▶	▼	▼	▼	▲
Udbudsbetingelse	Udbudsbetingelse	Effekt af betingelsen	Effekt																							
...	▶																							
...	▼																							
...	▼																							
...	▼																							
...	▲																							

A. Fastsættelse af DONG's WACC

Afkastkravet eller WACC (Weighted Average Cost of Capital) på et selskab fastsættes som en kombination af markedsniveauet for lånerenter og det forventede afkastkrav til egenkapitalen, hvor begge satser vægtes i forhold til markedsværdien af den rentebærende gæld og egenkapitalen:

$$WACC = [D/V * r_d * (1 - t)] + (E/V * r_e),$$

hvor r_d = afkastkrav på fremmedkapital, r_e = afkastkrav på egenkapital,

D/V = gældsandel, E/V = Egenkapitalandel og t = den marginale selskabsskattesats

Vi har estimeret DONG's WACC til 6,9% uden projekttillæg. Den er estimeret som den generelle markedsdeltagers WACC, dvs. på markedsvilkår. Vores beregning fremgår af nedenstående Illustration 23. Til sammenligning har DONG anvendt 10% *før-skat* WACC i forbindelse med en nedskrivning på Horns Rev II i årsrapporten for 2008 og 11,5% *før-skat* WACC i nedskrivningstest af goodwill fra A2Sea i årsrapporten for 2009.

Illustration 23: WACC

Beregning af aktiebeta	
Gældfri beta	0,69
Skattesats (t)	25%
D/E	0,37
Leveragefaktor $[1+(1-t)xD/E]$	1,28
Aktiebeta	0,88

Beregning af WACC	
Risikofri rente	3,4%
Aktiebeta	0,88
Markedsrisikopræmie	5,0%
Egenkapitalomkostninger	7,8%
Lånemarginal	2,5%
Fremmedkapitalomkostninger før skat	5,9%
Skattesats	25%
Fremmedkapitalomkostninger efter skat	4,4%
Finansiell leverage, $D/(D+E)$	27%
Vægtede kapitalomkostninger, WACC	6,9%

Beregningen af WACC på DONG er baseret på følgende antagelser og inputs:

- Unlevered beta (gældfri beta) på 0,69 pr. 07/04-2010, som afspejler median-niveauet blandt en gruppe af sammenlignelige selskaber (peer-gruppe). Denne svarer til en levered beta (aktiebeta) på 0,88 beregnet vha. Modigliani & Millers betarelation og en median D/E ratio (kapitalstruktur) fra peer-gruppen på 0,37.
- En risikofri rente på 3,4%, som er den effektive rente på en 10-årig dansk statsobligation observeret den 07/04/2010.

- En lånemarginal på 2,5%, som svarer til en før-skat gældsomkostning på 5,9%. Denne er estimeret som den gennemsnitlige rente for obligationer udstedt af en række amerikanske selskaber med samme rating som DONG (med korrektion for inflationsdifferentialet). Standard & Poors hævede den 18. november 2009 sin rating af DONG til A-.

Sammenligningsgruppe

Sammenligningsgruppen består af energiselskaber med et vist strategisk fokus på vindenergi og repræsenterer et bredt branchednsnit. Ved screening af sammenlignelige selskaber er selskaber udeladt, såfremt den estimerede beta for det pågældende selskab har en forklaringsgrad, der er lavere end 25%. Den anvendte sammenligningsgruppe fremgår af Illustration 24 herunder.

Illustration 24: Sammenligningsgruppe

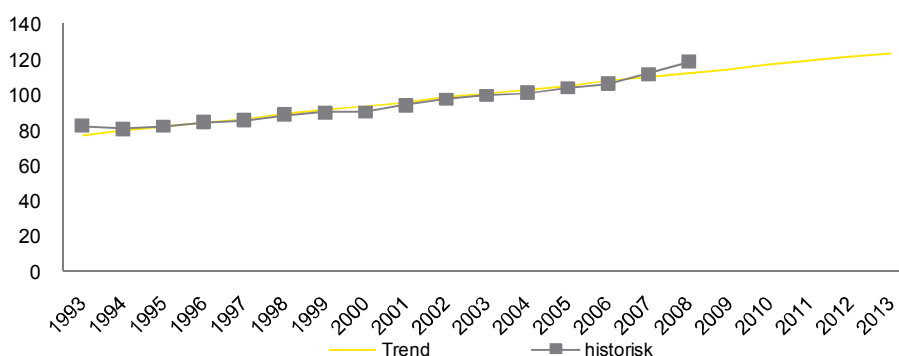
Selskab	EV	Aktiebeta	Gældfri beta	R ² (beta)	D/E
	DKK mio.		Miller & Mod.		
Cez A.S.	170.651	0,90	0,80	0,64	0,16
Enel S.p.A.	832.968	0,82	0,45	0,55	1,20
E.ON AG	644.741	1,03	0,78	0,73	0,47
Fortum Oyj	160.029	0,85	0,71	0,39	0,27
Iberdrola S.A.	457.781	1,00	0,66	0,58	0,72
RWE AG	348.076	0,76	0,66	0,39	0,23
Simpelt gennemsnit	0,51	0,89	0,68	0,55	0,51
Median	0,37	0,88	0,69	0,57	0,37

B. Udvikling i priser på hovedområder

I forlængelse af afsnit 3 analyseres i dette afsnit udviklingen i priser på input til vindmøllerne. Det drejer sig om arbejdslønn, råvarepriser og stålpriser. Konklusionen er, at priserne på input til vindmøller steg væsentligt fra 2002-2007, mens stigningen efterfølgende stabiliserede sig.

Nedenstående Illustration 25 viser, at arbejdslønnen har haft en stabil vækst fra 1993 til 2008. Den årlige stigning var i perioden 2,5%.

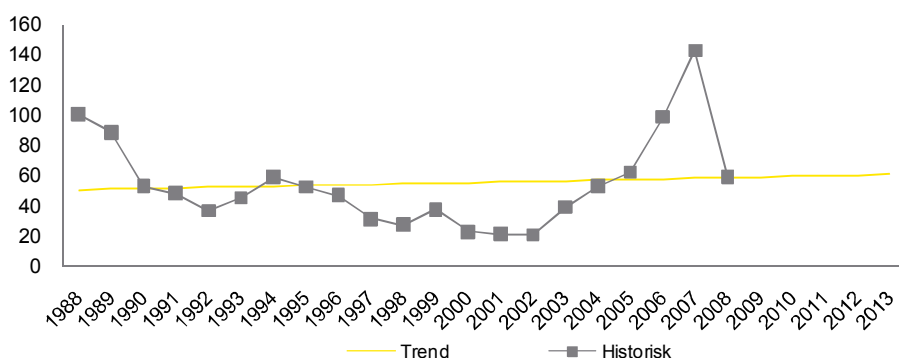
Illustration 25 - Udvikling i arbejdslønn (2010-priser)



Kilde: Danish Unit Labour Cost fra OECD

Udviklingen i stålpriser har langt flere udsving end ovenstående graf. Fra bunden i 2002 til 2007 steg stålprisen 588%. Prisen på stål nåede sit toppunkt i 2007, dvs. før den finansielle krise satte en stopper for en lang række investeringer globalt og dermed også begrænsede efterspørgslen på stål. I 2008 faldt prisen på stål med 58,7%.

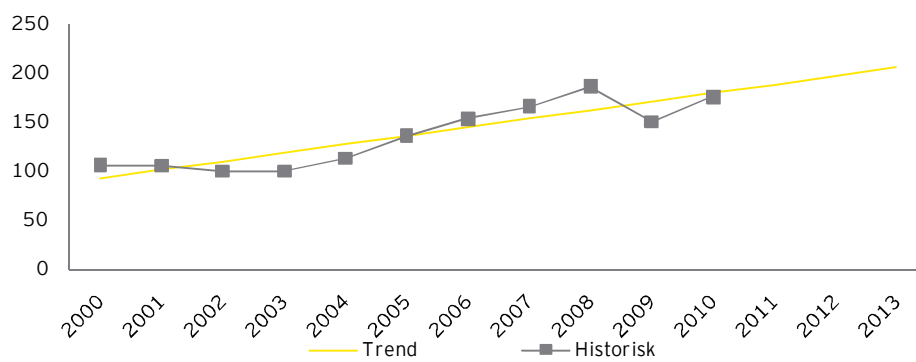
Illustration 26 - Udvikling i stålpriser (2010-priser)



Kilde: HSBC Global Carbon Steel fra Bloomberg

Illustration 27 viser en generel udvikling i danske råvarepriser. Fra 2000 til 2010 var der en gennemsnitlig årlig vækst på 5,1%. Råvarepriserne toppede i 2008 og faldt kraftigt i 2009. I 2010 er råvarepriserne indtil d. 31. marts steget 17,1%.

Illustration 27 - Udvikling i råvarepriser (2010-priser)



Kilde: DK Raw Material Price Index NADJ fra Bloomberg

Kildehenvisninger

- ⁱ Energistyrelsen, Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2010
- ⁱⁱ Energistyrelsen, Notat: Perspektivering af bud på etablering af Anholt Havvindmøllepark, 14. april 2010
- ⁱⁱⁱ The European Wind Energy Association, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009, Januar 2010
- ^{iv} British Wind Energy Association, UK Offshore Wind: Charting the Right Course - Scenarios for offshore capital costs
- ^v The European Wind Energy Association, Oceans of Opportunity: Harnessing Europe's largest domestic energy resource
- ^{vi} The European Wind Energy Association, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2009, Januar 2010
- ^{vii} BVG Associates, Towards Round 3: Building the Offshore Wind supply chain
- ^{viii} Ingeniøren, Blød bund ved Anholt kan gøre havvindmøllepark endnu dyrere, 17. april 2010
- ^{ix} DONG Energy annual report 2008
- ^x Company release at NASDAQ OMX Nordic Exchange - DONG Energy and Siemens enter into a new supply agreement regarding offshore wind turbines
- ^{xi} Ingeniøren, EON vinder Rødsand Havvindmøllepark, 25. april 2008
- ^{xii} Energistyrelsen, Notat: Bud på Anholt Havvindmøllepark - konsekvenser og alternativer, 11. maj 2010