Deloitte.

# Analyse vedrørende fremme af konkurrence ved etablering af store havmølleparker i Danmark.

Hovedrapport

Klima- og Energiministeriet

28. april 2011

# Indholdsfortegnelse

1. Introduktion ..... 1

1.1 Analysens formål ..... 1
1.2 Analysens tilrettelæggelse ..... 1
1.3 Rapportens opbygning og indhold ..... 2

2. Vurdering af udbud af Anholt Havmøllepark ..... 4

2.1 Tidligere udbudte danske havmølleprojekter ..... 4
2.2 Grundlæggende forhold omkring udbuddet af Anholt Havmøllepark ..... 7
2.3 Årsagerne til investorernes beslutning om ikke at byde på Anholt Havmøllepark ..... 11
2.4 Investorernes ønsker til fremtidig udbudsmodel og rammevilkår ..... 17

3. Rammevilkår i centrale EU-lande for havvindenergi ..... 23

3.1 Introduktion og afgrænsning ..... 23
3.2 Storbritannien ..... 24
3.3 Tyskland ..... 29
3.4 Holland ..... 31
3.5 Danmark ..... 34
3.6 Tværgående analyse af erfaringer fra primære og sekundære markeder ..... 37
3.7 Komparativ analyse af rammevilkår ..... 41

4. Konkurrenceforholdene på det internationale marked ..... 49

4.1 Centrale leverandørmarkeder i forsyningskæden ..... 49
4.2 Markedet for udbygning med havmølleparker ..... 58
4.3 Elmarkedet ..... 61
4.4 Sammenfatning af konkurrenceforholdene på det internationale marked ..... 64
4.5 Vurdering af konkurrencesituation og investorinteresse ved fremtidige danske udbud af havmølleprojekter ..... 65

5. Business case for en havmøllepark ved Kriegers Flak ..... 69

5.1 Fremgangsmåde for business case beregningerne ..... 69
5.2 Datagrundlag ..... 72

5.3 Definition af og forudsætninger for base case ... 73
5.4 Resultat af base case beregninger ... 85
5.5 Vurdering af business casens resultater ... 87

6. Valg af udbudsmodeller ... 89

6.1 Centrale fravalg ... 89
6.2 Design- og vurderingskriterier for udbudsmodeller og tilhørende rammevilkår ... 90
6.3 Design og udvælgelse af alternative udbudsmodeller ... 92
6.4 Sammenfatning af valg af udbudsmodeller ... 103

7. Analyse og vurdering af finansielle rammevilkår ... 105

7.1 Grundlæggende afregningsprincip ... 105
7.2 Prisregulering versus mængderegulering ... 106
7.3 Fast tarif versus fast præmie oven i elprisen ... 116
7.4 Supplerende støttemekanismer m.v. ... 117

8. Analyse og vurdering af udbudsmodeller og rammevilkår ... 120

8.1 Kommunikation med markedet forud for et udbud ... 120
8.2 Analyse af single site udbudsmodel ... 122
8.3 Analyse af multi site udbudsmodel ... 132
8.4 Analyse af åben dør-model ... 140
8.5 Øvrige rammevilkår ... 146

9. Sammenfattende vurdering ... 163

Bilag A. Projektets tilrettelæggelse ... 168

A.1 Projektforløbet ... 168
A.2 Samarbejdsorganisation ... 168

Bilag B. Gennemførte interview og interviewguide ... 170

B.1 Interviewede interessenter ... 170
B.2 Interviewguide – investorer og potentielle investorer ... 171

Bilag C. Business case beregninger ... 174

C.1 Uddybning af effektivitetstab i energiproduktionen ... 174
C.2 Udvikling i turbinernes rådighed i forhold til fejlraten pr. driftsår ... 174
C.3 Input til beregning af afkastkrav ... 175

C.4 Følsomhedsanalyser for centrale inputs ..... 180
C.5 Scenarieberegninger ..... 181
Bilag D. Fremgangsmåde for valg af udbudsmodeller ..... 194
Bilag E. Udbudsprocedurer ..... 195

### Rapportens anvendelse

Denne rapport er alene udarbejdet til Deloittes opdragsgiver ud fra det givne opdrag. Deloitte påtager sig intet ansvar for andres anvendelse af rapporten.

### Kontaktpersoner


- Carsten Jørgensen, Partner, tlf. +45 36 10 26 14
- Martin Enevoldsen, Senior Manager, tlf. +45 36 10 21 74


### Om Deloitte

Deloitte leverer ydelser inden for Revision, Skat, Consulting og Financial Advisory til både offentlige og private kunder i en lang række brancher. Vores globale netværk med medlemsfirmaer i mere end 140 lande sikrer, at vi kan trække på stærke kompetencer foruden en dybtgående lokal indsigt, når vi skal hjælpe vores kunder overalt i verden. Deloittes mere end 170.000 medarbejdere arbejder målrettet efter at sætte den højeste standard. Deloittes medarbejdere understøttes af en virksomhedskultur, der fremmer integritet og merværdi til kunderne, en forpligtelse over for hinanden og en styrke gennem forskellighed. De arbejder i et miljø præget af konstant udvikling, udfordrende oplevelser og berigende karrieremuligheder. Deloittes medarbejdere arbejder målrettet på at styrke ansvarlighed, opbygge tillid og sikre positiv indflydelse i deres lokalsamfund.

### Deloitte Touche Tohmatsu Limited

Deloitte er en betegnelse for Deloitte Touche Tohmatsu Limited, der er et britisk selskab med begrænset ansvar, og dets netværk af medlemsfirmaer. Hvert medlemsfirma udgør en separat og uafhængig juridisk enhed. Vi henviser til www.deloitte.com/about for en udførlig beskrivelse af den juridiske struktur i Deloitte Touche Tohmatsu Limited og dets medlemsfirmaer.

© 2011 Deloitte. Medlem af Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

# 1. Introduktion

Af regeringens *Energistrategi 2050 – fra kul, olie og gas til grøn energi* fremgår det, at Danmark i 2050 skal være uafhængig af fossile brændsler. For at nå dette mål er det forventningen, at vindkraft vil udgøre en væsentlig del af den fremtidige elproduktion. Det er i den sammenhæng regeringens ønske at sikre hensigtsmæssige rammebetingelser for udbygning med havmøller, der understøtter, at havmølleudbygningen i videst mulige omfang sker på markedsmæssige vilkår og til lavest mulige omkostninger for elforbrugerne.

Rammebetingelserne skal samtidig sammensættes på en sådan måde, at et tilstrækkeligt antal investorer finder udbuddene af havmøller interessante, således at konkurrencen om de udbudte koncessioner bliver effektiv, og således at udbygning med havmøller lever op til de politisk fastsatte mål for udbygningen.

På baggrund af ovenstående mål har Klima- og Energiministeriet igangsat *Analyse vedrørende fremme af konkurrence ved etablering af store havmølleparker i Danmark*.

## 1.1 Analysens formål

Formålet med analysen er at gennemføre en analyse af den danske udbudsmodel ud fra et finansielt og selskabsøkonomisk perspektiv og at komme med anbefalinger til, hvilke udbudsmodeller der vil være hensigtsmæssige at anvende ved kommende udbud af havmølleparker, så der sikres størst mulig konkurrence om de udbudte koncessioner.

Analysen er afgrænset til at omhandle store havmølleparker dvs. parker på 200 MW eller mere, idet disse parker som udgangspunkt altid udbydes. En række af analyserne og anbefalingerne vil dog også kunne anvendes i forbindelse med eventuelle udbud af mere kystnære havmølleparker.

## 1.2 Analysens tilrettelæggelse

Deloitte har gennemført analysen i perioden december 2010 til april 2011 med reference til en styregruppe med repræsentanter fra Klima- og Energiministeriet, Finansministeriet og Energistyrelsen. Der henvises til bilag A for en nærmere beskrivelse af den konkrete tilrettelæggelse af analysen.

Analysen vedrørende fremme af konkurrence ved etablering af store havmølleparker i Danmark omfatter tre delanalyser:

1. Analyse af rammevilkår og konkurrenceforhold, herunder:
    a. Vurdering af udbuddet af Anholt Havmøllepark
    b. Analyse af rammevilkår i relevante EU-lande
    c. Belyse konkurrenceforholdene på det internationale marked.
2. Business case for en havmøllepark ved Kriegers Flak

3. Forslag til udbudsmodeller.

Resultaterne af de tre delanalyser skal ses i sammenhæng og vil kunne anvendes som grundlag for tilrettelæggelsen af kommende udbud.

Delanalyserne bygger på omfattende desk research og interview med energiselskaber, finansielle investorer, myndigheder, Energinet.dk, brancheorganisationer og vindmølleproducenter. For flere af de interviewede er der gennemført opfølgende interview med henblik på en nærmere afklaring af specifikke emner. Endelig er der gennemført systematiske analyser af rammevilkårene for udbud af havmølleparker i en række udvalgte EU-lande, og Deloitte har deltaget i relevante konferencer med henblik på at opnå faglige input og kvalificerende dialog med interessenter. Landeanalyserne er baseret på omfattende studier af rammevilkårene i de enkelte lande gennemført i samarbejde med GL Garrad Hassan.

## 1.3 Rapportens opbygning og indhold

Den samlede afrapportering omfatter denne hovedrapport, en sammenfatning af hovedrapporten og to baggrundsrapporter. Indholdet af disse er:

- **Baggrundsrapport 1** indeholder en omfattende analyse af rammevilkårene for udbud af havmølleparker i udvalgte EU-lande, herunder Danmark, Storbritannien, Tyskland og Holland. Herudover er der casestudier for en række sekundære markeder. Rapporten er udarbejdet i samarbejde med GL Garrad Hassen og er på engelsk. En sammenfatning af de væsentligste konklusioner findes i kapitel 3 i hovedrapporten.

- **Baggrundsrapport 2** indeholder en omfattende analyse og vurdering af konkurrenceforholdenes betydning for de fremtidige kapitalomkostninger for havmølleparker og betydningen for udbuddet og efterspørgslen efter etablering af havmølleparker. Rapporten er udarbejdet i samarbejde med GL Garrad Hassan og er på engelsk. En sammenfatning af de væsentligste konklusioner findes i kapitel 4 i hovedrapporten.

Hovedrapporten er opbygget i følgende kapitler:

- **Kapitel 2. Vurdering af udbud af Anholt Havmøllepark** indeholder et overblik over fremgangsmåden ved de to tidligere udbudte havmølleparker, hvorefter de væsentligste udbudsbetingelser for udbuddet af Anholt Havmøllepark beskrives. Kapitlet afsluttes med en gennemgang af investorernes ønsker til fremtidige udbud.

- **Kapitel 3. Rammevilkår i udvalgte EU-lande for havvindenergi** indeholder analyser af rammevilkår og tendenser på havmølleområdet i henholdsvis Danmark, Storbritannien, Tyskland og Holland. På baggrund af landeanalyserne og casestudier for en række sekundære markeder giver kapitlet desuden overblik over væsentlige erfaringer med de udbudsmodeller, der anvendes i disse lande. Endelig indeholder kapitlet en komparativ analyse på tværs af Danmark og de udvalgte lande.

- **Kapitel 4. Konkurrenceforholdene på det internationale marked** indeholder en analyse og vurdering af konkurrenceforholdenes betydning for de fremtidige kapitalomkostninger for havmølleparker og betydningen for udbuddet og efterspørgslen efter etablering af havmølleparker.

- **Kapitel 5. Business case for havmøllepark ved Kriegers Flak** indeholder en business case, der tager udgangspunkt i de udarbejdede markedsanalyser og gennemførte interview med potentielle bydere.

- **Kapitel 6. Valg af udbudsmodeller** indeholder en beskrivelse af den metode, der er anvendt i forbindelse med udviklingen og valg af relevante udbudsmodeller, herunder formålet med udbudsmodellerne, designkriterier og analysen i forbindelse med den konkrete udvælgelse.

- **Kapitel 7. Analyse og vurdering af finansielle rammevilkår** indeholder en samfundsøkonomisk analyse af, hvilke afregningsformer der vil være mest hensigtsmæssige at anvende ved kommende udbud af havmølleparker.

- **Kapitel 8. Analyse og vurdering af udbudsmodeller og rammevilkår** indeholder en analyse og vurdering af de alternative udbudsmodeller, der ifølge Deloittes vurdering vil være velegnede i forbindelse med udbud af kommende havmølleparker. Kapitlet indeholder desuden en analyse af eksogene rammevilkår, en havmølleparks koncessionsstørrelse, det politiske plangrundlag, tidsrammer og graden af statslig involvering.

- **Kapitel 9. Sammenfattende vurdering** indeholder en vurdering af udbudsmodellernes egnethed til at understøtte den fremtidige udbygning af havmølleparker i Danmark.

# 2. Vurdering af udbud af Anholt Havmøllepark

Formålet med analysen af udbuddet af Anholt Havmøllepark er på baggrund af det konkrete udbud at indhente erfaringer og input til brug for udarbejdelse af forslag til fremtidige udbudsmodeller. I den forbindelse analyseres konkrete årsager til potentielle byderes adfærd, og der foretages en vurdering af, hvilken betydning udbudsbetingelserne ved Anholt-udbuddet havde for bydernes interesse. Slutteligt identificeres potentielle byderes ønsker til fremtidige udbud.

Afsnittet er struktureret i følgende underafsnit:

- Afsnit 2.1 beskriver Horns Rev II- og Rødsand II-udbuddene (de to udbud, der kom før Anholt Havmøllepark) for at skabe forståelse af, hvilken kontekst udbuddet af Anholt Havmøllepark skal ses i.
- Afsnit 2.2 beskriver, hvilke betingelser der var gældende ved Anholt-udbuddet, og hvordan udbuddet adskiller sig fra de tidligere udbud.
- Afsnit 2.3 beskriver på baggrund af gennemførte interview med bydere og potentielle investorer, hvilke årsager der ligger til grund for den manglende interesse for at byde på Anholt Havmøllepark. I analysen indgår vurdering af både tekniske, juridiske, finansielle og processuelle forholds betydning for bydernes interesse for at afgive endeligt tilbud.
- Afsnit 2.4 beskriver i forlængelse af ovenstående, hvilke ønsker til rammevilkår og udbudsmodel investorerne har.

## 2.1 Tidligere udbudte danske havmølleprojekter

Proceduren for etablering af havmøller i Danmark er blevet udviklet i takt med de erfaringer, der er opnået fra de tidligere danske havmølleprojekter.

Nedenfor vil der efter en kort redegørelse af historikken bag udbygningen af havmølleparker i Danmark blive redegjort for processen bag de to tidligere udbud af danske havmølleparkprojekter, der går forud for Anholt Havmøllepark: Horns Rev II og Rødsand II.

### 2.1.1 Kort historik

Danmarks relativt lange kystlinje og de høje energipolitiske ambitioner for udbygning med vindkraft gjorde det i starten af 1990'erne interessant at undersøge muligheden for at placere vindmøller på havet. De første pilotprojekter blev gennemført i 1990'erne og viste, at driftsøkonomien var bedre end forventet, og at de miljømæssige påvirkninger var mindre end frygtet. På den baggrund gik myndighederne og elselskaberne sammen om at analysere mulighederne for en storstilet udbygning med havmøller.

Udbygningen med havmøller blev konkretiseret i *Havmøllehandlingsplan for de danske farvande* fra 1997 udarbejdet af elselskaberne og Energistyrelsen. På baggrund af anbefalinger fra denne handlingsplan og den tidligere regerings energihandlingsplan gav den daværende miljø- og ener-

giminister i 1998 de danske elværker et pålæg om inden 2008 at etablere fem demonstrationsanlæg i storskala svarende til 750 MW vindkraft på havet.

I 2001 godkendte Energistyrelsen Elsams og Eltras ansøgning om at etablere en havmøllepark ved Horns Rev i Vesterhavet. Samme år blev Energi E2's ansøgning om at etablere en havmøllepark ved Rødsand/Nysted godkendt. De to havmølleparker blev etableret i henholdsvis 2002 og 2003.

De sidste tre af de fem administrative pålæg om udbygning med havmøller blev ophævet i 2002. Med den nye regerings tiltræden i 2001 og i forlængelse af liberaliseringen af elsektoren og opsplitningen af de gamle elselskaber i separate produktions- og transmissionsenheder blev det prioriteret, at etablering af havmøller var baseret på markedsorienterede vilkår gennem udbud.

De første udbud af havmølleparker i Danmark fandt sted i 2004. I dette år indgik et bredt politisk flertal i Folketinget en energipolitisk aftale, der blandt andet sikrede grundlaget for etablering af to havmølleparker på hver 200 MW. I sommeren og efteråret 2004 udbød Energistyrelsen således to havmølleparker: Horns Rev II og Rødsand II.

### 2.1.2 Horns Rev II

Den 2. juli 2004 offentliggjorde Energistyrelsen udbudsbekendtgørelsen vedrørende en havmøllepark ved Horns Rev. Udbuddet blev gennemført som et EU-udbud med forhandlinger i to runder. I det følgende beskrives processen kort.

Som led i udbuddet inviterede Energistyrelsen interesserede ansøgere til at anmode om at blive prækvalificeret. På baggrund af en vurdering af ansøgernes finansielle, juridiske og tekniske forhold opfordredes herefter et antal prækvalificerede ansøgere til at afgive tilbud på grundlag af Energistyrelsens udbudsbetingelser. Udbudsbetingelserne blev sendt til de prækvalificerede ansøgere i oktober 2004, og herefter fulgte et orienteringsmøde, hvor ansøgerne fik lejlighed til at stille spørgsmål, der efterfølgende blev besvaret skriftligt. I januar 2005 blev ansøgernes første tilbud afleveret, og herefter afholdtes første forhandlingsmøde på baggrund af forhandlingstemaer udvalgt af Energistyrelsen. Efterfølgende gennemførtes opfølgningsmøder, hvor tilbudsgiverne fik mulighed for at drøfte og afprøve ideer og løsningsforslag, og i juni 2005 blev de endelige tilbud afleveret. Med en målsætning om nettilslutning med udgangen af 2008 fik koncessionshaveren derfor en tidsramme på fire år fra offentliggørelse af udbudsmaterialet til nettilslutning skulle være etableret.

Yderligere væsentlige udbudsbetingelser omfattede, at Eltra (det nuværende Energinet.dk), i modsætning til hvad der var tilfældet ved senere udbud, ikke var erstatningspligtig ved eventuelle fejl og udetider på ilandføringsanlægget. Desuden skulle tilbudsgiverne vedstå deres tilbud i seks måneder fra afgivelse. Vinderen af udbuddet fik retten til at foretage forundersøgelser, etablere et elproduktionsanlæg og udnytte vindenergien på havet. Vinderen skulle i øvrigt gennem den planlægningsproces, der gælder for alle havmølleprojekter, herunder udfærdigelse af en vurdering af virkningerne på miljøet (VVM).

Tildeling af koncessionen skete på grundlag af tre kriterier i prioriteret rækkefølge: (1) størrelsen af prisen per kWh, der udbetales i 50.000 fuldlasttimer, (2) projektets placering og fysiske udformning og (3) tidsplan for projektets gennemførelse.

Energistyrelsen modtog ansøgninger om prækvalifikation fra:

- Energi E2 A/S (senere DONG Energy)

- Elsam Kraft A/S
- DONG Vind A/S
- Konsortiet Horns Rev II, der var en sammenslutning af syv projektudviklere og investeringsselskaber.

I juli 2005 kunne Energistyrelsen udpege Energi E2 (nu DONG Energy) som vinder af Horns Rev II-udbuddet. DONG Vind A/S afgav som den eneste virksomhed ikke et endeligt tilbud. Energi E2 afgav det tilbud, der havde den laveste afregningspris. Prisen var sat til 51,8 øre/kWh for 50.000 fuldlasttimer, hvilket svarer til cirka 12 års elproduktion. Horns Rev II blev indviet i september 2009.

### 2.1.3 Rødsand II

Den 15. november 2004 offentliggjorde Energistyrelsen en udbudsbekendtgørelse for en havmøllekoncession ved Rødsand.

Udbudsbetingelserne var de samme som dem, man havde anvendt i forhold til udbuddet af Horns Rev II, dog med enkelte justeringer og præciseringer i forhold til de punkter, Horns Rev II-ansøgerne i forhandlingsprocessen fik afklaret.

Fire ansøgere søgte om prækvalifikation:

- Et konsortium bestående af to hollandske selskaber: Ballast Nedam Infra B.V. og Evelop BV
- Elsam Kraft A/S
- Rødsand II A/S (det samme selskab, der stod bag Horns Rev II A/S (oprindeligt Konsortiet Horns Rev II))
- Et konsortium bestående af DONG Vind A/S, Sydkraft AB (nuværende E.ON Sverige AB) og Energi E2 A/S.

Sidstnævnte konsortium blev i 2006 udpeget som vinder af udbuddet, da det tilbød den laveste afregningspris. Prisen var 49,9 øre/kWh for 50.000 fuldlasttimer, svarende til cirka 14 års elproduktion. Efterfølgende meddelte DONG Energy (DONG) og sidenhen E.ON Sverige AB (E.ON) i december 2007, at de på grund af stærkt forhøjede materialepriser alligevel ikke ønskede at forpligte sig til at etablere på de daværende betingelser.

Rødsand II blev hurtigt genudbudt. Betingelserne for genudbud af havmøllekoncessionen ved Rødsand blev således offentliggjort i februar 2008. Til forskel fra det første udbud havde genudbuddet ingen forhandlingsrunder. Med en målsætning om nettilslutning 30. september 2011 fik koncessionshaveren dermed en tidsramme på 3½ år fra offentliggørelse af udbudsmaterialet til nettilslutning.

Som det var tilfældet ved udbuddet af Horns Rev II, skulle tilbudsgiverne vedstå deres tilbud i seks måneder fra afgivelse, men i modsætning til udbuddet af Horns Rev II og det første udbud af Rødsand II blev der tilføjet en bod ved eventuel afståelse af koncessionen. Tilbudsgiverne skulle stille

en bankgaranti på 435 mio. kr., som ville komme til udbetaling, hvis koncessionshaveren misligholdt aftalen om etablering og nettilslutning. Energinet.dk blev desuden pålagt et erstatningsansvar for koncessionshaverens tab på op til 200 mio. kr., hvis Energinet.dk ikke opfyldte betingelserne for mulighed for optræk og spændingssætning.

Koncessionshaveren skulle ikke udarbejde en VVM-redegørelse (vurdering af virkning på miljøet), da Energistyrelsen vurderede, at den VVM-redegørelse, som DONG udarbejdede i forbindelse med det tidligere udbud af Rødsand II, også var dækkende for det genudbudte projekt.

Tildeling af koncessionen skete på grundlag af ét kriterium: Størrelsen på prisen i øre/kWh, der blev udbetalt for 10 TWh (svarende til 200 MW i 50.000 fuldlasttimer). Tidsplan og krav til den fysiske udformning lå fast.

Ved den nye udbudsrunde vandt E.ON foran DONG koncessionen med et bud på den laveste afregningspris på 62,9 øre/kWh. Rødsand II blev indviet i oktober 2010.

## 2.2 Grundlæggende forhold omkring udbuddet af Anholt Havmøllepark

I februar 2008 blev det besluttet, at der skulle udbydes 400 MW, men grundet politiske forhandlinger om placeringen af de 400 MW blev udbudsbekendtgørelsen for Anholt Havmøllepark først offentliggjort den 30. april 2009. DONG vandt som eneste byder koncessionen den 22. juni 2010.

Havmølleparken skal være færdigetableret inden udgangen af 2013, og nettilslutning af den første mølle skal være gennemført inden udgangen af 2012. Der har således været en samlet tidsramme på lidt over 4½ år, fra udbuddet blev bekendtgjort, til havmølleparken skal stå færdig. Konkret har DONG efter tildelingen i juni 2010 haft cirka 2½ år til at få den første mølle nettilsluttet og cirka 3½ år til at få parken færdigetableret, jf. ovennævnte tidsrammer.

Koncessionen giver tilladelse til at bygge en havmøllepark på maksimalt 400 MW og minimum 390 MW. Havmølleparken bliver således næsten dobbelt så stor som Horns Rev II og Rødsand II og dermed Danmarks største havmøllepark til dato.

Afsnittene nedenfor beskriver, i hvilken politisk kontekst udbuddet af vindmølleparken skal ses, og hvilke udbudsbetingelser der var gældende.

### 2.2.1 Politisk kontekst

Etableringen af Anholt Havmøllepark er en del af den energipolitiske aftale fra februar 2008, der har til formål at nedbringe Danmarks afhængighed af fossile brændsler, herunder kul, olie og gas.

Det fremgår blandt andet af aftalen, at der skal udbydes to havmølleparker på hver 200 MW (eller én park på 400 MW) til idriftsættelse i 2012. Det fremgår endvidere af aftalen, at andelen af vedvarende energi (VE-andelen) af bruttoenergiforbruget skal være på mindst 20 procent i 2011. Efterfølgende er der endvidere fastlagt en målsætning i relation til EU's klima- og energipakke om, at Danmarks VE-andel af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 skal udgøre mindst 30 procent.

En udbygning med havmøllekapaciteten på 400 MW vil indebære en stigning i VE-andelen på cirka ét procentpoint, således at Danmarks VE-andel af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 udgør 28,3 procent[1]. Herudover vil udbygningen reducere Danmarks $CO_2$-emission op imod 1 mio. ton/år[2].

Undersøgelser i forbindelse med fremtidens havmølleplaceringer pegede på, at en havmøllepark i størrelsesordnen 400 MW ved Djursland ville være den bedste placering.[3]

På baggrund af ovenstående blev udbudsbekendtgørelsen for Anholt Havmøllepark offentliggjort i april 2009. Kravene til byderne var i forhold til tidligere udbud blevet skærpet i genudbuddet af Rødsand II, og de skærpede krav blev også anvendt i udbuddet af Anholt Havmøllepark, jf. afsnittet nedenfor om udbudsbetingelserne. De skærpede krav skyldes i særdeleshed, at DONG og E.ON valgte at forlade etableringsprocessen i det oprindelige udbud af Rødsand II, hvorefter havmølleparken blev genudbudt med skærpede krav om bydernes vedståelse af tilbuddet og uden forhandlinger i udbudsprocessen.

Givet den pressede tidsplan for etablering af Anholt Havmøllepark, ifølge hvilken nettilslutning af den første mølle skulle realiseres allerede 1½ år efter tildelingen af koncessionen, var der et stærkt ønske om at fastholde vinderen af koncessionen og forpligte denne i forhold til overholdelse af tidsplanen. Som konsekvens heraf blev det besluttet at udbyde Anholt Havmøllepark med de skærpede udbudsbetingelser, som blev anvendt i forbindelse med genudbuddet af Rødsand II. Herudover blev der blandt andet tilføjet en forsinkelsesbod på 400 mio. kr., hvis alle møller ikke er nettilsluttet inden udgangen af 2013.

### 2.2.2 Udbudsbetingelser

Grundlaget for udbuddet af Anholt Havmøllepark adskiller sig på flere måder fra de to andre udbudte havmølleparker. For det første er udbuddet gennemført efter reglerne om almindeligt offentligt udbud, og for det andet er særligt bodskravene væsentligt skærpede i forhold til tidligere.

Herudover blev det af Klima- og Energiministeriet besluttet, at VVM-redegørelsen og dele af de geotekniske og fysiske undersøgelser skulle foreligge, før tilbudsgiverne afgav deres tilbud. Det var forventningen, at disse undersøgelser ville reducere tilbudsgivernes risici (og dermed prisen på deres bud) og imødekomme en relativt stram tidsplan. Ved gennemførelse af udbuddene af Horns Rev II og Rødsand II skulle disse undersøgelser foretages af koncessionsvinderen.

#### Offentligt udbud

Ved offentligt udbud er det ikke lovligt at forhandle med tilbudsgiverne hverken før, under eller efter udbuddet. Denne udbudsform blev valgt, idet alle centrale kriterier for havmølleparken var politisk fastsat, herunder at parken skulle være idriftsat inden udgangen af 2012, ligesom anlægs- og driftsvilkår primært udsprang af lovfæstede krav.

---

[1] Energistyrelsen. Danmarks Energifremskrivning, april 2010.

[2] Energistyrelsen. National allokeringsplan for Danmark i perioden 2008-2012, 6. marts 2007. Det fremgår af denne rapport, at udbygningen af Horns Rev II og Rødsand II vil reducere drivhusgasudledningen med 1 mio. ton per år. Udbygningen af Anholt Havmøllepark antages således at reducere drivhusgasudledningen med omtrent samme omfang.

[3] Energistyrelsen. Fremtidens havmølleplaceringer – 2025, april 2007.

Den stramme tidsplan betød endvidere, at der ikke var tid til at gennemføre prækvalifikation og forhandlinger med interesserede bydere, hvorfor udbud efter forhandling, der havde været anvendt i forbindelse med de oprindelige udbud af Horns Rev II og Rødsand II, blev fravalgt til fordel for offentligt udbud.

Afsnittene nedenfor beskriver de væsentligste udbudsbetingelser og krav.

### Tildelingskriterium

Koncessionen blev tildelt på baggrund af ét kriterium: afgivelse af den laveste pris opgjort på følgende måde:

*Størrelsen på prisen i kWh, der udbetales for 20 TWh (svarende til 400 MW i 50.000 fuldlasttimer).*

Det fremgår endvidere af udbudsmaterialet, at den tilbudte pris er konstant i løbende priser, og at den ikke vil blive indekseret. Afregningen til tilbudsvinderen vil således for de første 20 TW udgøre samme nominelle beløb, der målt i forhold til realprisniveauet vil medføre en lavere afregning over tid.

### Tidsrammer og byggemodning

Som anført indledningsvist stiller den energipolitiske aftale fra februar 2008 krav om, at der senest ved udgangen af 2012 skal være anlagt og idriftsat en havmøllepark i størrelsesordnen 400 MW. I udbudsmaterialet er tidspunktet for idriftsættelse, som ved tidligere udbud, dog defineret som det tidspunkt, hvor den første kWh fra en af møllerne leveres til det kollektive net.

For at imødekomme den stramme tidsplan blev det af Klima- og Energiministeriet endvidere vurderet hensigtsmæssigt at udskille byggemodningen fra udbudsprocessen. Forundersøgelserne, herunder VVM-redegørelse og dele af de geotekniske og fysiske undersøgelser, blev således foretaget sideløbende med bydernes udarbejdelse af tilbud og blev løbende offentliggjort på Energinet.dk's hjemmeside.

Figuren nedenfor skitserer de væsentligste tidsfrister for tilbudsgiverne. Det fremgår, at koncessionsvinderen har cirka 2½ år til at detailplanlægge, anlægge vindmølleparken og nettilslutte den første mølle.

**Figur 2.1. Tidsfrister for tilbudsgiver ved udbud af Anholt Havmøllepark**

## Afregning

For at tilskynde elproducenter til at begrænse produktionen i perioder med overproduktion indførte den nordiske elbørs, Nord Pool Spot, i 2009 begrebet negative elpriser. I forhold til de tidligere gennemførte udbud er afregningen af Anholt Havmøllepark derfor fastsat en smule anderledes.

Koncessionsejeren vil ikke modtage pristillæg (tilskud) for produktion i timer, hvor spotprisen ikke er positiv. Af udbudsmaterialet fremgår det, at det forventeligt højst vil dreje sig om 300 timer årligt.

## Krav til fysisk udformning af vindmølleparken

Den fysiske placering af Anholt Havmøllepark fremgår af udbudsmaterialet og af VVM-redegørelsen, der er udarbejdet af Energinet.dk. Heraf fremgår det desuden, at møllerne skal placeres inden for et område på 144 $km^2$ og højst bør strække sig over 88 $km^2$. Det fremgår endvidere, at vindmøllerne skal fremstå som homogene strukturer, hvormed det menes, at konstruktionens visuelle indtryk set fra land fremstår homogent. Der stilles ikke krav om bestemte opstillingsmønstre.

## Vedståelsesbod

Som ved genudbuddet af Rødsand II indeholder udbudsbetingelserne for Anholt Havmøllepark en vedståelsesbod. Denne type bod skal modvirke, at vinderen af koncessionen ikke på et senere tidspunkt beslutter, at denne ikke ønsker at etablere vindmølleparken.

Ved opsigelse af kontrakten inden for de første fem måneder udgør vedståelsesboden 100 mio. kr. Herefter stiger boden til 200 mio. kr., og efter et år beløber boden sig til 400 mio. kr.

## Afslutningsbod

Den første mølle skal være tilsluttet elforsyningsnettet inden udgangen af 2012, og hele vindmølleparken skal være nettilsluttet inden udgangen af 2013.

Såfremt ovenstående to betingelser ikke overholdes, vil det have følgende konsekvenser:

- Hvis den første mølle nettilsluttes senere end 31. december 2012, trækkes 1 øre fra den kWh-pris, der udbetales for de første 20 TWh.

- Hvis den første mølle nettilsluttes senere end 1. maj 2013, trækkes endnu en øre fra den kWh-pris, der udbetales for de første 20 TWh, det vil sige 2 øre i alt.
- Hvis den første mølle nettilsluttes senere end 1. september 2013, trækkes endnu 1 øre fra den kWh-pris, der udbetales for de første 20 TWh, det vil sige 3 øre i alt.

Såfremt alle møller ikke er nettilsluttet senest 31. december 2013, vil koncessionshaver endvidere blive pålagt en bod på 400 mio. kr.

### Bindinger på nummer to i udbudsrunden

Såfremt vinderen af koncessionen, på trods af vedståelsesboden, inden for seks måneder fravælger at etablere vindmølleparken, stiller udbudsmaterialet krav om, at det selskab eller konsortium, der bliver nummer to i udbudsrunden, i stedet skal opføre parken.

Udbudsbetingelserne indeholder således store krav til det selskab eller konsortium, der bliver nummer to, idet bestemmelsen indebærer, at byderen er nødt til at reservere skibe, havmøller og finansiering m.v., som man i sidste ende måske ikke får brug for. At blive nummer to kan således blive bekosteligt.

### Andre centrale krav

I forbindelse med afgivelse af tilbuddet skulle tilbudsgiver afgive dokumentation for økonomisk, finansiel og teknisk kapacitet til at etablere elproduktionsanlægget.

Senest syv dage efter indgåelse af koncessionsaftalen skulle tilbudsgivers pengeinstitut desuden stille en bankgaranti på 100 mio. kr. Garantistillelsen steg efter fem måneder til 200 mio. kr., og efter et år vil den stige til 400 mio. kr. Energistyrelsen kan kræve garantien udbetalt, såfremt koncessionshaveren misligholder aftalen om etablering og nettilslutning.

## 2.3 Årsagerne til investorernes beslutning om ikke at byde på Anholt Havmøllepark

Nedenstående fokuserer på årsagerne til den begrænsede interesse for at byde på Anholt Havmøllepark.

Baseret på interview med 13 potentielle investorer, hvoraf 10 er energiselskaber og tre er finansielle investorer, redegøres for de potentielle investorers beslutning om ikke at byde på Anhold Havmøllepark. Ydermere er der gennemført interview med en række nøgleinteressenter (de berørte ministerier, Energinet.dk, brancheorganisationer og vindmølleproducenter), hvor der er blevet spurgt ind til årsagerne.

Redegørelsen er inddelt i to hovedafsnit: (1) betydningen af generelle markedsforhold og (2) betydningen af de vigtigste udbudsbetingelser.

Kapitlet indledes med en sammenfatning af de væsentligste årsager til den manglende interesse for Anholt-udbuddet.

### 2.3.1 Sammenfatning af de væsentligste årsager til den manglende interesse for Anholt-udbuddet

Markedet for havmølleparker har udviklet sig markant siden udbuddene af Horns Rev II og Rødsand II. I international sammenhæng blev de to udbud set som strategiske pionerinvesteringer på havmølleområdet, og der var derfor risikovillighed til at opføre til en pris markant under, hvad der bygges til i andre lande[4]. Siden har investorerne fået større erfaring med havmølleparker (og de økonomiske risici, der knytter sig til disse), og der er i dag mange muligheder for udbygning med havmølleparker på en række nordvesteuropæiske markeder. Projektudviklere af havmølleparker foretager i dag samtidige vurderinger af flere muligheder for havmølleinvesteringer og afvejer nøje priser og vilkår for i sidste ende at opnå en optimal investeringsportefølje.

Timingen i forhold til Anholt-udbuddet har ikke været fordelagtig set i forhold til den generelle markedsudvikling. Potentielle investorer har således angivet følgende markedsforhold som væsentlige medvirkende årsager til deres manglende interesse for Anholt-udbuddet:

- Alternative markeder: Investorerne så store muligheder på alternative markeder, specielt på det britiske marked, hvor regeringens massive udbygningsplaner for havmølleparker understøttet af attraktive finansielle støtteordninger tiltrak meget opmærksomhed.

- Kapitalknaphed: På tidspunktet for Anholt-udbuddet var der kapitalknaphed på grund af finanskrisen, og priserne i værdikæden var høje på grund af manglende kapacitet i leverandørkæden.

- Manglende synergi: Investorerne anser Danmark som et marked med et meget begrænset antal havmølleprojekter, hvorfor det er vanskeligt for byderne at værdioptimere i forhold til deres øvrige portefølje.

- Svært at entrere det danske marked: På grund af DONGs stærke kendskab til og position på det danske marked har flere potentielle investorer den overbevisning, at det er svært for udenlandske selskaber at komme ind og vinde koncessioner på det danske marked.

Som det vil blive redegjort for i afsnit 2.4.3, har flere af udbudsbetingelserne også haft indflydelse på potentielle investorers beslutning om ikke at byde, herunder:

- Tidsrammen: En meget kort tidsramme gjorde, at flere af investorerne ikke kunne passe projektet ind i deres portefølje.

- Ufleksibel udbudsproces: Investorerne har generelt efterspurgt mere dialog, end reglerne for almindeligt offentligt udbud tillader.

- Omfattende bodsbestemmelser: Bodsbestemmelserne har tilføjet Anholt Havmøllepark en øget risiko for potentielle investorer og gjort Anholt Havmøllepark til en mindre attraktiv investering.

[4] Energistyrelsen, notat: Bud på bygning af Anholt Havmøllepark – konsekvenser og alternativer, 2010.

Der har dog også været forhold omkring udbuddet, der har haft positiv indflydelse på potentielle byderes vurdering af udbuddet:

- Afregningsformen: Investorerne anser det som en stor fordel, at afregningsformen baseres på en fast høj pris på den leverede el i mange år frem.
- Garanteret nettilslutning: Det forhold, at nettilslutning udføres, betales og garanteres af staten, er med til at nedsætte risikoen for investorerne.
- One stop shop: Ifølge investorerne forløber processen med Energistyrelsen som one stop shop for tilladelser til havmøller effektivt og ubureaukratisk.

Disse mange faktorer er i interview blevet nævnt som værende blandt de faktorer, der har indgået i de konkrete beslutningsprocesser i forhold til Anholt-udbuddet. Ud over disse konkrete forhold har der også i bydernes vurdering indgået en række øvrige forhold af mere generel karakter, for eksempel om de overordnede politiske forhold er fordelagtige for mulige fremtidige investeringer og den umiddelbare konkurrencesituation byderne imellem.

For i sidste ende at beslutte at byde skal hver enkelt byder vurdere, at de har en vis fordel frem for potentielle konkurrenter, og at der ikke i den konkrete udbudsrunde er nogen klar favorit.

### 2.3.2 Betydningen af generelle markedsforhold

Ved udbuddene af Horns Rev II og Rødsand II var Danmark endnu forholdsvis alene på markedet for havmølleparker. Under disse udbud høstede Danmark fordele af, at nogle selskaber havde et strategisk ønske om at komme ind på havmølleområdet. Markedsforholdene er i dag helt anderledes.

I det følgende redegøres for de markedsforhold, som de potentielle investorer har fremhævet som særligt afgørende for deres beslutning om ikke at byde på Anholt Havmøllepark.

#### Investeringsmuligheder på alternative markeder

Internationale energiselskaber og finansielle investorer har i dag mange muligheder for at investere i havmølleprojekter. Specielt Storbritanniens massive havmølleudbygning og satsning på vindkraft har gjort, at investorerne i større grad har søgt mod det britiske marked. Tyskland er et andet marked, der med ambitiøse udbygningsplaner også har fået stor opmærksomhed fra investorerne. De store udbygningsplaner i Storbritannien og Tyskland gør, at der i disse lande er bedre muligheder for opbygning og værdioptimering af porteføljer af havmøller, og alle investorerne giver udtryk for, at dette er med til at gøre disse to markeder meget attraktive.

Storbritannien og Tyskland er også attraktive markeder i forhold til rentabilitet. Investorerne har generelt givet udtryk for, at det britiske ROC-system indebærer den højeste støtte, mens den tyske feed-in tariff også indeholder et meget højt støtteniveau, jf. kapitel 3.

Det danske marked er derfor som udgangspunkt af sekundær interesse for samtlige relevante energiselskaber (inkl. DONG) set i forhold til det britiske eller tyske marked.

### Manglende udbygningsplaner i Danmark

Sammenlignet med Tyskland og England er det danske marked et meget lille marked. De potentielle investorer ser da også Danmark som et meget begrænset marked, hvilket (på baggrund af manglende synergi) gør Danmark mindre attraktivt end for eksempel Storbritannien og Tyskland.

Da rapporten *Fremtidens havmølleplaceringer – 2025* blev offentliggjort i april 2007, var den almene forventning blandt de potentielle investorer, at Anholt Havmøllepark ville blive udbudt kort tid efter, men det skete først efter to år. Dette skabte usikkerhed blandt investorerne om de fremadrettede planer for den danske udbygning med havmøller.

Det er meget vigtigt for investorerne, at de potentielt kan se en mulighed for at høste fremtidig synergi af deres investering. Mange af de potentielle investorer fremhæver således de manglende danske udbygningsplaner som en faktor, der mindskede interessen for Anholt Havmøllepark. Potentielle investorer i dette marked fastlægger typisk deres portefølje 10 år frem i tiden og giver derfor udtryk for, at de har svært ved at indpasse enkeltstående danske projekter, der udbydes med meget kort varsel, som det var tilfældet med Anholt Havmøllepark.

Investorerne har dog forståelse for, at størrelsen af det danske marked for udbygning med havvindenergi vil være begrænset af det mindre behov for elproduktion, der kendetegner et lille land, og at der derfor er grænser for, hvor ambitiøse udbygningsplanerne kan være.

### Opfattelsen af tilgængeligheden af det danske marked

DONG vandt udbuddene af Horns Rev II og Anholt Havmøllepark og har en stærk base i Danmark med omfattende intern ekspertise i kraft af for eksempel en stor ingeniørafdeling samt forståelse af og indsigt i danske lokale forhold. DONGs stærke position gør, at der blandt potentielle investorer er en overbevisning om, at det er meget svært at vinde et dansk udbud.

Alle potentielle investorer ud over DONG og E.ON giver således i interview udtryk for den opfattelse, at det opleves som vanskeligt at komme ind på det danske marked, hvilket de baserer på følgende observationer og overvejelser:

- DONG har stået som vinderen af det oprindelige udbud af samtlige tre havmølleparker, der har været udbudt i Danmark (E.ON har først vundet genudbuddet af Rødsand II, efter DONG sprang fra i først omgang, og Vattenfall er kun på markedet, fordi de købte Elsams andel af Horns Rev I).

- DONG og E.ON har et meget stærkt samarbejde, blandt andet i relation til Rødsand I og store projekter i England som for eksempel London Array, og udgør derfor en potentiel alliance, som det opfattes som vanskeligt at konkurrere mod.

- DONG er delvis statsejet, hvilket er medvirkende til at skabe tvivl blandt de konkurrerende selskaber om den reelle uafhængighed.

- Betingelserne i Anholt-udbuddet, herunder især tidsrammerne, var ifølge flere af de potentielle investorer så krævende, at kun DONG havde en reel mulighed for at leve op til dem.

- De danske myndigheder har ifølge investorerne ikke gjort meget for at markedsføre de danske udbud, herunder kommunikere eller gennemføre dialogrunder med potentielle investo-

rer, der endnu ikke er etableret på det danske marked. Det forhold, at kommunikationen i forbindelse med udbudsaktiviteterne begrænser sig til en offentliggørelse i de officielle stats- og EU-publikationer, opfattes som et signal om, at der ikke er den store interesse for udefrakommende investorer.

#### Forventninger til prisrealisering på basis af tidligere udbud

Danmark har i udbuddene for Horns Rev II og Rødsand II opnået priser på de første parker, der ligger markant under, hvad der bygges parker til i andre lande. Flere potentielle investorer giver således udtryk for, at de på baggrund af tidligere udbud har set det danske marked som mindre profitabelt end andre markeder.

Der er blandt potentielle investorer en overbevisning om, at den højere pris på Anholt-udbuddet giver et attraktivt afkast. Der er derfor grund til at tro, at Anholt-prisen har overbevist flere investorer om, at investering i danske havmølleparker kan være profitabelt.

#### Kapitalknaphed

Klima- og Energiministeriet sendte Anholt Havmøllepark i udbud den 30. april 2009. På det tidspunkt var tilgængeligheden af kapital mere begrænset end ellers på grund af finanskrisen. Potentielle investorer har givet udtryk for, at denne kapitalknaphed har haft betydning for deres beslutning om ikke at byde på Anholt Havmøllepark, men samtidig giver de også udtryk for, at det ville have været muligt at skaffe den nødvendige kapital, hvis Anholt Havmøllepark repræsenterede en tilstrækkelig attraktiv investering.

#### Manglende kapacitet og høje omkostninger i leverandørkæden

Udbuddet af Anholt Havmøllepark faldt sammen med en markant udvidelse af det samlede marked for havmølleparker. Den britiske regering i form af Crown Estate inviterede i juni 2008 til bud på den britiske havmølleudbygning, Runde III, der udvider det britiske marked markant med yderligere 32 GW. I januar 2010 offentliggjorde man vinderne af de ni zoner under Runde III. Investorer i den britiske Runde III har været nødsaget til at sikre sig, at de har de fornødne ressourcer i værdikæden på plads i forhold til deres vundne projekter. Det har skabt efterspørgsel efter alle dele af en havmølleparks værdikæde. Det har også medført, at omkostningerne i leverandørkæden generelt har været høje, hvilket igen har bidraget til, at der var manglende interesse for udbuddet af Anholt Havmøllepark.

### 2.3.3 Betydningen af de vigtigste udbudsbetingelser

Følgende afsnit redegør for potentielle investorers vurdering af udbudsbetingelsernes betydning for deres beslutning om ikke at byde på Anholt Havmøllepark. Udbudsbetingelserne omfatter herunder: (1) udbudsprocedure og tidsrammer, (2) bodsbestemmelser, (3) forundersøgelsesgrundlaget, (4) afregningsformen og (5) øvrige bestemmelser med betydning for risikofordelingen.

#### Udbudsprocedure og tidsrammer

De potentielle investorer har generelt givet udtryk for, at den danske afregningsform grundlæggende er god og enkel at forstå. Investorerne giver dog også udtryk for en mindre grad af tilfredshed med udbudsproceduren og tidsrammen.

Ved udbuddet af Anholt Havmøllepark var det ikke lovligt at forhandle med tilbudsgiverne hverken før, under eller efter udbuddet. Flere potentielle investorer har i den forbindelse efterspurgt en øget fleksibilitet i udbudsproceduren.

Udbudsproceduren sammen med en meget kort tidsramme for etablering af Anholt Havmøllepark har gjort, at flere investorer har været i tvivl om, hvorvidt de kunne realisere projektet. Fra udbuddet blev offentliggjort, til havmølleparken skal stå færdig, er der en tidsramme på 3½ år. Flere investorer har givet udtryk for, at en havmøllepark med Anholts størrelse og bundforhold m.v. efter deres vurdering ville tage omkring fem år at etablere.

Den korte tidsramme udgjorde på flere måder et væsentligt problem for investorerne. For det første var investorer, der ikke i forvejen var etableret på det danske marked, i tvivl om, hvorvidt de kunne nå at anskaffe de fornødne komponenter, for eksempel havmøller. For det andet har investorerne typisk en pipeline med en horisont på 10 år, hvorfor det er svært at indplacere et meget krævende projekt med så kort tidsfrist som Anholt Havmøllepark i den øvrige pipeline.

### Bodsbestemmelser

Bodsbestemmelser har en højere budpris som konsekvens, da de repræsenterer en øget risiko for potentielle investorer. Bodsbestemmelserne i forbindelse med Anholt-udbuddet har bidraget til, at Anholt-udbuddet har været uattraktivt for en lang række bydere. Boden på 400 mio. kr., hvis parken ikke er færdigbygget ved udgangen af 2013, har investorerne taget meget alvorligt. Ikke kun på grund af beløbets størrelse, men også fordi boden udgør en potentiel risiko i forhold til et tab af image.

Investorerne har generelt givet udryk for, at det er overflødigt og unødigt belastende med en stor bod for forsinkelse, da man som projektudvikler har en meget stærk økonomisk interesse i at få parken etableret så hurtigt som muligt. Det skyldes, at der ikke modtages afregning for strømmen (og dermed ikke nogen indtægter), før parken er i drift. Alene det forhold, at prisen ikke er indeksreguleret, betyder, at koncessionshaveren tilskyndes til at etablere parken så hurtigt som muligt.

### Forundersøgelsesgrundlaget

Potentielle investorer har i interview udtrykt tilfredshed med, at VVM-redegørelsen blev foretaget af staten, idet det nedsætter risikoen for investorerne. Problemet har dog ifølge flere investorer været, at undersøgelserne af de konstruktions- og driftsmæssige betingelser, der indgik i VVM-redegørelsen, ikke var omfattende nok, og at denne del af undersøgelsen først blev færdig flere måneder efter udbuddets offentliggørelse. Således ønsker flere investorer, at de geotekniske undersøgelser bliver bedre, og at bølge- og vindmåling får højere prioritet og indgår i det undersøgelsesgrundlag, der bliver lagt frem i forbindelse med eventuelle udbud i fremtiden.

### Afregningsformen

Investorerne udtrykker generelt stor tilfredshed med det faste danske tilskud for en foruddefineret mængde af strøm (der dækker mange års produktion), som vinderen af store havmøllekoncessioner opnår. Afregningsformen giver koncessionshaveren en sikker og stabil afregning, hvilket betyder færre risici.

Enkelte potentielle investorer har dog givet udtryk for, at de var usikre på afregningsprisen. På trods af, at den danske model tilbyder en helt fast afregning over en lang tidsperiode, har enkelte

investorer tvivlet på, at afregningsprisen ville blive høj nok, jf. erfaringerne med Horns Rev II og Rødsand II, hvor de to vindende bud efter investorernes vurdering lå på et urentabelt niveau. Dette er således mere en kritik af usikkerheden omkring udbuddets udfald med hensyn til prisen end af afregningsformen som sådan.

**Øvrige bestemmelser med betydning for risikofordelingen**

Alle potentielle investorer har givet udtryk for, at særligt kravet om, at tilbudsgiveren skal vedstå sit tilbud efter seks måneder, har haft betydning for risikofordelingen. Kravet har reelt betydet, at eventuelle investorer – efter deres beregninger – måtte binde 10 mia. kr. i seks måneder, selvom de altså ikke kunne vide sig sikre på at vinde udbuddet i sidste ende. Oven i kommer udfordringerne med at nå den korte tidsramme for etablering, hvis man først kan komme i gang med projektet efter seks måneder, og de udfordringer, som en presset leverandørkæde repræsenterer.

Potentielle investorer har dog også givet udtryk for, at de danske udbudsbetingelser i forbindelse med Anholt-udbuddet på nogle punkter indeholder en høj grad af sikkerhed, når der sammenlignes med de konkurrerende markeder. Som omtalt er det en stor sikkerhed for potentielle investorer, at de får VVM-redegørelsen udarbejdet, og flere bydere har givet udtryk for, at Energinet.dk's varetagelse af og finansielle garantier for nettilslutningen også er væsentlige forhold, der nedsætter risikoen for investorerne. Endvidere er der fra alle investorerne blevet udtrykt stor tilfredshed med Energistyrelsen som one stop shop for opnåelse af de nødvendige tilladelser. Processen fungerer efter de interviewedes vurdering smidigt og ubureaukratisk.

Slutteligt har flere potentielle investorer understreget, at hvis en havmølleinvestering skal være attraktiv, skal den have en vis størrelse. Anholt-udbuddet blev af potentielle investorer opfattet som havende en god størrelse, og generelt gælder det, at større volumen vil være mere attraktiv for investorerne.

På baggrund af ovenstående er det Deloittes vurdering, at de væsentligste årsager til den begrænsede byderinteresse ved Anholt havmøllepark var, at betingelserne for udbuddet var fastlagt i en sådan grad, at de ikke gav bydere tilstrækkelig med fleksibilitet. Et eksempel på dette er de korte tidsrammer koblet med boder. Endvidere opfatter flere potentielle investorer det danske marked som relativt lukket og af begrænset strategisk betydning sammenlignet med de britiske og tyske markeder, hvorfor de på forhånd har opgivet at deltage i Anholt-udbuddet.

## 2.4 Investorernes ønsker til fremtidig udbudsmodel og rammevilkår

I dette afsnit beskrives ønsker, som de interviewede aktører har fremsat i forhold til de fremtidige danske udbuds- og rammevilkår. Afsnittet fokuserer især på ønsker til udbuds- og rammevilkår, der er fremhævet gentagne gange, og som der er bred konsensus om, og på vilkår, hvor der er klare modsatrettede ønsker.

### 2.4.1 Ønsker til de politiske rammer, herunder udbygningsplaner

Samtlige interviewede potentielle investorer, herunder både energiselskaber og finansielle investorer, samt berørte industriers brancheorganisationer fremhæver vigtigheden af, at der fastlægges en politisk handlingsplan for de kommende års udbygning med havmølleparker i Danmark.

I dag eksisterer der således ingen politisk plan for, hvor meget havvindkapacitet der skal udbygges med inden for en konkret tidshorisont, eller hvor og hvornår fremtidige koncessioner skal udbydes. Det betyder efter investorernes vurdering, at de ikke med rimelig sikkerhed kan påregne, at der kommer flere havmølleparker i Danmark, og heller ikke ved, hvor og hvornår den næste havmøllepark forventes at skulle bygges. Det udgør, som allerede nævnt under årsagerne til den begrænsede interesse for at byde på Anholt Havmøllepark, et problem i forhold til de potentielle investorers langsigtede planlægning af havmølleinvesteringer i Danmark. Samtidig hævdes det at øge afkastkravet til den enkeltstående havmøllepark, da der ikke kan indregnes synergi og værdioptimering i forhold til andre mulige havmølleinvesteringer i Danmark.

Investorerne foreslår derfor, i tråd med Klimakommissionens anbefalinger, at der fastlægges konkrete politiske målsætninger og planer for den fremadrettede danske udbygning og udbud af havmølleparker. Den fælles kerne i ønskerne til udbygningsplanerne er, at investorerne ser følgende elementer som grundlæggende nødvendige:

- En konkret målsætning for udbygningsmængden og -takten for havmøller over de næste 10-15 år i Danmark, for eksempel x antal hundrede MW med y års mellemrum frem til 20zz.

- Konkrete planer og tidsrammer for i hvert fald de næste to udbud af havmølleparker i Danmark (placering, størrelse og omtrentligt udbudstidspunkt).

Der er dog samtidig forståelse for, at det danske kapacitetsbehov er mere begrænset end for eksempel det britiske, og at udbygningsplanerne derfor ikke kan være lige så ambitiøse og vidtrækkende i tid.

I forbindelse med businesscaseanalysen i kapitel 5 ses der nærmere på de reelle fordele ved ambitiøse udbygningsplaner gennem beregninger af mulige synergieffekter ved at drive flere havmølleparker i geografisk nærhed og inden for samme marked. I kapitel 5 belyses endvidere de samfundsmæssige trade-offs mellem på den ene side synergieffekter og øget attraktivitet for investorerne og dermed øget konkurrence som følge af ambitiøse udbygningsplaner og på den anden side risikoen for samfundet ved at binde sig til fremtidige investeringer i vedvarende energi, der kan vise sig ikke at være omkostningseffektive.

### 2.4.2 Ønsker til udbudsmodel for koncessioner

Der er generelt stor opbakning blandt de interviewede organisationer til, at koncessionerne tildeles efter enkeltstående udbud af konkrete havmølleparker, hvor prisen er en konkurrenceparameter.

Enkelte energiselskaber og interessenter finder dog, at en åben dør-model i stil med den tyske ville være at foretrække. Argumentet er, at det i højere grad vil give mulighed for nye energiselskaber at komme ind på det danske marked, der under den nuværende udbudsmodel vurderes meget svært at komme ind på. Et af modargumenterne er, at en åben dør-procedure, hvor selskaberne selv kommer med forslag til placeringer og projektudformning, ikke er relevant i Danmark (bortset fra landmøller og kystnære møller), fordi alle relevante større havmølleparker allerede er udpeget af Energistyrelsen med hensyn til placering og øvrige karakteristika.

Argumentet om, at alle relevante sites allerede er udpeget af myndighederne, afvises fra flere sider med, at der langt fra er foretaget en udtømmende kortlægning, at der er mange andre mulige placeringer, og at Energistyrelsens hidtidige antagelse om, at de store havmølleparker skal ligge mindst

20 kilometer fra land, udfordres af ny viden. Energistyrelsen vil således ikke udelukke, at der kan findes mere omkostningseffektive placeringer tættere på land, idet arbejdet med at kortlægge fremtidens havmølleplaceringer har været fokuseret på placeringer mindst 20 kilometer fra land ud fra visuelle hensyn.

Størstedelen af aktørerne anerkender, at det på grund af den begrænsede volumen på det danske marked ikke er muligt at udbyde større puljer af koncessioner, som det er tilfældet i England. Flere af de potentielle investorer ser dog gerne, at der udbydes flere koncessioner på én gang, for eksempel i form af de næste 2-3 havmølleparker eller i form af en opsplitning af én stor havmøllepark i flere koncessioner. Generelt gælder det, at jo bedre chancerne er for at vinde mindst én koncession, og jo mere der kan tænkes i værdioptimering hen over flere koncessioner/parker, jo større vil interessen være for at byde.

### 2.4.3 Ønsker til udbudsprocedurer og -betingelser

Selvom mange af de interviewede aktører bakker om at tildele koncessionerne via udbud, er der stærke ønsker om ændringer i flere af udbudsprocedurerne og -betingelserne.

Den manglende fleksibilitet i forhold til tidsrammer for såvel udbudsforretningen som for den efterfølgende etableringsfase fremhæves som et af de største problemer ved Anholt-udbuddet. Der er således et generelt ønske blandt de potentielle investorer om væsentlig mere fleksibilitet og rummelighed i tidsrammerne.

Enkelte investorer finder det tilstrækkeligt, at udbuddet varsles i god tid, at der på udbudstidspunktet foreligger de fornødne undersøgelser, og at der gives 1-2 års længere tidsfrist fra udbudstidspunkt til færdig etablering (men at denne stadig er fastlagt på forhånd som en del af udbudsbetingelserne).

De fleste potentielle investorer ser dog gerne, at tidsrammerne for etablering forhandles som en del af udbuddet, eftersom det er svært at fastlægge en fast generel tidsramme uafhængigt af det konkrete projekt, og eftersom det vil give bedre muligheder for udefrakommende energiselskaber at få forhandlet de tidsmæssige vilkår i en retning, som de kan matche. De fleste investorer ser således en klar fordel i at genindføre de tidligere procedurer for udbud med forhandling (fx efter en forudgående prækvalifikation) og ønsker i forlængelse heraf, at tildelingskriterierne ud over prisen udvides til også at omfatte for eksempel tidsrammer og fysisk udformning. Enkelte af de potentielle investorer er dog af den opfattelse, at dette vil svække entydigheden i tildelingskriterierne og dermed gøre udbudsprocessen mere uigennemskuelig. Disse investorer har generelt større forbehold over for en udbudsprocedure med forhandling.

Der er ligeledes et udbredt ønske om opblødning af Anholt-udbuddets bodsbestemmelser knyttet til de forskellige tidsfrister. Der er en generel accept af, at vinderen af udbuddet bør erlægge en erstatning, hvis selskabet hæver aftalen, og at denne bod bør stå i forhold til, hvad det koster samfundet, at processen afbrydes (herunder fx omkostninger, som netoperatøren forgæves har afholdt, og rimelige udbuds- og forsinkelsesomkostninger ved at finde en ny projektudvikler).

Derimod er der blandt de potentielle investorer et udbredt ønske om fremadrettet at undgå en konventionalbod i form af et stort engangsbeløb, der skal erlægges, hvis havmølleparken ikke idriftsættes til tiden. En sådan bod hævdes at udgøre en uproportional belastning af byderne ud fra den betragtning, at de allerede har en endnu stærkere økonomisk interesse i at blive færdige så hurtigt

som muligt, idet der ikke opnås nogen indtægter fra parken, før den er i drift. Jo strammere tidsfristen er, jo mere problematisk vil en sådan bod være set ud fra bydernes synspunkt. Mange af de potentielle investorer giver dog udtryk for, at bodsspørgsmålet ikke i sig selv er afgørende for økonomien i havmølleprojekter, da boden trods alt forfalder med en begrænset sandsynlighed, og da værdien forringes af, at boden først bliver aktuel et antal år frem i tiden.

Nogle af aktørerne foreslår, at man som alternativ til en konventionalbod anvender en sprinterbonus til at belønne tidlig færdiggørelse, for eksempel ved at der opnås et tillæg til den faste afregningspris på x øre, såfremt operatøren når at få havmølleparken i drift inden en bestemt dato. Dermed undgår man en bod, der gør udbuddet mindre attraktivit, samtidig med, at incitamenterne til færdiggørelse forstærkes.

De interviewede aktører er generelt enige om, at en binding af alle tilbudsgivere i seks måneder, der udgør en stor ressourcebelastning for den næstbedste byder, bør undlades i en fremtidig udbudsmodel. Den afskrækkende virkning på potentielle bydere vurderes at være langt kraftigere end værdien af den sikkerhed, det giver for, at udbuddet ikke behøver at gå om, hvis den vindende byder springer fra. Aktørerne mener således, at myndighederne må acceptere risikoen for, at den vindende byder springer fra (og nøjes med at sikre sig gennem vedståelsesboden) og i øvrigt arbejde med så rummelige tidsfrister, at et genudbud stadig kan nås.

Et andet væsentligt område, hvor der er stærke ønsker om ændringer, er i forhold til undersøgelsesgrundlaget på udbudstidspunktet. Der er generel tilfredshed med, at staten gennemfører miljødelen af VVM-undersøgelserne, og at disse foreligger som en del af udbudsmaterialet. Til gengæld er der ønske om, at der foreligger et væsentligt bedre undersøgelsesgrundlag i relation til bundforhold og vind- og bølgeforhold, end tilfældet var under Anholt-udbuddet. Det foreslås for eksempel, at staten bekoster opstilling af målemaster til at supplere eksisterende undersøgelser og i øvrigt investerer i særskilte udredninger af vind- og bølgeforhold på de valgte placeringer. Dette vil ifølge investorerne kunne medvirke til at reducere risici og dermed den den tilbudte afregningspris.

Med hensyn til bundforhold anerkendes det, at projektudvikleren under alle omstændigheder er nødt til efterfølgende at udføre mere detaljerede undersøgelser, når opstillingsmønster, fundamenter og mølletyper er besluttet. Ikke desto mindre vurderer flere af de interviewede aktører, at det vil være en fordel, hvis staten stiller mere detaljerede undersøgelser af bundforhold til rådighed på udbudstidspunktet, end det hidtil har været tilfældet.

### 2.4.4 Ønsker til finansielle støttemekanismer

Der er blandt de interviewede aktører bred anerkendelse af, at den danske afregningsmodel med en fast afregningspris (uafhængigt af markedsprisen på el) for en given mængde strøm, svarende til elproduktionen over 10-15 år, giver stor sikkerhed omkring indtægterne. Under forudsætning af, at tildelingen af koncessioner fortsat skal ske via udbud med priskonkurrence, vurderer de interviewede aktører generelt, at den valgte afregningsform er den mest velegnede til at stimulere interessen blandt investorerne og mindske risikotillægget på den tilbudte pris. Enkelte investorer fremhæver dog, at der burde være en indeksering af afregningsprisen, idet denne udhules over tid med den nuværende nominelle fastlåsning.

Der er enkelte blandt de interviewede aktører, der taler for, at en udbudsmodel baseret på priskonkurrence ikke er tilstrækkelig attraktiv for de potentielle investorer, fordi de dermed ikke ved, hvilken pris der ender med at gælde (og dermed om de overhovedet vil komme i betragtning), før hele

den krævende tilbudsproces er afsluttet. Dette anser de som mindre attraktivt end både den britiske model, hvor alle kan regne med at få markedsprisen (på ROC + el), og hvor tildelingen afgøres ud fra en beauty contest (teknisk og finansiel kapacitet m.v.), og den tyske model, hvor prisen heller ikke er til forhandling og desuden ligger på et fast niveau over en lige så lang periode som i Danmark.

Der er således tale om følgende opdeling af interviewpersonernes holdning: Hvis man som flertallet af investorer støtter op om en udbudsmodel, hvor der konkurreres på prisen, er der god opbakning til den danske støtteordning, hvorimod denne ønskes ændret i retning af den tyske støtteordning (som i sin natur er mere stabil end den markedsbaserede britiske ROC-ordning), såfremt man ønsker en mere grundlæggende ændring af udbudsmodellen.

De interviewede aktører er endvidere blevet spurgt om, hvorvidt de ser fordele i introduktionen af supplerende finansielle støttemekanismer som for eksempel investeringstilskud og begunstigende skatteforhold. De fleste ser ingen grund til at supplere den danske støtteordning med investeringstilskud, idet dette til gengæld vil medføre en reduktion af støtten via afregningsprisen (medmindre den samlede støtte forhøjes) og samtidig vil indebære en fare for et bureaukratisk tilskudsregime, hvor tilskuddene af forskellige grunde kan komme til at modvirke udbredelsen af de mest effektive teknologier.

Der er dog rimelig stor interesse for en neutral, indirekte form for investeringstilskud, hvor der gives tilladelse til stejlere afskrivning i starten af perioden af de omfattende kapitalinvesteringer til konstruktion af havmølleparker. Et betydeligt antal af de interviewede aktører vurderer således, at dette kan medvirke til at reducere kapitalinvesteringsbarriererne for denne type investeringer, og det vil kunne gøre flere typer aktører (fx finansielle investorer) interesseret i at gå ind allerede i etableringsfasen. Der foretages i kapitel 8 en nærmere analyse af muligheden for stejlere afskrivninger.

Der er ikke nogle af de interviewede aktører, der ønsker at indføre skattebegunstigende forhold for vindenergi, idet dette vurderes at indebære en betydelig risiko for uigennemskuelighed og skattetænkning.

### 2.4.5 Ønsker til statslig involvering

De potentielle private investorer er generelt enige om, at det ikke er hensigtsmæssigt, at staten går ind og selv påtager sig en rolle som både investor og projektudvikler af havmølleparker. Det vil betyde, at staten bliver en konkurrent til de private energiselskaber, hvilket yderligere vil afskrække disse fra at gå ind på det danske marked, og dermed vil der ikke ske den opbygning af udbudskapacitet, der er en forudsætning for fremadrettet konkurrence. Denne opfattelse deles i vid udstrækning af de øvrige interviewede interessenter, herunder både vindmølleproducenter, industri- og brancheorganisationer samt myndigheder.

Der rejses også tvivl om, hvorvidt staten reelt vil kunne løse opgaven billigere end de private energiselskaber. Risici forsvinder således ikke, fordi staten løser opgaven. Med staten som nonprofitprojektudvikler vil elforbrugerne ganske vist ikke komme til at betale for konstruktions- og driftsmæssige risici, der ikke indtræffer, men omvendt vil elforbrugerne blive pålagt de fulde omkostninger af alle risici, der materialiserer sig i budgetoverskridelser.

Det vil således kun være en fordel at lade staten bære risikoen, hvis energiselskaberne indregner en overdrevet høj risikopræmie, hvilket de interviewede aktører ikke anser for at være tilfældet. Hertil kommer, at størstedelen af de interviewede aktører ikke forventer, at staten vil kunne løse projektudviklingsopgaven lige så omkostningseffektivt som de mest konkurrencedygtige energiselskaber.

Et af de centrale argumenter for, at staten går ind i markedet, er, at det kan være nødvendigt i en situation, hvor der ikke kan tiltrækkes tilstrækkelige mængder privat kapital til havmølleparker (fx på grund af en finanskrise eller overnormale risici relateret til teknologisk umodenhed). Det er dog de færreste af de interviewede aktører, der anser knaphed på privat kapital som en afgørende faktor for den manglende interesse for danske havmølleparker.

Desuden har flere af aktørerne givet udtryk for, at det – set i forhold til denne udfordring – ville være bedre, hvis staten skød kapital ind som medinvestor (passiv aktionær) eller stillede lånegarantier over for en ansvarlig privat projektudvikler. Ved at indskyde kapital eller stille lånegarantier vil staten således kunne medvirke til at mindske investorens risici og dermed afkastkravet og den tilbudte afregningspris, især hvis der er tale om meget store havmølleparker, som energiselskaberne ikke kan finansiere over egenkapitalen. Passive statslige medinvesteringer eller lånegarantier vil således kunne aflaste energiselskabernes behov for fremmedkapital til høj rente, samtidig med at det fastholder, at projektudviklingsaktiviteterne styres og udføres af private selskaber.

Fordele og ulemper ved statslige kapitalindskud, herunder de udfordringer, det vil indebære, hvis staten optræder i en dobbeltrolle som både udbyder af og medinvestor i havmølleparker, vil blive vurderet nærmere i forbindelse med analysen af finansielle rammevilkår i kapitel 7 og statens involvering i kapitel 8.

# 3. Rammevilkår i centrale EU-lande for havvindenergi

## 3.1 Introduktion og afgrænsning

Som grundlag for til udarbejdelse af forslag til en fremadrettet udbudsmodel for Danmark indeholder dette kapitel en tværgående analyse af, hvilke rammevilkår der er gældende i relevante EU-lande. Analysen fokuserer på de elementer af landenes rammevilkår og udbudsmodeller, der er særligt interessante for Danmark.

Der sondres mellem primære og sekundære markeder.

De **primære markeder** udgøres af Storbritannien, Tyskland og Holland. Landene er udvalgt på baggrund af drøftelser med de deltagende myndigheder på grundlag af landenes fremtrædende rolle inden for havmølleområdet og deres afregningsordninger, der set fra et dansk synspunkt er særdeles interessante. For at have et sammenligningsgrundlag indeholder kapitlet desuden en beskrivelse af rammevilkår og udbudsmodel i Danmark.

Analyserne af de primære markeder er struktureret efter følgende hovedtemaer:

- Politisk prioritering af havmølleudbygningen
- Finansielle støtteordninger
- Procedurer og vilkår for tildeling af koncessioner
- Den faktiske udbygning med havmøller og fremadrettede perspektiver.

De **sekundære markeder** udgøres af Frankrig, Irland, Belgien og Sverige. Disse lande er af forskellige årsager på et mindre modent udviklingsniveau, men erfaringerne fra landene er ikke desto mindre interessante i en dansk kontekst.

Erfaringerne fra både de primære og sekundære markeder indgår i caseanalyser, der på tværs af landene fremhæver særlige læringspunkter inden for emner som tildelingskriterier, rammevilkår, tidsrammer og incitamenter m.v.

Nedenstående gennemgang er en sammenfatning af de mere udførlige redegørelser og analyser i *Baggrundsrapport 1: Rammevilkår i centrale EU-lande for havvindenergi*. Der henvises til denne baggrundsrapport for nærmere detaljer.

I forlængelse af analyserne af de respektive primære og sekundære markeder afsluttes kapitlet med en komparativ og konkluderende analyse.

## 3.2 Storbritannien

Storbritannien er det land i verden, der har den største kapacitet inden for havmøller. Med en ekstraordinær politisk satsning på fortsat at investere i havmøller kombineret med en lukrativ støtteordning er det den generelle forventning i markedet, at kapaciteten også i de kommende år vil ekspandere.

### 3.2.1 Politisk prioritering af havmølleudbygningen

Historisk set har Storbritannien anvendt kul og gas til at forsyne landet med elektricitet. Imidlertid er de indenlandske gasreserver ved at slippe op, og kulkraftværkerne er nedslidte. Fra politisk side prioriteres derfor i disse år i høj grad investeringer i vedvarende energi.

Ud over et reelt behov for at finde alternativer til fossile brændsler er Storbritannien også underlagt en række politiske beslutninger. Som medunderskriver af Kyoto-aftalen har landet forpligtet sig til at nedbringe drivhusgasserne med 12,5 procent i 2012 sammenlignet med niveauet i 1990. Herudover har Storbritannien på EU-niveau forpligtet sig til, at VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 skal udgøre mindst 15 procent, og at $CO_2$-udslippet i 2020 skal være reduceret med 30 procent sammenlignet med niveauet i 1990.

For at nå disse politisk fastsatte mål er der behov for massive investeringer i vedvarende energi. Den tidligere britiske regering havde som målsætning, at der i 2020 mindst skulle være 33 GW installeret kapacitet. Det er forventningen, at landmøller og i særdeleshed havmøller vil bidrage til en stor del af det estimerede behov.

### 3.2.2 Finansielle støtteordninger

**Det britiske certifikatsystem**

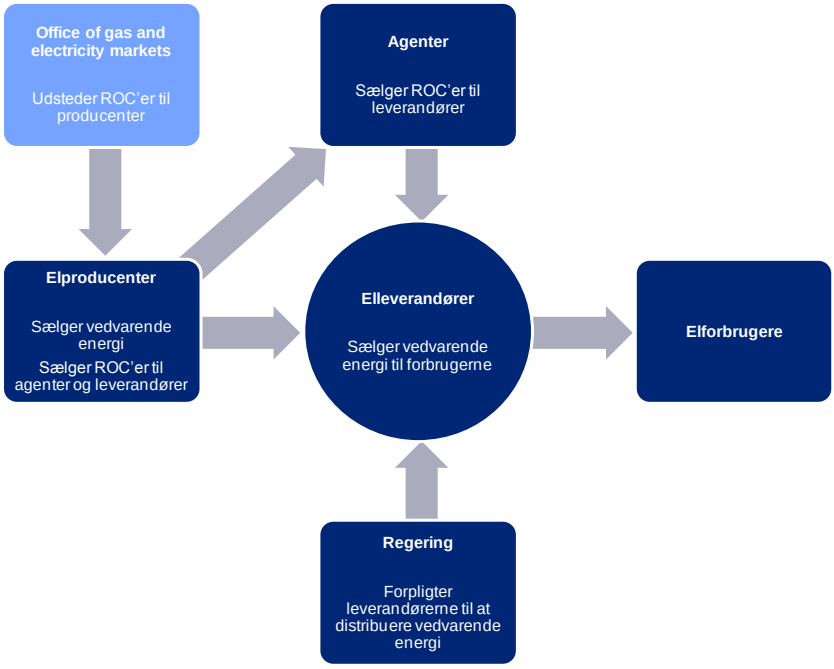
Det primære incitament til at producere vedvarende energi i Storbritannien er det britiske certifikatsystem (Renewable Obligation, RO). Certifikatsystemet medfører, at producenterne af vedvarende energi får udstedt certifikater (ROC'er, Renewable Obligation Certificates), som de efterfølgende kan videresælge på det åbne marked og dermed opnå en indtjening ud over markedsprisen på el.

Certifikatsystemet blev etableret i 2002 som det vigtigste virkemiddel til at nå det daværende mål om en VE-andel på 10 procent i 2010. Systemet fungerer ved, at elleverandører har en forpligtelse til at sørge for, at en stigende andel af elektriciteten kommer fra vedvarende energi. Leverandørerne skal dokumentere den stigende andel ved at fremvise ROC'er. Disse udstedes til producenter af vedvarende energi i forhold til deres energiproduktion og kan herefter videresælges, jf. figuren nedenfor.

Det opgøres én gang årligt, i hvilken udstrækning leverandørerne lever op til RO-kravet.

Ud over salget af vedvarende energi til elleverandørerne er det således indtægten fra salget af ROC'er, der er bestemmende for elproducenternes samlede indtægt. Jo højere prisen på en ROC er, jo mere kan producenterne tjene.

**Figur 3.1. Det britiske certifikatsystem**

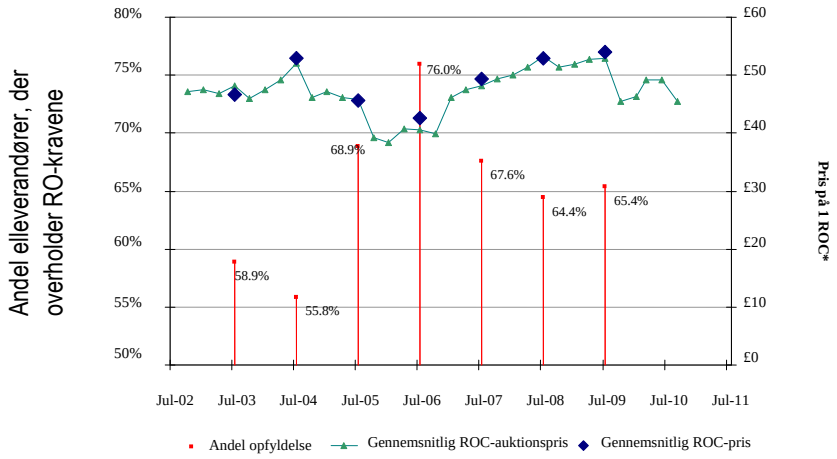



Såfremt elleverandørerne ikke formår at købe en tilstrækkelig andel af elektriciteten fra vedvarende energi, lever de ikke op til deres RO-krav og vil derfor ikke være i stand til at fremvise de fornødne ROC'er. Som alternativ må elleverandørerne betale en buy-out-pris. Buy-out-prisen følger et nationalt inflationsindeks (retail price index) og ligger på samme niveau som prisen på en ROC. Den totale kvote af påkrævede ROC'er stiger årligt for at sikre, at målene for vedvarende energi nås.

Betalingerne af buy-out-prisen tilgår en buy-out-fond, hvorfra midlerne redistribueres til de leverandører, der lever op til deres RO-forpligtelse. Denne redistribuering er med til at give leverandørerne et incitament til at købe elektricitet fra vedvarende energi, idet de dermed både undgår at skulle betale buy-out-pris og desuden får del i midlerne fra fonden. Prisen på en ROC er den drivende kraft for markedet for vedvarende energi i Storbritannien. Prisen bestemmes af følgende faktorer: (1) den påkrævede kvote af ROC'er, (2) buy-out-prisen, (3) den såkaldte redistribueringsgevinst (recycle benefit) og endelig (4) niveauet af vedvarende energiproduktion i et givet år.

Jo flere leverandører, der vælger at betale buy-out-prisen, og jo færre, der dermed lever op til deres RO-krav, jo højere bliver prisen på en ROC, idet forventningen om øget redistribuering fra buy-outs øger værdien af hver enkelt ROC, som det ses af figuren nedenfor. Ordningen er med til at beskytte producenter af vedvarende energi mod svigtende efterspørgsel efter deres ROC'er, idet den øgede værdi af den enkelte ROC i tilfælde af buy-out kompenserer for den mindre efterspørgsel fra elleverandørerne. Oversigten over prisudviklingen i figuren nedenfor viser dog, at prisen på en ROC til trods herfor er nogenlunde stabil.

**Figur 3.2. Oversigt over prisudviklingen på ROC'er**




Kilde: GLGH. Offshore Wind Market Report, UK 2011.
Anmærkning: * Der har været fastsat et initialt tildelingsniveau for havvindenergi på 1,5 ROC og senest 2 ROC per MW.

Aktuelt bliver producenter af vedvarende energi fra havmøller tildelt 2 ROC'er/MWh, hvilket er mere end det, producenter af andre typer vedvarende energi tildeles. Sammenholdt med salg af vedvarende energi kan producenter af vedvarende energi fra havmøller opnå en indtjening i omegnen af 1,16 kr./kWh, hvilket således ligger over niveauet for Anholt Havmøllepark[5]. Der gøres opmærksom på, at støtteperioderne for Danmark og Storbritannien er forskellige, idet støtten for Anholt Havmøllepark gives i 12-15 år, mens støtten i Storbritannien gives i 20 år.

RO-systemet bliver løbende ændret og vurderet. For at sikre en langsigtet planlægning og for at skabe sikkerhed blandt investorerne er RO-systemet for de nuværende koncessioner blevet forlænget til 2037.

## Andre fordele og incitamenter

I 2001 blev der indført en grøn afgift (the Climate Change Levy), som elektricitet fra vedvarende energi er undtaget fra.

I Storbritannien skal der ansøges om at få nettilsluttet en vindmøllepark. Såfremt der gives tilladelse, skal der betales en sikkerhedsstillelse, og først herefter påbegyndes kabelarbejdet.

Netværksoperatørerne i Storbritannien opkræver alle elproducenter gebyrer for brug af kabler m.v. Størrelsen af gebyret afhænger af den geografiske placering af kablerne og kan i nogle tilfælde være negativ. I sådanne tilfælde modtager elproducenterne således betalinger fra netværksoperatøren. Systemet er designet til at hjælpe med betalingerne af ekstra infrastrukturomkostninger i områder med lav efterspørgsel.

[5] Beregningen tager udgangspunkt i følgende forudsætninger: 1 ROC = £45 (jf. figuren), kursen på pund er 8,73 kr./£, og elmarkedsprisen i UK var i 2010 i gennemsnit 0,042 £/kWh. Regnestykket bliver således: ROC: £0,09/kWh x 8,73 = 0,79 kr./kWh. Elpris: 0,042 £/kWh x 8,73 = 0,37 kr./kWh. Den samlede pris er dermed 0,79 kr./kWh + 0,37 kr./kWh = 1,16 kr./kWh.

### 3.2.3 Procedurer og vilkår for tildeling af koncessioner

Koncessioner er blevet udbudt ad tre omgange i Storbritannien. Det er kendetegnende for hver udbudsrunde, at der udbydes et stort areal, inden for hvilket der kan bygges flere havmølleparker, og der er således flere koncessionsvindere per udbudsrunde.

Det er desuden kendetegnende for udbudsrunderne, at der er en høj grad af fleksibilitet, og at der således kun er ganske få begrænsninger i forhold til mølleparkernes størrelse og geografisk beliggenhed. I den seneste runde III er myndighederne dog af miljømæssige årsager gået mere aktivt ind i udpegningen af zoner. Herudover har staten, for at sikre, at koncessionsvinderne af runde III kommer i gang så hurtigt som muligt, tilkendegivet, at den vil betale op til 50 procent af udviklingsomkostningerne i den indledende byggemodningsfase. Disse undersøgelser inkluderer vurderinger af miljømæssige forhold.

Runde III, der blev udbudt i 2008, bestod af ni zoner. Hver zone kan potentielt indeholde flere havmølleparker. Tilbudsgiverne kunne byde på flere zoner, men kunne kun vinde koncessionen for én zone. Det er forventningen, at de ni zoner tilsammen vil have en kapacitet på over 32 GW, jf. tabel 3.2 længere nede.

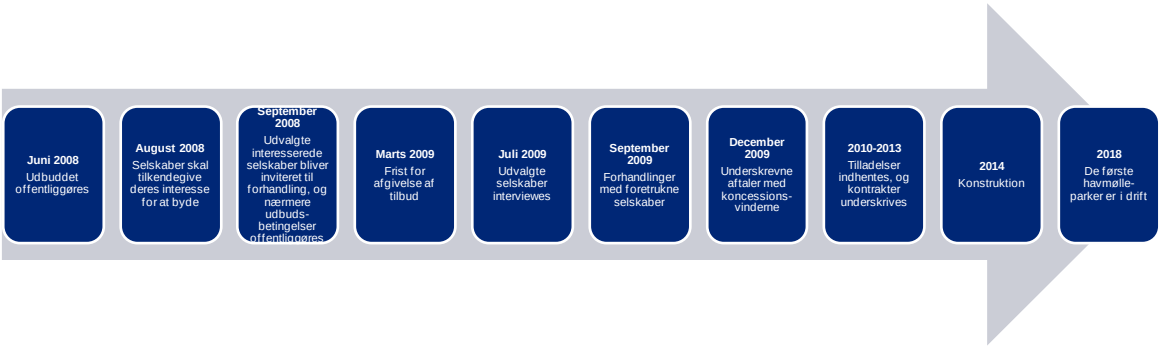
**Tabel 3.1. Tildelingskriterier i udbuddet af runde III**

| Tildelingskriterier | Vægtfordeling |
|---|---|
| **Sundhed og sikkerhed** | 25 % |
| **Handlingsplan for zonen** | 25 % |
| **Finansiel styrke** | 20 % |
| **Erfaring og kapacitet** | 20 % |
| **Organisering** | 10 % |

Tilbudsgiverne blev vurderet efter de kriterier, der er oplistet i tabellen ovenfor. Som det fremgår, vægter sundhed og sikkerhed på sitet i forbindelse med opførelsen af havmølleparken og en realistisk handlingsplan, der viser, at parken kan opføres og idriftsættes inden 2018, højest.

Udbuddet af runde III blev gennemført som et udbud efter forhandling og fulgte tidsplanen, som fremgår af figur 3.3 nedenfor.

**Figur 3.3. Tidsplan for udbuddet af runde III**



Tabellen nedenfor giver en oversigt over de ni zoner, deres forventede kapacitet, havdybde, afstand til land og de respektive koncessionsvindere. Det fremgår af tabellen, at det primært er store energiselskaber, der har vundet koncessionerne.

**Tabel 3.2. Information om de ni vundne koncessioner**

| Zone | Udviklere | Forventet kapacitet | Havdybde (m) | Afstand til land (km) |
|---|---|---|---|---|
| **1. Moray Firth** | EdP; SeaEnergy (75:25) | 1,3 GW | 40-60 | 23-41 |
| **2. Firth of Forth** | SSE; Fluor (50:50) | 3,5 GW | 40-60 | 22-61 |
| **3. Dogger Bank** | SSE; RWE; Statoil; Statkraft (25:25:25:25) | 9 GW | 20-60 | 123-287 |
| **4. Hornsea** | Siemens; Mainstream (50:50) | 4 GW | 20-60 | 32-159 |
| **5. Norfolk** | Vattenfall; Iberdrola (50:50) | 7,2 GW | 20-60 | 13-107 |
| **6. Hastings** | E.ON | 0,65 GW | 20-60 | 14-29 |
| **7. West Isle of Wight** | Eneco | 0,9 GW | 30-60 | 14-28 |
| **8. Bristol Channel** | RWE | 1,5 GW | 30-70 | 14-37 |
| **9. Irish Sea** | Centrica | 4,2 GW | 30-70 | 16-49 |

Af en offentliggjort standardlejekontrakt for runde III fremgår det, at koncessionsvinderen for den enkelte zone pålægges følgende typer gebyrer:

- Ved tildeling af et site betales en ikke-refunderbar lejepræmie i form af et engangsbeløb, der aftales specifikt med myndigheden (The Crown Estate). Individuelle aftaler med koncessionsvinderne aftales fra projekt til projekt og er således ikke offentliggjort. Fra runde II fremgår det dog, at præmien varierede afhængigt af størrelsen på projektområdet. For en lille geografisk udstrækning blev der opkrævet £25.000, mens der for et område på mellem 150 og 250 $km^2$ blev opkrævet £0,5 mio.

- Fra kontraktindgåelse og frem til idriftsættelse af parken betales et årligt lejegebyr på £500 per lejeaftale for hvert site.

- I driftsperioden beregnes lejen ud fra mængden af genereret elektricitet. I runde II udgjorde denne leje £0,88/MWh, svarende til 0,0077 kr./kWh.

Det fremgår yderligere af den offentliggjorte standardlejekontrakt for runde III, at koncessionsvinderen lejer zonen i 80 år (i runde I og II var lejeaftalen tilsvarende 50 år).

### 3.2.4 Den faktiske udbygning med havmøller og fremadrettede perspektiver

Aktuelt er der i Storbritannien en kapacitet fra havmøller på 1.090 MW, mens der er planlagt yderligere knap 4 GW. Der er således mange projekter i gang, hvilket også er medvirkende til, at mange investorer tiltrækkes af det britiske marked.

Til trods for havmølleinvestorernes generelle tilfredshed med RO-systemet overvejer Storbritannien i disse år at erstatte RO-systemet med et feed-in tariff-system, der fortsat sikrer meget attraktive støttevilkår for udbygning med havvind, og som stadig er baseret på et økonomisk incitament oven i elprisen, men på et mere fast niveau end ROC.

Det er således ikke problemer med støtteordningerne for havvind, der er baggrunden for de foreslåede ændringer, men derimod et ønske om generelt at styrke udbygning med vedvarende energi for at indhente efterslæbet i forhold til regeringens ambitiøse målsætninger. Det er blandt andet et ønske at skabe bedre vilkår for atomkraft og andre typer kapitaltunge generatorer. Med et fixed feed-in tariff-system vil risikoen ved fluktuerende elpriser på lang sigt blive elimineret, hvormed det er regeringens forventning, at nye typer investorer vil blive tiltrukket til en række kapitaltunge vedvarende energiteknologier, herunder også havmølleparker. Se desuden kapitel 8 for en nærmere beskrivelse af forskellige støttesystemer.

For at sikre, at fordelene ved et markedsbaseret system fastholdes, overvejer regeringen en feed-in tariff-model, hvor elproducenten får markedsprisen på elektricitet plus differencen mellem den gennemsnitlige markedspris og det aftale feed-in tariff-niveau for den pågældende teknologi. Herved er det forhåbningen, at fordelene ved et konkurrencemæssigt pres bibeholdes. I tilfælde af, at markedsprisen overstiger tarifniveauet, tilgår overskuddet forbrugerne.

I forlængelse af ovenstående overvejer regeringen at anvende en udbudsmodel eller auktioner for havmølleparker for at kunne fastsætte tariffen til brug for feed-in tariff-systemet.

## 3.3 Tyskland

De sidste 10 år har den tyske regering og virksomheder arbejdet på en ambitiøs plan om at bygge store havmølleprojekter ud for den nordlige tyske kyst. Grundet tekniske problemer, mangel på finansiering og problemer med strømkablerne måtte man vente indtil april 2010 med at indvie den første tyske havmøllepark, Alpha Ventus.

### 3.3.1 Politisk prioritering af havmølleudbygningen

Stadigt større bekymringer om klimaforandringer, et ønske om at reducere den tyske $CO_2$-udledning med 40 procent i 2020 og et ønske om at udfase atomenergi har ført til, at vedvarende energikilder, herunder havmøller, er blevet højt prioritet gennem de senere år. Målet er, at el, der udvindes fra vedvarende energikilder i 2020, skal udgøre 35 procent af det tyske bruttoelforbrug.

Der eksisterer ikke noget officielt mål for omfanget af den fremtidige havmølleudbygning, men den tyske regering har udarbejdet et strategidokument, der fremhæver en ambition om, at den installerede kapacitet af havmøller skal udgøre 25 GW i 2030. Som del af denne målsætning har den tyske regering fremlagt en handlingsplan, der omfatter flere ændringer af rammevilkårene, med den hensigt at minimere barriererne for udbygning med havmøller:

1. Der skal kun være én indgang for investorerne til at opnå de fornødne tilladelser.

2. Regeringen planlægger at indføre et kreditprogram, der skal administreres af Kreditbureau für Wiederaufbau (KfW) med en låneramme på cirka 5 mia. euro for at sikre tilstrækkelig likviditet til finansiering af de første 10 havmølleparker.

3. Regeringen vil gøre det muligt at tilslutte flere havmølleparker til den samme nettilslutning.

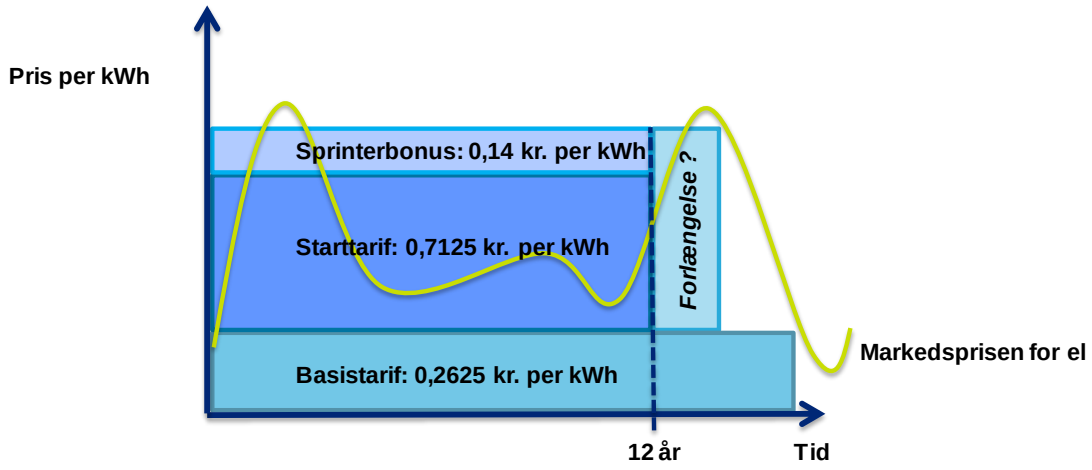
### 3.3.2 Finansielle støtteordninger

Det er hovedsageligt loven fra 2000 om vedvarende energi, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), der definerer de finansielle støtteordninger. Loven har været en succes, idet den fratager aktører store dele af risikoen ved at indføre faste tariffer for salget af vedvarende energi.

Tariffen for el fra havmøller bliver justeret i forhold til, hvornår den givne havmøllepark producerer strøm, afstanden til kysten og havdybden. Projekterne skal være minimum 5,5 km. fra kysten for at være støtteberettigede.

EEG fastsætter et tilskud på cirka 0,975 kr./kWh, der består af en basistarif på 0,2625 kr./kWh og en starttarif på 0,7125 kr./kWh. Dette tilskud udbetales i mindst 12 år. Starttariffen falder bort efter 12 år, men for hver anden kilometer havmølleparken står længere væk fra kystlinjen end 22 km., forlænges tilskudsperioden med starttarif med en halv måned. Yderligere forlænges tilskudsperioden med starttarif med 1,7 måneder for hver yderligere hele meter havdybde, anlægget er placeret på ud over 20 meter. Det tyske afregningssystem indeholder endvidere en såkaldt sprinterbonus i form af 0,14 kr./kWh for havmølleparker, der idriftsættes før 2015. Fra 2015 vil både starttarif og sprinterbonus årligt formindskes med 5 procent, men dette gælder kun for nye projekter. Nedenstående figur illustrerer elementerne i Tysklands finansielle støtteordning.

**Figur 3.4. Tysklands finansielle støtteordning**




Det er muligt for koncessionshaveren at træde ud af tarifregimet med en måneds varsel og i stedet sælge elektriciteten på elmarkedet. Dette er særlig lukrativt efter de første 12 år, da det er sandsynligt, at markedsprisen for el på dette tidspunkt vil være højere end basistariffen.

Ud over sprinterbonussen er der også et yderligere incitament til hurtigt at starte konstruktionen af havmølleparken. Hvis konstruktionsfasen begyndes inden 2015, er nettilslutning til transformerstationen således garanteret af staten.

Den tyske regering vil i andet halvår af 2011 fremlægge en rapport, der danner grundlag for ændringer i de finansielle støtteordninger. Der foregår i den forbindelse en politisk diskussion i Tysk-

land omkring prisen for havmølleparker, der ifølge flere er for høj. Specielt interessenter fra havmølleindustrien efterspørger en model, hvor et større tilskud gives i starten af projektet på grund af de store konstruktionsomkostninger. Omvendt taler den tyske brancheorganisation for vindenergi for, at sprinterbonussen forlænges, og at tarifsatser først skaleres de nævnte 5 procent ned fra 2018.

### 3.3.3 Procedurer og vilkår for tildeling af koncessioner

En tysk havmøllepark skal have både en byggetilladelse og en tilladelse til nettilslutning. Tysklands føderale struktur spiller en stærk rolle i at tildele tilladelser og koncessioner. Hvilken myndighed, der er ansvarlig for tildeling af koncessionen, afhænger således af, hvor havmølleparken skal placeres. Inden for 22 km. er det en regional myndighed, mens det uden for 22 km.er en føderal myndighed. Typisk er det dog det tyske økonomiministerium, miljøministeriet og deres styrelser, der er direkte involveret i tildelingen af koncessioner og regulering af området.

Processen for tildeling af koncessioner starter for investorerne ved, at de skal opnå en byggetilladelse fra den føderale styrelse for søfart og hydrografik. Tildelingen foregår efter et først til mølleprincip, hvorved tildelingen defineres af, hvor hurtige og målrettede investorerne er. Ved opnåelse af byggetilladelse medfølger arealet til etablering af havmølleparken. De grundlæggende tildelingskriterier er, at havmølleparken ikke begrænser skibsfartens sikkerhed og effektivitet, og at havmølleparken ikke har en negativ effekt på havmiljøet. Når der er givet fuldt samtykke til projektet, kan der ansøges om nettilslutning. Tysk lov foreskriver, at ansøgning om nettilslutning og købet af genereret el er obligatorisk. Det betyder, at når koncessionshaver har nettilsluttet den givne havmøllepark, er infrastrukturen til at aftage strømmen automatisk på plads.

### 3.3.4 Den faktiske udbygning med havmøller og fremadrettede perspektiver

Ud over Alpha Ventus er den første turbine på Tysklands anden havmøllepark, BARD Offshore 1, i slutningen af 2010 begyndt at producere strøm. Tyskland har dermed 72 installerede MW, mens 448 MW er under etablering. Der er yderligere givet tilladelse til næsten 7.500 MW havmøller, og der er blevet ansøgt om næsten 26.500 MW.

Der er flere grunde til, at der på trods af det store tyske engagement ikke er etableret flere havmølleparker. For det første har de tyske havmølleparker skullet placeres meget langt væk fra kysten på grund af hensyn til naturbeskyttelse og sejlruter. BARD Offshore 1 er således placeret 90 kilometer fra kysten. For det andet har det været meget favorabelt at investere i landmøller i Tyskland, hvorfor investorernes interesse for havmøller først er kommet de senere år. Flere af de interviewede investorer har da også givet udtryk for, at de for alvor forventer, at det tyske marked vil tage fart i de kommende år.

Den store kapacitet, der er givet tilladelse til, og som er ansøgt om, peger i retning af, at Tysklands ambitiøse planer for havmølleudbygning vil blive realiseret i en massiv havmølleudbygning.

## 3.4 Holland

Holland har af investorer tidligere været betragtet som det mest lovende marked for havmølleudbygning. Holland har siden fået en ny regering med nye politiske prioriteringer, hvorfor der i dag er stor usikkerhed om de hollandske udbygningsplaner.

### 3.4.1 Politisk prioritering af havmølleudbygningen

Holland har defineret en målsætning om, at vedvarende energi skal udgøre 20 procent af det samlede energiforbrug. På havmølleområdet har Holland siden 2001 haft en målsætning om en installeret kapacitet på 6.000 MW inden 2020. Dette var indtil for nylig det tredje mest ambitiøse mål efter Storbritannien og Tyskland. Den nye koalitionsregering, der tiltrådte i 2010, har siden signaleret en tilbagetrækning fra dette mål og fremhæver, at EU-målene på 20 procent reducering af $CO_2$-udledningen og 14 procent vedvarende energi i 2020 er de primære mål. Derudover har rapporter indikeret, at den nye koalitionsregering ikke har planer om at gennemføre en ny auktionsrunde for havmølleparker. Disse signaler har ført til en nedjustering af markedets forventninger til den fremtidige havmølleudbygning i Holland.

### 3.4.2 Finansielle støtteordninger

I 2007 introducerede den hollandske regering et stimuleringsprogram for vedvarende energi. Under dette stimuleringsprogram gennemføres der blandt andet udbudsrunder for havmøllekoncessioner. Det foregår ligesom i Danmark ved, at interesserede investorer tilbyder en fast tarif for koncessionen, der suppleres med et standardtillæg, der stiger med havmølleparkens afstand fra kysten. Havmølleprojekter under 30 kilometer fra kysten opnår ingen tillæg, mens tillægget stiger taktvis til en afstand på over 85 kilometer fra kysten, hvor man modtager cirka 0,1125 kr./kWh.

I auktionsrunden er der et samlet tilskudsbeløb til rådighed for alle koncessioner i runden. Ved den seneste auktionsrunde i januar 2010 udgjorde dette tilskudsbeløb næsten 40 mia. kr. Projektet, der tilbyder den laveste tarif, vinder udbuddet. Ved tildeling anvendes en form for kaskadeprincip: Først allokeres tilskud i henhold til kapaciteten for det mest attraktive havmølleprojekt, herefter til det næstmest attraktive projekt osv., indtil støtten er opbrugt. Det marginale projekt, der sprænger støtteloftet, tilbydes kun nedsat støtte. Yderligere koncessioner derudover opnår ingen støtte. Skulle byderen ikke acceptere tilskuddet, vil det blive tilbudt til den næste byder og så fremdeles, indtil det samlede støttebeløb er opbrugt.

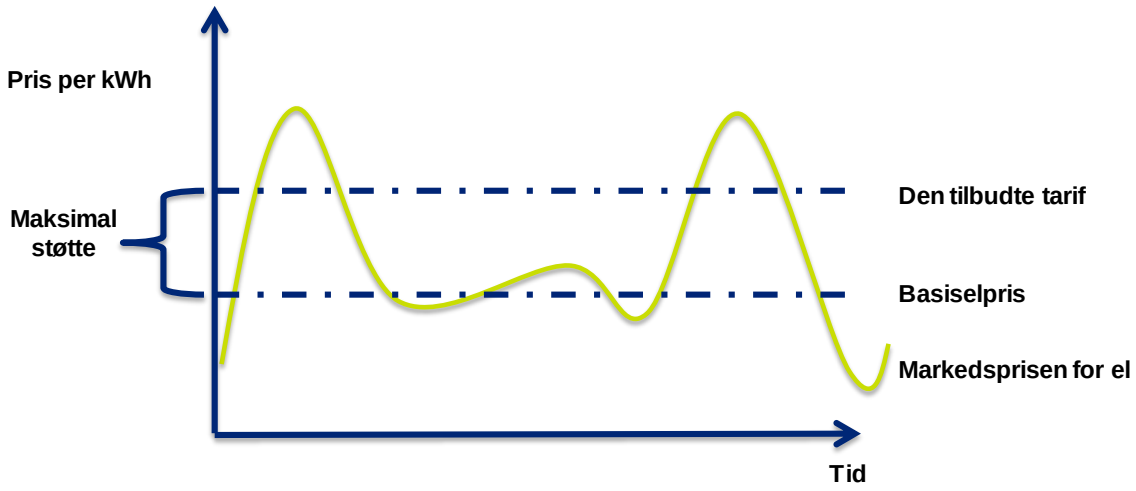
Tilskuddet har en tidsramme på 15 år, og idriftsættelse af havmølleparken skal senest ske 5 år efter, tilskuddet er blevet tilbudt.

En række bestemmelser er knyttet til afregningsprisen:

- Ligesom den danske afregningspris fungerer den hollandske tarif som en præmie på elprisen, hvilket skaber en relativ stabil afregning for den producerede strøm.

- Til forskel fra Danmark afregnes støtten dog på basis af den årlige gennemsnitlige spotmarkedspris, der i det følgende benævnes basiselprisen. Som figur 3.5 illustrerer, kan havmølleparken maksimalt modtage en støtte per kWh svarende til forskellen mellem den tilbudte tarif og basiselprisen. Hvis elprisen falder under basiselprisen, vil havmølleparken derfor samlet set modtage mindre afregning end den tilbudte tarif. Hvis elprisen omvendt stiger til et niveau over den tilbudte tarif, vil havmølleparken opnå den fulde indtægt af elsalget, samtidig med at der ingen støtte udbetales. Den samlede afregning er relativ fast, men dog noget mere afhængig af markedsprisen og derfor knap så stabil som den danske.

**Figur 3.5. Hollands finansielle støtteordning**




- For at sikre likviditeten for specielt mindre projekter og koncessionshavere kan støtten blive udbetalt månedsvis og forud på baggrund af forskellen mellem tariffen og basiselprisen (der afspejler den forventede elpris).

- Det maksimale antal årlige fuldlasttimer, der er støtteberettiget, er beregnet som 80 procent af 3.975 timer for havmølleprojekter, hvilket giver et årligt loft på 3.180 timer. Hvis en havmøllepark dermed producerer mindre end 3.975 timer, vil en større del af produktionen være støtteberettiget, og omvendt hvis der produceres mere end de 3.975 timer.

Udbudsmodellen, hvorefter byderen af den laveste tarif vinder koncessionen, er blevet kritiseret for at resultere i projekter, der ikke hænger sammen økonomisk. Dette forsøger man at undgå ved, at bydere skal udstede en garanti på 20 mio. euro, der bliver indløst, hvis ikke projektet påbegynder etableringsfasen som forventet.

Ud over selve tilskuddet fra udbuddet vil et innovationstilskud også være tilgængeligt for koncessionshaverne, hvis de for eksempel benytter innovative turbiner og nye teknologier til etablering af fundamenter.

### 3.4.3 Procedurer og vilkår for tildeling af koncessioner

Havmølleprojekter skal dels opfylde krav i forhold til Nordsøens miljø og økosystem, dels i forhold til andre brugere af havet, for eksempel brugere af militærområder eller sejlruter.

Proceduren for tildeling af koncession indledes med, at byderen udarbejder en redegørelse for påvirkning af miljøet. I den forbindelse skal byderen sende en ansøgning til den nationale enhed med ansvar for Nordsøen. Ansøgningen skal indeholde grundlæggende data omkring den potentielle havmøllepark, herunder design af parken, en byggeplan, en initial vurdering af miljøpåvirkning m.v. Hvis denne ansøgning er succesfuld, udsteder ministeriet for infrastruktur og miljø en tilladelse til byderen. Herefter er det muligt for byderen at deltage i auktionsrunden.

På trods af, at man har prioriteret, at kun én proces skulle være nødvendig i forhold til at få tildelt koncessionen, har investorer i de senere år også skullet opnå en række yderligere tilladelser, for ek-

sempel i forhold til anvendelsen af landingsfartøjer m.v. Til disse yderligere tilladelser har man så vidt som muligt udviklet en form for one stop shop for at strømline processen.

Vinderen af havmølleudbuddet bærer omkostningerne til nettilslutning, som vinderen har taget højde for i den tilbudte tarif. Den tidligere regering havde besluttet, at omkostningerne til nettilslutning skulle bæres af den hollandske netoperatør, men dette er endnu ikke vedtaget ved lov.

### 3.4.4 Den faktiske udbygning med havmøller og fremadrettede perspektiver

To hollandske havmølleprojekter er i drift med en samlet kapacitet på 247 MW. Ingen er under etablering, men der er indgået kontrakt med to projekter med en samlet kapacitet på 600 MW. Der er ydermere givet tilladelse til 10 projekter med en samlet kapacitet på 2.810 MW.

De to havmølleprojekter, der er indgået kontrakt om, er resultatet af den seneste auktionsrunde fra januar 2010. Man havde et mål om at få installeret 950 MW kapacitet, men det fastsatte støttebeløb på 40 mia. kr. var kun nok til at indgå kontrakt med de to projekter på samlet 600 MW, og det resterende støttebeløb er kun nok til at finansiere cirka 130 MW. På baggrund af den tredje auktionsrunde kan det derfor forventes, at 730 MW bliver installeret. De hollandske myndigheder modtog 12 ansøgninger med en total kapacitet på 3,2 GW. I maj 2010 blev to havmølleprojekter udvalgt. Den gældende tarif for de to havmølleprojekter er ikke blevet offentliggjort. Konstruktionsfasen skal påbegyndes inden 1. august 2013, ellers er regeringen berettiget til at indløse de 20 mio. euro, der blev stillet i garanti af byderen.

Ovenstående koncessions- og kapacitetsgrundlag kunne tyde på, at den hollandske havmølleudbygning vil fortsætte i de kommende år. Flere rapporter har dog indikeret, at den nye hollandske regering ikke har planer om flere udbudsrunder i deres første fireårige valgperiode. Det vil resultere i, at tilladelser til 2,5 GW kapacitet udløber. Manglen på sikkerhed for investorerne kombineret med bekymringer for selve udbudsprocessen har forringet det hollandske markeds attraktivitet væsentligt.

## 3.5 Danmark

Danmark har i de seneste mange år været foregangsland inden for havmølleområdet. Den første havmøllepark blev således bygget i Danmark i 1991.

### 3.5.1 Politisk prioritering af havmølleudbygningen

Elektriciteten i Danmark kommer primært fra kulkraftværkerne, men vedvarende energi, herunder havmøller, udgør en stigende andel af det samlede energiforbrug.[6] I 2010 udgjorde vindkraftens andel af den indenlandske elforsyning 21,9 procent 18,8 procent i 2008 og kun 1,9 procent i 1990.

Danmark er medunderskriver af Kyoto-aftalen og er herudover underlagt EU-kravet om, at VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug i 2020 skal udgøre mindst 30 procent. Herved vil vedvarende energi bidrage med over 50 procent af den indenlandske elforsyning.

[6] Energistyrelsen: Energistatistik 2009, september 2010.

For at imødekomme de politiske målsætninger nedsatte regeringen ultimo 2005 et udvalg, der skulle finde egnede placeringer til fremtidige havmølleparker. Efter at have vægtet hensyn til konkurrerende arealinteresser udpegede udvalget i april 2007 syv hovedområder med et samlet areal på godt 1.000 $km^2$. Med Havmøllehandlingsplanen i 2008[7] blev der tilføjet et område, og der er derfor nu i alt udpeget otte velegnede områder til havmølleparker. Placeringen ved Anholt/Djursland blev vurderet til at være den samfundsøkonomisk mest fordelagtige, hvorfor denne park blev udbudt i april 2009.

### 3.5.2 Finansielle støtteordninger

Procedurer for etablering af havmøller, herunder også støtteordninger, er blevet udviklet i takt med de erfaringer, der er indsamlet fra de første havmølleprojekter.

De seneste tre havmølleparker (Horns Rev II, Rødsand II og Anholt) blev udbudt ved almindeligt offentligt udbud, og der gælder følgende vilkår:

- Havmølleejerne er ansvarlige for salget af produktionen på elmarkedet.
- Nettilslutning håndteres og betales af Energinet.dk.
- Havmølleejerne er som følge af de gennemførte priskonkurrencer berettiget til en fast afregningspris, der udgør følgende for de respektive udbud:
    - Horns Rev II: 0,518 kr./kWh for de første 50.000 fuldlasttimer.
    - Rødsand II: 0,629 kr./kWh for de første 50.000 fuldlasttimer.
    - Anholt: 1,051 kr./kWh for de første 20 TWh (svarende til 50.000 fuldlasttimer for 400 MW).
- Den samlede støtteafregning for ovennævnte fuldlasttimer (der typisk omfatter produktionen i de første 10-15 år) beregnes til enhver tid som den faste afregningspris minus Nordpools spotpriser på elleverancen til nettet. Såfremt elprisen overstiger afregningsprisen, tilbageføres overskuddet til staten, medmindre operatøren vælger helt at give afkald på støtten. For Anholt havmøllepark gælder, at på tidspunkter med negative elpriser modtages ingen støtte. Det vil sige, at der her gives incitament til at slukke for møllerne.

### 3.5.3 Procedurer og vilkår for tildeling af koncessioner

I Danmark kan der ansøges om koncession via to procedurer:

1. Ved at indsende tilbud i forbindelse med offentlige udbud af udvalgte områder.
2. Ved at anvende åben dør-proceduren, der gør det muligt (uafhængigt af udbudsrunder) at ansøge om tilladelse til at opføre en vindmøllepark. Der kan således ansøges året rundt, og der er ikke geografiske begrænsninger.

[7] Energistyrelsen: Havmøllehandlingsplan 2008. Opfølgning på kortlægningsrapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025", september 2008.

Den primære forskel mellem de to metoder er, at nettilslutningen ved åben dør-proceduren skal håndteres og betales af havmølleejeren, og støtten er desuden baseret på reglerne for landmøller, der udgør et fast beløb på 0,25 kr./kWh oven i elprisen plus et beløb for balancering på 0,023 kr./kWh. Herudover skal projekter, der er gennemført efter åben dør-proceduren, tilbyde lokalbefolkningen et ejerskab på 20 procent.

Indtil videre er der kun tildelt koncessioner efter åben dør-proceduren i forbindelse med landmøller og kystnære møller[8], idet åben dør-støtteniveauet er lavere, end hvad der kræves for etablering af store havmølleparker længere fra land.

### 3.5.4 Den faktiske udbygning med havmøller og fremadrettede perspektiver

Aktuelt har Danmark en havmøllekapacitet på 877 MW. Når Anholt Havmøllepark er etableret og idriftsat senest ved udgangen af 2013, vil kapaciteten stige med 400 MW. Hertil kommer en udbygning ved Kriegers Flak på 600 MW.

Af et notat fra Havmølleudvalget – *Anbefaling af at næste udbygning med havmøller sker på Krigers Flak - fra juni 2010 fremgår* ud over placeringen ved Anholt og Krigers Flak seks fremtidige mulige placeringer for havmølleprojekter, jf. tabellen nedenfor.

**Tabel 3.3. Mulige placeringer for danske havmølleprojekter**

| Område | Installeret kapacitet (MW) | Installation, net og driftsomkostninger (Kr./kWh) |
|---|---|---|
| ***Djursland/Anholt*** | *2 x 200* | *0,48* |
| **Krigers Flak** | 5 x 200 | 0,53 |
| **Horns Rev** | 5 x 200 | 0,53 |
| **Læsø** | 3 x 200 | 0,56 |
| **Jammerbugt** | 4 x 200 | 0,57 |
| **Ringkøbing** | 5 x 200 | 0,57 |
| **Ringkøbing** | 3 x 200 | 0,63 |
| **Rønne Banke** | 2 x 200 | 0,63 |
| **Store Middelgrund** | 1 x 200 | 0,64 |

Kilde: Energistyrelsen: Havmøllehandlingsplan, september 2008.

Anmærkning: * De nedjusterede produktionsomkostninger for Kriegers Flak fra 0,59 til 0,53 kr./kWh skyldes besparelser ved at flytte møllerne op på flakket og ved at anvende Klintholm Havn som servicehavn. Herudover er det vurderingen, at en fælles netløsning med Tyskland vil have en samfundsøkonomisk værdi svarende til 3-5 øre per produceret kWh for en vindmøllepark på 600 MW, jf. notat fra Havmølleudvalget den 10. juni 2010.

Af regeringens Energistrategi-2050 fremgår, at regeringen vil udbyde en havmøllepark på 600 MW på Kriegers Flak. Kriegers Flak kan realiseres som et fælles projekt med Tyskland (og evt. Sverige) med forventet idriftsættelse 2018-2020. Netop mulighederne for en koordineret nettilslut-

[8] De afstande der hidtil har været gældende for kystnære møller er fra to meter og op til seks kilometer fra kysten.

ningsløsning mellem flere lande har været en af grundene til, at Krigers Flak i dag er højeste prioritet.

## 3.6 Tværgående analyse af erfaringer fra primære og sekundære markeder

Dette afsnit opsummerer væsentlige karakteristika og opmærksomhedspunkter ved udbudsmodeller og tilgange til havmølleområdet med baggrund i erfaringerne fra de tre primære lande fra landeanalyserne fra forrige afsnit. Herudover vil erfaringer fra følgende sekundære markeder blive inddraget:

- Frankrig
- Irland
- Belgien
- Sverige.

Erfaringerne er beskrevet i forhold til syv forhold, der har haft stor betydning i konkurrerende markeders tildeling af havmøllekoncessioner: (1) certifikatsystem, (2) rammevilkår, (3) tidsrammer og incitament, (4) tildelingskriterier, (5) tarifstrukturen, (6) politisk engagement og (7) investeringstilskud. For en detaljeret gennemgang af erfaringerne henvises til baggrundsrapport 1.

### 3.6.1 Certifikatsystem

Det britiske certifikatsystem, Renewables Obligation (RO), er den fundamentale mekanisme for udvikling af vedvarende energi i Storbritannien. Certifikatsystemet søger at udnytte de frie markedsmekanismer, jf. afsnit 3.3, og hænger derfor godt sammen med Storbritanniens fremtrædende rolle i forhold til liberalisering af elmarkedet.

Storbritannien har i forhold til et certifikatsystem gjort sig nogle af de samme erfaringer som Sverige. I de to lande har man erfaret, at da certifikatsystemet ikke differentierer støtten i forhold til teknologiernes modenhedsgrad, kan det føre til, at billigere modne teknologier prioriteres frem for dyrere umodne teknologier. Specielt på havmølleområdet er dette en udfordring, da mange af teknologierne stadig er på et relativt tidligt udviklingsstadie.

For at imødekomme dette kan man differentiere værdien af certifikater i forhold til teknologien, som det er set gjort i Storbritannien i de senere år. Dette er dog omvendt et opgør med systemets bagvedliggende tanke om ikke at gribe ind over for de frie markedskræfter. Der er således ikke nogen garanti for, at differentiering af værdien af certifikater sikrer den rette balance mellem fremme af umodne og modne teknologier.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*Ikke-differentierede certifikater kan medføre, at umodne teknologier ikke bliver fremmet, eller at andre teknologier blive fremmet uforholdsmæssigt.*

### 3.6.2 Rammevilkår

I december 2010 begyndte den nye koalitionsregering i Storbritannien en høringsproces med titlen: Reform af elmarkedet. Denne høringsproces indeholdt flere forslag til ændringer af strukturen af det nuværende elmarked i Storbritannien. Det blev blandt andet foreslået, at ROC-systemet fra 2017 skulle udskiftes med en feed-in tariff. Disse ændringsforslag var udtryk for en markant ændring af det britiske afregningsregime, og man har derfor i høj grad svækket investorernes tillid til det fremtidige system og afregning.

Det kan naturligvis blive nødvendigt at justere på afregningsregime og rammevilkår generelt, men sådanne ændringer bør minimeres i antal og hyppighed.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*Fundamentale ændringer af rammevilkår kan skabe mistillid hos investorerne.*

### 3.6.3 Tidsrammer og incitament

Den franske udbudsrunde i 2004 havde sat en tidsramme på to år, fra den vindende byder modtog koncessionen, til havmølleprojektet skulle stå færdigt. Denne tidsramme mødte store protester blandt energiselskaberne, da en tidskrævende proces om at opnå tilladelser reelt gjorde det umuligt at udføre projektet.

Det er afgørende, at deadlines for etablering er realistiske og indeholder en grad af fleksibilitet. Dette viste sig, jf. afsnit 2.3, som en afgørende faktor for den begrænsede interesse for Anholt-udbuddet. Det tyske eksempel med en sprinterbonus viser ydermere, at udvikleren kan motiveres ved at skabe positive incitamenter.

I Irland er der desuden opmærksomhed rettet mod den indbyrdes afhængighed mellem realistiske tidsforløb i forhold til planlægningsdelen af et projekt og nettilslutningsmuligheder. Såfremt tidsfrister for ansøgninger om nettilslutning ikke er tænkt ind i tidsplanen for opførelsen af havmølleparken, kan det have store konsekvenser for koncessionsejerens mulighed for at idriftsætte havmølleparken til rette tid.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*Deadlines i anlægsfasen skal være realistiske og indeholde en vis grad af fleksibilitet. Gulerødder kan være bedre end pisk.*

### 3.6.4 Tildelingskriterier

Det franske udbud af 500 MW i 2004 opnåede ikke det optimale resultat, idet der kun blev skrevet kontrakt på 105 MW installeret kapacitet. Grunden til dette skal findes i tildelingskriterierne.

Frankrig havde ved det nævnte udbud i alt fire tildelingskriterier, hvoraf kriteriet vedrørende tilbudsgivernes pris vægtede mest (60 procent). De resterende kriterier indeholdt emner som teknisk og finansiel formåen, miljømæssige forhold m.v. En vigtig erfaring fra Frankrig er, at en ikke-optimal vægtning af tildelingskriterierne, der kun fokuserer på prisen, kan føre til et suboptimalt resultat. Tildelingskriterierne kan med fordel vægtes i forhold til for eksempel byggeplaner, risikoberegning, teknologisk niveau m.v., da dette vil føre til en større grad af udvikling af projekterne

før selve ansøgningen. Alternativt kan myndighederne tage ansvar for dele af udviklingsfasen, som det er tilfældet i Danmark, for eksempel i forhold til nettilslutning og VVM.

De franske erfaringer kan yderligere underbygges med et eksempel fra Holland. I forbindelse med Hollands udbud af 950 MW i 2009/2010 betød kriteriet om at vælge den byder, der tilbød den laveste tarif, at et ukendt energiselskab med mindre erfaring blev valgt. Under en retssag anført af et større energiselskab blev der sået tvivl om det vindende energiselskabs finansielle formåen. Omend retssagen blev tabt, har konsekvensen af det hollandske udbud generelt skabt stor usikkerhed om den hollandske udbudsproces.

En vigtig erfaring fra den hollandske case er således, at et meget snævert fokus på lavest tilbudte tarif kan føre til, at de succesfulde projekter ikke er rentable eller indeholder markante risici. Der er flere mulige alternativer til en model, der kun fokuserer på laveste tarif:

- Afholdelse af flere udbudsrunder i relativt fastlagte intervaller
- En åben dør-politik i forhold til udvikling af havmølleparker
- Afholdelse af så stor en udbudsrunde, at aktiviteterne i de enkelte led i leverandørkæden bliver intensiveret signifikant. Herved tilskyndes investeringer, og der gives sikkerhed til investorerne om, at udbuddet ikke er et engangsudbud. Kontinuitet på lang sigt er nøglen til at skabe en succesfuld industri.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*For stor vægt på prisen kan ophæve effekten af andre væsentlige kriterier.*

### 3.6.5 Tarifstrukturen

I Belgien blev der etableret et afregningsregime med en meget høj feed-in tariff, der kun omfattede et meget begrænset antal projekter. Tanken bag dette var, at hurtig etablering af de første havmølleparker ville føre til omkostningsreduktioner, i takt med at erfaringerne omsatte sig til for eksempel brug af mere effektive teknologier. Det betød, at de første to havmølleparker i Belgien, Thornton Bank og Bligh Bank, løb med store dele af det belgiske tilskud, og de følgende projekter havde dermed kun mulighed for at søge et markant lavere tilskud.

Der opstod tre problemer med denne tarifstruktur:

1. Det viste sig, at forventningerne til øget omkostningsreduktion var overvurderet. Man så ikke den grad af innovation i etableringen af de første to havmølleparker, som man havde forventet.
2. De nye havmølleprojekter efter Thornton Bank og Bligh Bank skulle placeres længere fra kysten med en øget havdybde, hvorfor de også burde have fået et større tilskud, end afregningsregimet gav mulighed for.
3. Feed-in tariff gør det svært at være fleksibel over for dels skiftende forhold i værdikæden, dels skift i markedsforhold, der kan få betydning for priserne på etableringen af havmølle-

parker.[9] Den faste tarif gør endvidere, at beslutningstagerne skal have en præcis forståelse af teknologiomkostningerne, hvilket er vanskeligt i forhold til en relativ umoden teknologi som havmøller.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*Alle forventninger til fremtidige omkostningsreduktioner bør indarbejdes i tarifstrukturen, så den er tilstrækkelig og fleksibel og dermed tager højde for den reelle udvikling.*

### 3.6.6 Krav om politisk engagement og vilje til at skabe rette økonomiske rammer

Erfaringerne fra Irland viser, at politisk engagement til at facilitere havmølleprojekter ved hjælp af mål og krav om tæt samarbejde mellem relevante ministerier er af væsentlig betydning for fremdriften i havmølleprojekter. Manglende politisk fokus kan resultere i, at der ikke bliver skabt tilstrækkelig sammenhæng mellem rammebetingelserne for tilladelsen til at opføre en havmøllepark, kabeltilslutning og finansiel støtte.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaringer:

*Et klart politisk engagement kan medvirke til forbedret koordination mellem forskellige statslige myndigheder, der er involveret i tildeling af koncessioner, tilladelser og forskellige støttefunktioner.*

*Projektøkonomien i et lille land som Irland skal ikke kun matche, men skal også være bedre end i større lande som Storbritannien og Tyskland, for at være tilstrækkelig attraktiv.*

### 3.6.7 Investeringstilskud

På trods af, at Sverige har gode forhold for etablering af havmølleparker, og at Sverige tilbage i starten af 1990'erne var foregangsland på området, er landets eventuelle udbygning med havmøller meget usikker. En stor andel af svensk vedvarende energi kommer fra vandkraftværker, men Sverige prioriterer også i stadig højere grad havmølleenergi. For at forsøge at sikre etableringen af havmølleparker har Sverige derfor indført et investeringstilskud. Havmølleparken Lillgrund (110 MW) har eksempelvis fået et markant tilskud til konstruktionsomkostninger. Modellen med investeringstilskud har ført til, at et antal mindre projekter er blevet bygget, men det giver ikke en forudsigelig støtte, som byderne kan regne med, da projekterne skal udvælges til at få støtte. Den store usikkerhed, som dette repræsenterer, har ført til, at hverken havmølleparkerne Utgrunden II eller Kriegers Flak har påbegyndt konstruktionsfasen på trods af, at de har fået tilskud.

På baggrund af ovenstående kan der uddrages følgende erfaring:

*Investeringstilskud kan være en mulighed i forbindelse med mindre demonstrationsprojekter, men vil ikke på lang sigt alene sikre etableringen af havmølleparker og modning af de nødvendige teknologier.*

[9] Jævnfør det første udbud af Rødsand, hvor DONG og E.ON sprang fra deres tilbud på grund af højere råvarepriser.

# 3.7 Komparativ analyse af rammevilkår

I dette afsnit foretages en sammenligning af de anvendte udbudsmodeller og tilhørende rammevilkår i Danmark, Holland, Storbritannien og Tyskland. Der fokuseres på forskelle og ligheder mellem modellerne, attraktiviteten af de forskellige vilkår set fra investorernes synspunkt og på den havmølleudbygning, modellerne hver især har resulteret i.

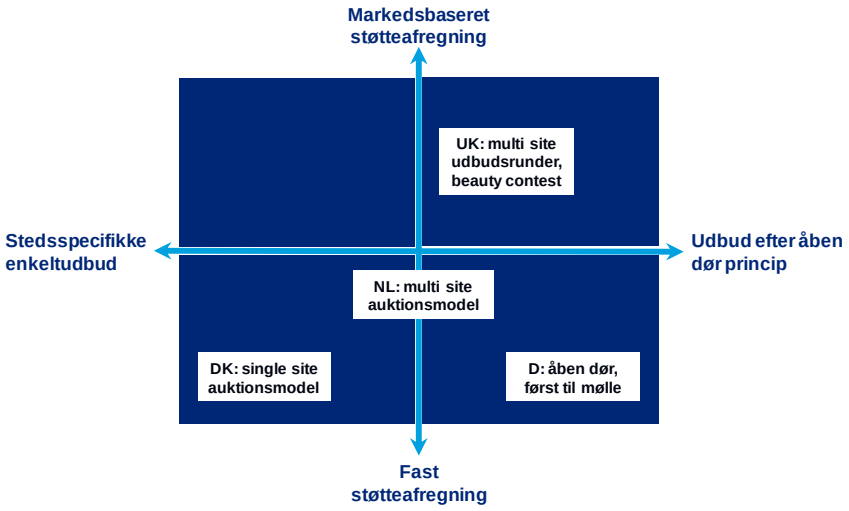
## 3.7.1 Koncessionsmodellernes overordnede karakter

De forhold, der på mest afgørende vis adskiller de forskellige (udbuds)model for tildeling af havmøllekoncessioner, er:

- Under hvilken form og i hvilket omfang de udbydes/tildeles.
- I hvilket omfang støtten er baseret på fast statsafregning for den leverede strøm eller en mere markedsbaseret afregning, der understøttes af statslig regulering.

Nedenstående figur viser, hvordan de danske, hollandske, britiske og tyske modeller indplacerer sig i forhold til disse centrale aspekter af koncessionstildeling og afregning for havmølleparker.

**Figur 3.6. Typologi over koncessionsmodeller i Danmark, Holland, Storbritannien og Tyskland**




Den danske og hollandske model er nært beslægtede, idet de begge er baseret på auktionsrunder, hvor koncessioner for havmølleparker udbydes og tildeles den eller de leverandører, der tilbyder at opføre og drive parkerne til den laveste støtteafregning. En væsentlig forskel på den danske og hollandske model er, at der kun udbydes én koncession ad gangen i Danmark for ét bestemt site, hvorimod der gennemføres auktionsrunder i Holland, hvor investorerne helt åbent kan byde ind med forskellige sites et hvilket som helst sted i hollandsk farvand, som de på forhånd har opnået miljøtilladelse til. En anden forskel er, at den afregning, der i Holland kan opnås for parken, i noget højere grad er underlagt udsving i elprisen, selvom hovedprincippet – ligesom i Danmark – er en fast tarif svarende til de vindende bud.

Den britiske og tyske model er meget anderledes end auktionsmodellerne, idet koncessionerne ikke tildeles efter priskonkurrence, men derimod gennem en beauty contest (UK) eller gennem et først til mølle-princip (D). Dette hænger tæt sammen med, at landene samler koncessionstildelingerne i

større udbudsrunder (UK) eller i en åben dør procedure (D), hvor der er fri adgang for projektudviklere til at finde og foreslå egnede sites, som ikke allerede er tildelt som koncessioner til anden side. Den britiske og tyske model er dog meget forskellige med hensyn til afregningsformen.

Den britiske model er markedsbaseret, idet staten ikke udbetaler støtte, men skaber de reguleringsmæssige betingelser for støtte gennem et markedsbaseret certifikatsystem, hvor elproduktion fra havmøller og anden vedvarende energi giver ret til at omsætte certifikater (ROC'er) til elleverandørerne, der er pålagt betingelser om en bestemt VE-andel. Ud over ROC-prisen opnår producenterne også den markedsbaserede pris på el, hvilket yderligere understreger den britiske models markedsbaserede karakter. Under den tyske model gives omvendt en fast støtte per kWh for strøm leveret fra havmølleparker, og denne faste støtte træder i stedet for den markedsbaserede elpris. Dette svarer nogenlunde til den danske afregningsmodel, dog med den væsentlige forskel, at tyske havmølleparker opnår den samme faste tarif (med visse korrektioner for kystafstand og havdybde), hvorimod afregningsbeløbet i Danmark er individuelt bestemt via udfaldet af udbudskonkurrencen og dermed stærkt varierende fra park til park.

### 3.7.2 Foreløbig sammenligning af de opnåede resultater med de forskellige modeller

Relevante parametre, der som minimum bør inddrages i en sammenligning af de nationale modellers omkostningseffektivitet, det vil sige samlede effekter set i forhold til samlede omkostninger, vil være:

- Effekter i form af omfanget af kapacitetsudbygning for havvindenergi, der stilles til rådighed for samfundet, herunder:
    - Færdigetableret havmøllekapacitet.
    - Påbegyndt og forventet konstruktion af havmøllekapacitet på de nuværende koncessioner.
- Prisen for at få kapaciteten etableret, herunder:
    - Gennemsnitlig byrde i form af støtteafregning, som elforbrugerne pålægges ved de etablerede og forventede havmølleparker (og deraf følgende skatteforvridningstab).
    - Øvrige skattefinansierede støtte- og transaktionsomkostninger ved reguleringsregimet.

Ovenstående indikatorer afspejler ikke de fulde samfundsøkonomiske fordele og omkostninger ved regimerne. I beregningen heraf skal der tages en række afledte effekter i betragtning. Eftersom de afledte effekter i rimelig høj grad er proportionale med ovenstående indikatorer, kan der tages udgangspunkt i sidstnævnte til nedenstående foreløbige betragtninger omkring de nationale modellers relative succes.

Fordelene ved udbygning med kapaciteten for havvindenergi afhænger således af de effekter, det skaber i forhold til realiseringen af miljømæssige målsætninger og bidrag til forsyningssikkerhed. Herudover vil der skulle indregnes forskellige afledte effekter, såsom påvirkning af markedsprisen for el gennem øget udbud af elproduktion fra vindenergi, indtjening, vækst og jobskabelse blandt

(nationale) energiselskaber og leverandører i forsyningskæden samt alternativomkostninger, såfremt havvindenergien fortrænger mere omkostningseffektive løsninger.

Den danske model for udbygning med havvindenergi baseret på single site udbud og priskonkurrence var indledningsvist succesfuld ved at bidrage til at realisere nogle af verdens første store havmølleparker (Rødsand og Horns Rev) til meget lave afregningspriser. Det viste sig imidlertid, at havmølleparkerne ikke var rentable ved de tilbudte afregningspriser, hvorfor der opstod situationer, hvor den vindende byder sprang fra. Efterdønningerne fra disse erfaringer kom (som det fremgår af kapitel 3) til at påvirke såvel myndighedernes krav som investorinteressen for den næste store havmøllepark (Anholt) i retninger, der hver for sig bidrog til at mindske konkurrencen. Det lykkedes dog at få afsat koncessionen, således at den danske havvindenergikapacitet forventes udbygget med 400 MW inden 2013.

Den hollandske model, som ligner den danske meget, viste også indledningsvist lovende resultater. Der er som følge af de gennemførte auktioner etableret cirka 250 MW i havmøllekapacitet, og yderligere 600 MW er under forberedelse i forlængelse af den seneste auktionsrunde. I denne runde er der dog, ligesom i Danmark, sket en væsentlig stigning i priserne i forhold til de tidligere auktioner. Selvom de endelige afregningspriser i Holland er fortrolige (og ikke som i Danmark offentliggøres samtidig med vinderen af udbuddet), kan det udledes, at der er sket en væsentlig prisstigning, idet den af regeringen afsatte samlede støttepulje kun rakte til 600 MW og ikke til de påregnede 950 MW. Dette skyldes ikke manglende konkurrence, idet der var 12 selskaber, der bød ind på auktionen. Dette forhold kan ses som en indikation af, at der på det internationale marked er sket en betydelig opdrift i prisniveauet og dermed, at der også er andre tungtvejende grunde til den forhøjede pris på Anholt Havmøllepark end fravær af konkurrence.

Med hensyn til både færdig, påbegyndt og forventet udbygning med havmøllekapacitet har den britiske model været den mest fremgangsrige målt i absolutte størrelser. Cirka 1 GW er færdigetableret, yderligere 4 GW er under konstruktion, og i den seneste runde III blev der tildelt koncessioner for projekter med en samlet kapacitet på 32 GW. Det understøttes af stor stabilitet i den politiske opbakning til havmøller og klare målsætninger og retningsangivelser for yderligere vækst i såvel vedvarende energi generelt som havmøller. Det britiske system for støtte til vedvarende energi er således ved at blive reformeret i en retning, der forventes yderligere at styrke incitamenterne og begrænse risikoen for investeringer i både havmøller og andre VE-generatorer. De potentielle investorer har derfor positive samstemmende forventninger til det britiske marked, som de betragter som verdens mest attraktive marked for havmøller.

Til trods for den usikkerhed, der ligger i en markedsbaseret afregningsform, og de omkostninger, investorerne bærer i forbindelse med nettilslutning, har den britiske model således formået at understøtte en accelererende vækst i kapacitetsudbygningen. I en samlet vurdering af den britiske models omkostningseffektivitet vil der dog også skulle tages højde for de omkostninger, som støtte- og reguleringsregimet har påført elforbrugerne og skatteyderne.

Den tyske model har længe været anset som mindre succesfuld med hensyn til etablering af kapacitet, idet der ganske vist blev ansøgt om og tildelt mange koncessioner under åben dør proceduren, men kun påbegyndt konstruktion af mindre demonstrationsprojekter. Som modsvar til dette er der løbende sket en tilpasning af niveauet for den faste støtteafregning, og der er sket en lempelse af kravene til havmølleparkernes fysiske placering i retning af at tillade parker tættere på kysten end tidligere. Dette har ført til, at vilkårene er blevet tilstrækkelig attraktive til, at der nu er påbegyndt

konstruktion af de første store tyske havmølleparker, der dog endnu kun omfatter få hundrede MW.

Flere koncessionshavere er dog ved at forberede sig på etablering af ny kapacitet, og markedets forventninger om, at der vil ske en betydelig vækst i den tyske kapacitet over de kommende år, understøttes af, at regeringen har givet udtryk for strategiske ambitioner (til forskel fra bindende mål) om, at den installerede kapacitet af havmøller skal udgøre 25 GW i 2030. Den nyligt annoncerede nedlukning af en række ældre tyske atomkraftværker som følge af atomulykken i forbindelse med tsunamien i Japan må forventes yderligere at kunne bidrage til at øge Tysklands ambitioner for andelen af vedvarende energi, herunder havmøller.

Den samlede støtteafregning for tyske havmølleparker ligger i dag nogenlunde på niveau med (eller lidt under) Anholt Havmøllepark, og der er store ligheder med hensyn til afregningsmodellen (fast pris i stedet for elprisen), gyldighedsperioden og den fri nettilslutning. Dette indikerer, at omkostningerne for elforbrugerne i den tyske model ligger på niveau med den danske model.

### 3.7.3 Sammenligning af modellerne og deres attraktivitet med hensyn til investering i havmølleparker

I nedenstående tabel er der foretaget en tværnational sammenfatning og sammenligning af rammevilkår på de dimensioner, der er mest centrale set ud fra investorernes synspunkt.

Farverne i figuren indikerer Deloittes vurdering af, hvor attraktive de enkelte vilkår umiddelbart forventes at være set fra et investorsynspunkt:

- Grøn farve indikerer meget attraktive vilkår.
- Gul farve indikerer relativt neutrale vilkår.
- Orange farve indikerer mindre attraktive vilkår.

Vurderingerne er foretaget på baggrund af interview med potentielle investorer samt de resultater, landemodellerne har givet anledning til, jf. dokumentationen i lande- og caseanalyserne i baggrundsrapport 1.

Generelt fremstår den britiske model, efterfulgt af den tyske, som de modeller, der i perioden op til 2010 tilbød de mest attraktive vilkår set fra investorernes synspunkt. Det skyldes de favorable vilkår på de mest afgørende dimensioner i den øvre del af tabellen, det vil sige i forhold til (1) udbygningsplaner (og deraf følgende markedsvolumen og synergimuligheder), (2) koncessionsmodel og tildelingskriterier, (3) niveau, udstrækning og stabilitet af finansiel støtte og (4) tidsrammer.

De interviewede potentielle investorer har generelt givet udtryk for, at det britiske marked er det mest attraktive, og at det tyske marked er det næstmest attraktive marked set fra deres synspunkt. Forklaringen på dette skal således findes i de gunstige rammevilkår, der er markeret med grønt i figuren. Mht. det væsentlige vilkår omkring støtteafregningen for elsalget er den danske model dog rimeligt konkurrencedygtig med den britiske og tyske model, hvis der tages udgangspunkt i afregningsformen og niveauet for Anholt-udbuddet.

Vilkårene på det danske marked er desuden relativt mere attraktive med hensyn til nettilslutning, VVM og myndighedsprocedurer, som investorerne opfatter som noget nær optimale i Danmark.

**Tabel 3.4. Attraktiviteten af nationale vilkår på vigtige dimensioner ud fra investorernes synspunkt**

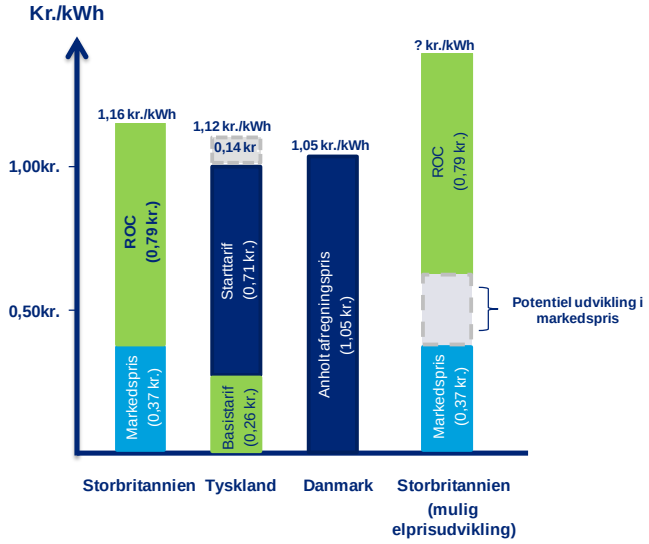
| | Dansk model | Hollandsk model | Britisk model | Tysk model |
|---|---|---|---|---|
| **Politiske planer for udbygning af havvindenergi** | • Ingen målsætninger eller konkrete udbygningsplaner | • Tidligere høje ambitioner afløst af en udskydelse af planer | • Ambitiøse og meget konkrete planer for ny kapacitet udrullet gennem successive udbudsrunder | • Strategisk langsigtet ambition for havvind-kapacitet, men ikke konkrete planer |
| **(Udbuds)model for koncessioner** | • Singe site auktion<br>• Staten definerer site<br>• Begræset dialog med byderne som led i seneste udbud | • Multi site / open selection auktion<br>• Investor finder og foreslår sites<br>• Dialog med byderne | • Multi site udbudsrunder<br>• Staten udpeger zoner - investor finder og foreslår sites indenfor disse<br>• Konkurrencepræget dialog | • Åben-dør procedure<br>• Investor finder og foreslår sites |
| **Tildelingskriterier** | • Lavest tilbudte afregningspris | • Lavest tilbudte tarif<br>• Tilladelse skal forinden være opnået for site | • Udbud efter forhandling<br>• Beauty contest (baseret på udviklers projektforslag og kapacitet) | • Først til mølle<br>• Tilladelse skal forinden være opnået for site |
| **Tidsrammer for udnyttelse/ etablering** | • Faste og stramme (etablering skal være færdig 2-3 år fra tildeling) | • Faste, men moderate (konstruktion skal påbegyndes inden 3 år fra tildeling) | • Faste, men rummelige (2018 for runde III udbuddet fra 2008) | • Fleksible og rummelige |
| **Støtteafregning for elsalg** | • Fast afregningspris defineret af vinderbud (10-15 år frem)<br>• Fuld modregning af elindtægter<br>• Ingen afregning ved negative markedspriser | • Fast tarif defineret af vinderbud (15 år frem)<br>• Tillæg for kystafstand<br>• Delvis modregning af elindtægter<br>• Loft over samlet produktion, der støttes | • Renewable obligation certificates(ROC) oven i elprisen (indtil 2037)<br>• Ekstra kreditter for havvind | • Fast, ensartet tarif (mindst12 år frem)<br>• Fuld modregning af elindtæger<br>• Udvidelse af støtte-periode ved stor kystafstand og dybde |
| **Supplerende incitamenter (bod, sprinter-bonus m.v.)** | • Vedståelsesbod<br>• Forsinkelsesboder | • Lempelige afskrivings-regler for investeringer<br>• Vedståelsesbod<br>• Innovationsbonus | • Fritagelse af elaftagere for Climate Change Levy<br>• Leasing-udgift for sites<br>• Ansøgningsgebyr og garantistillelse | • Sprinterbonus (aftagende ved idriftsættelse efter 2015) |
| **Nettilslutning** | • Fri tilslutning; staten udfører, finansierer og garanterer | • Investor bærer udgift til nettilslutningen | • Investor forestår og bærer udgift til nettilslutningen<br>• Gebyr for brug af kabler | • Fri tilslutning; staten udfører og finansierer (men kun indtil 2015) |
| **VVM** | • Udføres inden udbud<br>• Finansieres af staten | • Udføres inden auktion<br>• Finansieres af investor | • Udføres i forlængelse af udbudsrunde<br>• Finansiering er delt mellem stat og investor | • Udføres i forbindelse med ansøgning<br>• Finansieres af investor |
| **Myndigheds-procedurer og planlægning** | • Strømlinet one-stop-shop<br>• Udførligt plangrundlag | • Tilnærmet one-stop-shop<br>• Udførligt plangrundlag | • Individuelle tilladelses-procedurer, men arbejder på one-stop-shop<br>• Begrænset plangrundlag | • Udførligt plangrundlag |

Den danske model fremstår samlet mere attraktiv end den hollandske model, da den fri nettilslutning, VVM og de faste støtteafregninger vægter relativt højt i de økonomiske vurderinger hos investorerne. I Danmark er støtteafregningen således ikke underlagt et loft, som det er tilfældet i Holland, og den er også mere stabil, da den ikke påvirkes af udsving i elprisen. Til gengæld er tidsrammerne noget mere overkommelige i Holland, end de var for Anholt-udbuddet, hvilket er en medvirkende grund til, at der var flere bydere ved den seneste auktionsrunde i Holland. P.t. er udbygningsplanerne dog sat i bero.

Et af de mere afgørende punkter er de samlede finansielle incitamenter for investorerne til at investere i havmølleparker. Som det fremgår af tabellen, er dette meget svært at sammenligne, fordi det udgøres af mange forskellige støttekomponenter og supplerende bodsbestemmelser og i nogle tilfælde også skatte- og afskrivningsregler med betydning for havmølleinvesteringer. Hertil kommer den finansielle betydning af markedsvolumen og tilhørende synergi samt værdien af nettilslutning og en effektiv proces for tilladelser.

Deloitte har på basis af landeanalyserne foretaget en sammenligning af Danmark, Tyskland og Storbritannien med hensyn til elforbrugernes samlede direkte betaling i kr./kWh for strøm leveret fra havmøller, herunder såvel afregningsstøtte som eventuel markedspris for el, der kommer oven i støtten. Figuren nedenfor viser forskellen mellem landene.

**Figur 3.7. Sammenlignende oversigt over afregningsniveau i Storbritannien, Tyskland og Danmark**




Tabellen viser, at den højeste samlede afregning på 1,16 kr./kWh opnås i Storbritannien (der er taget udgangspunkt i gennemsnittet af auktionspriser for ROC og spotpriser på el i hele 2010). I Tyskland opnås den næsthøjeste samlede afregning på 1,12 kr./kWh, såfremt alle støttebetingelser er opfyldt, og man medtager sprinterbonus på 0,14 kr./kWh. Uden sprinterbonus, der ikke vil kunne opnås ved senere etablering end 2015, ligger afregningen i Tyskland på et lidt lavere niveau (0,97 kr./kWh) end for Anholt Havmøllepark (1,05 kr./kWh) og det er i øvrigt uvist, hvad der vil ske i forhold til starttariffen, der udløber i 2015, om end det dog forventes i markedet, at der vil blive fundet en erstatning.

Der forekommer umiddelbart ikke at være meget store forskelle i den samlede aktuelle afregningspris. Ser man fremad, skal der dog tages højde for, at markedsprisen for el ifølge de fleste fremskrivninger forventes at stige væsentligt mere end inflationen. Eftersom det kun er i Storbritannien, at denne effekt vil slå igennem i den samlede afregning (i Danmark og Tyskland er afregningen fast og uafhængig af elprisen og endda uden indeksregulering i Danmark), fremgår det af søjlen yderst til højre, at den samlede afregning forventes at blive betydelig større i Storbritannien end i de øvrige lande.

I en samlet vurdering af de finansielle incitamenter for investorerne er det imidlertid også nødvendigt at tage højde for, at staten finansierer nettilslutningen i Danmark og frem til 2015 også i Tyskland samt, at den britiske ROC-støtte har en gyldighedsperiode helt frem til 2037 mod kun 10-15 år i Danmark og Tyskland.

Nedenstående tabel 3.5 viser scenarieberegninger på baggrund af business casen jf. bilag C samt landeanalyserne fra baggrundsrapport 1, hvor der er taget højde for både den forskellige tidsmæssige udstrækning af støtten og byrdefordelingen i forbindelse med finansiering af nettilslutningen. De viser værdien af et projekt med Kriegers Flaks egenskaber, hvis det blev gennemført under de

afregnings- og markedsforhold, der var gældende i 2010 for hhv. DK i forhold til Anholt-afregningen og UK i forhold til afregning efter ROC-modellen og egenfinansiering af nettilslutning. Tyskland er ikke medtaget i beregningerne, idet vilkårene efter 2015 er for usikre til, at der kan drages nogen konklusioner.

Af øverste tabel ses, at investorerne ville opnå en større værdi for den samme havmøllepark under den britiske model end under den tilsvarende danske model, der var gældende i 2010, såfremt afkastkravet (og dermed risikoen) sættes ens. Værdien af de samlede offentlige tilskud til havmølleparken, herunder værdien af tilskuddet oven i markedsprisen på el og værdien af nettilslutningen er desuden vist i tabellen for en diskontering svarende til den normale afkastkrav på 7.9 procent. Beregningen viser, at der ikke er den store forskel på størrelsen af det samlede offentlige tilskud, men at det dog vil være noget højere i Storbritannien, hvis det antages at prisen på ROC-certifikater som minimum følger inflationen.

**Tabel 3.5 værdien af et projekt med Kriegers Flaks egenskaber, hvis det blev gennemført under de afregnings- og markedsforhold, der var gældende i 2010 for hhv. DK og UK**

| Mio.kr., 2015-priser | NPV (2010-markedsforhold | Anvendt afkastkrav | Opnået afkast | NPV af off. tilskud |
|---|---|---|---|---|
| Danmark[1] | 1.255 | 7,9% | 9,3% | 9.846 |
| Storbritannien (0% ROC inflation) | 2.372 | 7,9% | 10,1% | 7.805 |
| Storbritannien (1% ROC inflation) | 3.606 | 7,9% | 11,1% | 9.084 |
| Storbritannien (2% ROC inflation) | 5.055 | 7,9% | 12,3% | 10.584 |

1: Ved anvendelse af afregningsprisen ved Anholt-udbuddet på 105,1øre/kWh (2010-priser)

| Mio.kr., 2015-priser | NPV (2010-markedsforhold | Anvendt afkastkrav | Opnået afkast | NPV af off. tilskud |
|---|---|---|---|---|
| Danmark[1] | 1.255 | 7,9% | 9,3% | 9.846 |
| Storbritannien (0% ROC inflation) | 302 | 9,8% | 10,1% | 7.805 |
| Storbritannien (1% ROC inflation) | 1.297 | 9,8% | 11,1% | 9.084 |
| Storbritannien (2% ROC inflation) | 2.459 | 9,8% | 12,3% | 10.584 |

1: Ved anvendelse af afregningsprisen ved Anholt-udbuddet på 105,1øre/kWh (2010-priser)

I nederste tabel er der korrigeret for den højere risiko ved det britiske regime (gennem fastsættelse af et forhøjet afkastkrav på 9.8 procent).[10] I dette tilfælde vil den britiske model stadig vil være noget mere attraktiv for investorerne, men kun hvis inflationen i ROC-prisen bliver 1 procent eller derover. For en nærmere gennemgang af forudsætningerne for og forbeholdene omkring beregningerne henvises til bilag C.

Der kan udledes to overordnede konklusioner af beregningerne:

1. De samlede diskonterede byrder for staten/elforbrugerne af de ydede offentlige tilskud oven i elprisen samt til nettilslutning er nogenlunde ens i Danmark og Storbritannien.

[10] Den britiske afregning er mere risikofyldt for investoren, da investor både er eksponeret overfor udsvingene i elpriserne og priserne på ROC's modsat Danmark, hvor investor er sikret en given afregningspris for en fastsat produktionsmængde. Deloitte har for UK valgt at anvende en WACC på 9,8% baseret på en analyse af Dexia, som sammenligner risikoen ved afregningsmodeller baseret på tildeling af certifikater kontra fast afregningspris.

2. De mere attraktive vilkår for investorerne i Storbritannien skyldes især, at markedsprisen for el ligger højere end i Danmark, hvilket i stigende grad forventes at være tilfældet i årene frem.

Vurderingen er således, at den britiske model i den nuværende udformning er den mest attraktive, men at en afregning på Anholt-niveau giver noget nær det samme afkast for investorerne, når der korrigeres for den højere risiko ved den britiske model.

Hvorvidt dette også vil gøre sig gældende i fremtiden afhænger imidlertid af de økonomiske implikationer de kommende tilpasninger i den britiske afregningsmodel, samt hvorledes udbudsvilkårene og konkurrencesituationen udvikler sig i Danmark.

# 4. Konkurrenceforholdene på det internationale marked

Dette kapitel omhandler konkurrenceforholdene på det internationale marked for projektudvikling af havmølleparker og konkurrenceforholdene i de forskellige dele af leverandørkæden for havmølleparker. Kapitlet indeholder en analyse og vurdering af konkurrenceforholdenes betydning for de fremtidige kapitalomkostninger for havmølleparker og betydningen for den fremtidige udbud og efterspørgselssituation i forhold til etablering af havmølleparker.

For at afdække konkurrenceforholdene er der gennemført en række markedsanalyser. Kapitlet er en opsummering af markedsanalyserne, herunder forhold vedrørende udbud og efterspørgsel, inden for tre typer internationale markeder:

- **Leverandørmarkeder i forsyningskæden:** Afsnittet indeholder analyser af konkurrence- og prisforhold for centrale komponenter som vindmøller, fundamenter, kabler, installationsskibe m.v. Analyserne fokuserer på den historiske udvikling og den nutidige situation på leverandørmarkeder i forsyningskæden. Analyserne vil resultere i fremskrivninger for kapitalomkostningerne til en havmøllepark.

- **Markedet for udbygning med havmølleparker:** Afsnittet indeholder analyser af efterspørgselssiden for havmølleparker og omfatter statslige udbygningsplaner og efterspørgsel efter kapacitetsudbygning i Danmark og andre primære markeder samt interessen for havmølleprojekter blandt energiselskaber og andre finansielle investorer.

- **Elmarkedet:** Afsnittet indeholder analyser af prisudviklingen på elmarkedet, der er central for afregningen af output fra havmølleparker. Analyserne understøtter business caseberegningen i kapitel 6 og danner endvidere grundlag for at kunne analysere de forskellige finansielle afregningssystemer i relation til udvikling af udbudsmodeller i kapitel 8.

GL Garrad Hassan (GLGH) har i samarbejde med Deloitte gennemført markedsanalyserne, der ligger til grund for den samlede analyse af konkurrenceforholdene på det internationale marked. Markedsanalyserne er udført på baggrund af GLGHs og Deloittes sektorkendskab, netværk af eksperter, specifikke databaser på havmølleområdet, sekundære kilder og tredjepartsvurderinger. De fulde markedsanalyser er samlet dokumenteret i *Baggrundsrapport 2 – Analyse af konkurrence på internationale markeder med betydning for havmøller*. Analysen af den forventede udvikling af elpriserne er baseret på Energistyrelsens fremskrivninger.

I det afsluttende afsnit af kapitlet sammenholdes konklusionerne fra markedsanalysen med resultaterne fra de gennemførte interview med de potentielle investorer i danske havmølleparker med henblik på en vurdering af den konkurrencesituation, der – alt andet lige – tegner sig ved fremtidige danske havmølleprojekter.

## 4.1 Centrale leverandørmarkeder i forsyningskæden

Markederne for vindmøller og reservedele, fundering, kabler, elnet og tilslutninger og installationsskibe er centrale leverandørmarkeder i forsyningskæden. Ved at analysere leverandørmarke-

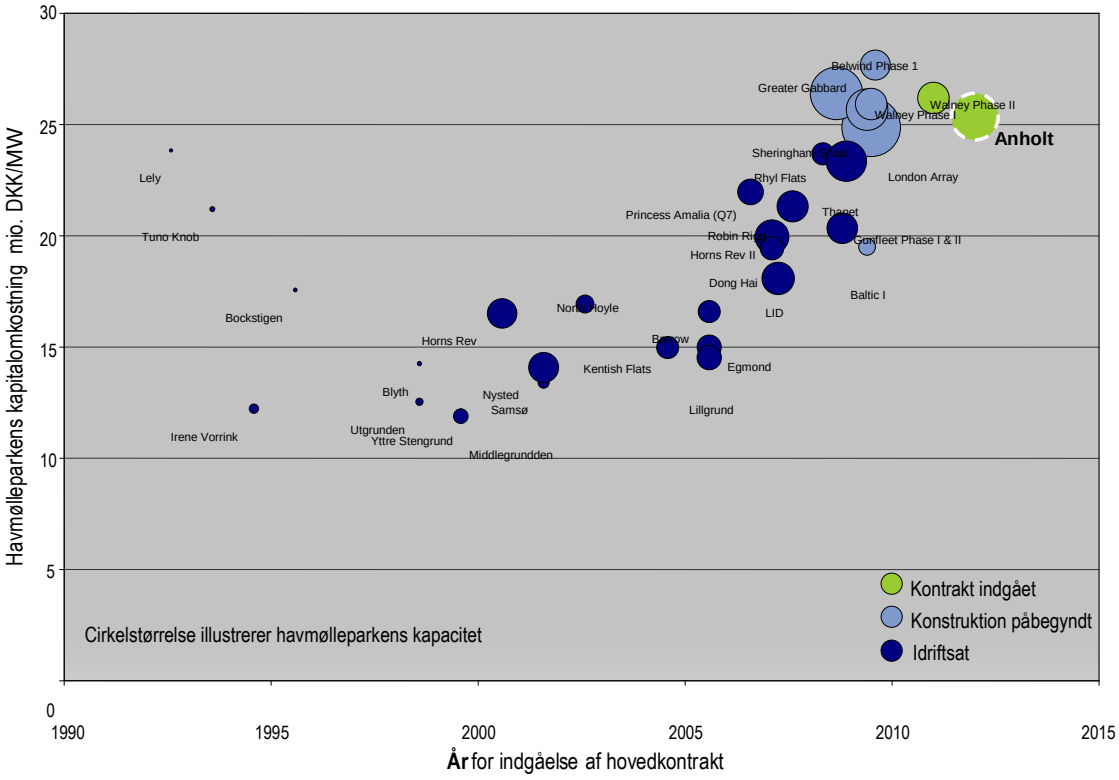
derne i forsyningskæden og fremskrive udbud og efterspørgsel er det muligt at foretage en fremskrivning af kapitalomkostningerne til en havmøllepark de næste 10 år. En sådan fremskrivning foretages i afsnit 4.1.3 på baggrund af to analyser: (1) en analyse af den historiske udvikling af leverandørmarkederne i forsyningskæden og (2) de nuværende tendenser og markedsfaktorer med betydning for forsyningskæden.

### 4.1.1 Den historiske kontekst

I det følgende analyseres den historiske udvikling af leverandørmarkederne i forsyningskæden. Figur 4.1 illustrerer udviklingen i kapitalomkostninger for havmølleparker fra 1990 og frem til i dag justeret i forhold til størrelsesforskelle, finansiering af nettilslutning, inflation og valutaforskelle. Det ses, hvordan kapitalomkostningerne de seneste 15 år er steget markant.

Den normale forventning til nye innovative teknologier, der vinder indpas på markedet, er, at produktionsomkostningerne vil falde i takt med den teknologiske udvikling. Dette er ikke sket på området for havmølleparker. Historiske ubalancer mellem udbud og efterspørgsel har i stedet drevet kapitalomkostningerne op.

**Figur 4.1. Den historiske udvikling i kapitalomkostningerne til havmølleparker**




De nationale markeders store efterspørgsel efter havmølleprojekter sammenfaldende med en monopollignende situation på leverandørmarkedet for havmøller i 3 MW-klassen over en kortere periode har ført til, at efterspørgslen har oversteget udbuddet. Ubalancen mellem udbud og efterspørgsel har medført en lav grad af intern konkurrence i forsyningskæden og deraf følgende højere kapitalomkostninger. Yderligere historiske ubalancer, der har dannet grundlag for den stejle stigning i kapitalomkostninger, gennemgås i nedenstående.

### Tidlig involvering i havmølleparker var tabsgivende

I 1990'erne blev etablering af havmølleparker set som et område med stort potentiale. Da de første demonstrationsprojekter derfor blev udbudt mellem 2000 og 2004, resulterede det i en høj grad af konkurrence. Der blev tilbudt lave priser for koncessioner på grund af energiselskabernes strategiske interesse i markedet, hvilket resulterede i tab for flere af selskaberne. Denne strategiske adfærd gjorde sig blandt andet gældende i de første danske udbudsrunder, jf. afsnit 2.3.1.

### Udbygning med landmøller gjorde havmøller til en knap ressource

I takt med den omfattende udbygning med landmøller i Europa, Nordamerika og senere Asien blev prisen for havmøller også forøget. Knaphed på gear til havmøller, transformere m.v. bidrog yderligere til denne tendens.

På nuværende tidspunkt er markedet for havmøller på niveau med markedet for landmøller, både hvad angår leverandører, produkter og produktionsmuligheder.

### Mangel på leverandører af havmøller

Tre begivenheder har reduceret konkurrencen inden for havmøller markant: (1) Fusionen mellem Vestas og NEG Micon i 2003, der samtidig fjernede NEG Micons produktion af havmøllekomponenter, (2) Indtil i dag har GE Wind Energy, verdens andenstørste leverandør af vindmøller, ikke været til stede på markedet for havmøller, (3) I 2007 trak Vestas selskabets havmølle ud af markedet på grund af tekniske problemer, hvilket gjorde, at der fra midten af 2007 til midten af 2008 kun var Siemens Wind Power tilbage som leverandør af havmøller.

### Høje råvarepriser og risici i valutaberegning

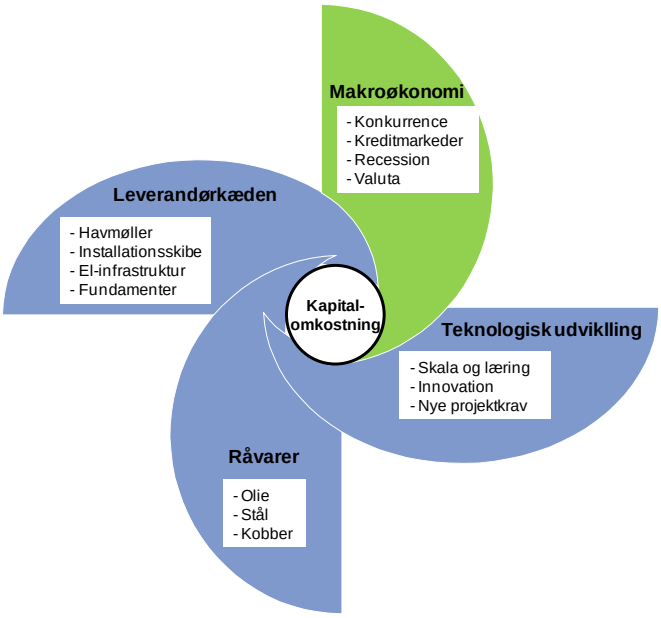
Skift i råvarepriser har en direkte effekt på forsyningskæden. Specielt en højere stålpris fra primo 2007 til medio 2008 har resulteret i forøgede priser på fundamenter og havmøller.

I Storbritannien har man endvidere oplevet pundets fald i forhold til euroen som en forøgende faktor for kapitalomkostninger, da 80 procent af kapitalomkostningerne til et havmølleprojekt afregnes i euro.

## 4.1.2 Nuværende tendenser og markedsfaktorer med betydning for forsyningskæden

Kapitalomkostningerne til en havmøllepark er drevet af en række forskellige markedsfaktorer. Figur 4.2 viser dynamikken bag en havmølleparks kapitalomkostninger. Makroøkonomien påvirker kapitalomkostningerne, for eksempel ved ændring i konkurrencen mellem nationale markeder, stimuleringspakker fra de forskellige landes regeringer, ændringer på kreditmarkederne eller recession. Leverandørkæden, den teknologiske udvikling og råvarepriserne er alle hovedområder, der har en direkte påvirkning på omkostningerne til en havmøllepark. De væsentligste markedsfaktorer under de tre hovedområder fremgår af figuren.

**Figur 4.2. Markedsfaktorer, der påvirker kapitalomkostningerne til en havmøllepark**




I hvor høj grad ovennævnte markedsfaktorer forventes at have betydning for udviklingen af kapitalomkostninger de næste 10 år kan ses af figur 4.3.

Markedsfaktorerne i figur 4.3 er placeret i rækkefølge efter, hvor betydningsfulde de er for udviklingen i kapitalomkostningerne til en havmøllepark. Det ses, at udbuddet af havmøller er den markedsfaktor, der har den største betydning for kapitalomkostningerne til en havmøllepark. De næste 10 år er det projiceret, at udbuddet af havmøller vil have en effekt på kapitalomkostningerne til en havmøllepark svarende til mellem +9 procent og ned til -18 procent (se nedenstående boks for et eksempel på beregning af en markedsfaktors betydning for udviklingen i havmølleparkers kapitalomkostninger).

**Eksempel på beregning af en markedsfaktors (stål) *sensitivity* (følsomhed) i forhold til udvikling af kapitalomkostninger**

Faktorernes grad af *sensitivity* (følsomhed) i forhold til kapitalomkostninger er beregnet ved at gange faktorens *value at risk* (værdi på spil) med den *volatility* (bevægelighed/udsving), man kan forvente i faktoren over de næste 10 år:

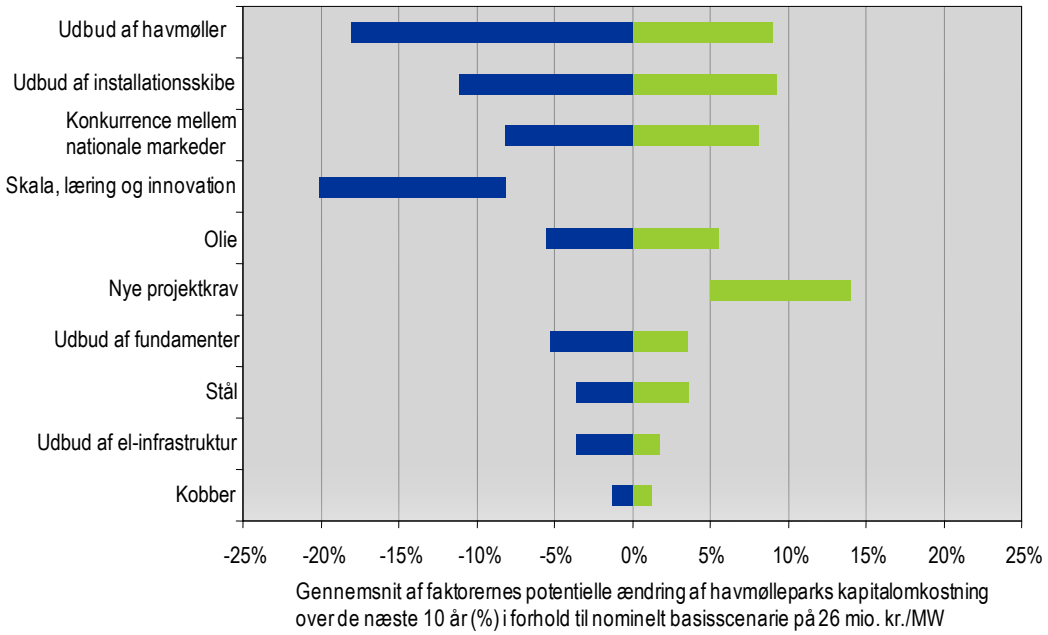
Faktorens *value at risk* (værdi på spil) er beregnet ud fra en base case, hvoraf det ses, at 12 procent af et typisk havmølleprojekt vil være påvirket af fluktuering i stålprisen.

*Volatility* (bevægelighed/udsving) i stålprisen over de næste 10 år er beregnet ved at have en 10-årig high case og en 10-årig low case, der er beregnet ud fra tidligere udsving, trejdepartsvurderinger og forudsigelser fra industrien. Dette udsving repræsenterer variationen i prisniveauet, som man kan forvente over de næste 10 år. For stål er udsvinget beregnet til at være mellem +30 procent og -30 procent.

Stål's påvirkning af havmølleparkers kapitalomkostninger udgør således 12 procent × +/-30 procent, hvilket giver et spænd mellem +4 procent og -4 procent.

For nærmere redegørelse henvises til baggrundsrapport 2.

**Figur 4.3. Markedsfaktorernes påvirkning af kapitalomkostningerne til en havmøllepark**




I det følgende gennemgås de fire vigtigste markedsfaktorers betydning for kapitalomkostningerne til en havmøllepark:[11]

1. Udbud af havmøller
2. Udbud af installationsskibe
3. Konkurrencen mellem nationale markeder
4. Skala, læring og innovation.

## Udbud af havmøller

I mange år har efterspørgslen efter havmøller været højere end udbuddet, hvorfor prisen på havmøller vindturbiner generelt har været høj. Der er dog tegn på, at der inden for de næste år vil ske et skift, idet der er tendenser til forøget konkurrence mellem leverandørerne. Samtidig er der tegn på, at nye europæiske, men også asiatiske, leverandører kommer ind på markedet. Der er desuden klare tegn i sektoren på, at der vil komme havmøller specielt rettet mod havmølleparker, og at disse vil have en højere ydelse end de nuværende 3MW.

Der er derfor grund til at antage, at udbuddet af havmøller vil blive mere fordelagtigt over de næste 10 år og vil være med til at reducere omkostningerne til havmølleparker.

[11] For en beskrivelse af de resterende seks markedsfaktorers betydning for havmølleparkers kapitalomkostninger henvises til baggrundsrapport 2.

### Udbud af installationsskibe

Det kræver forskellige typer installationsskibe at etablere en havmøllepark. Størstedelen af installationsomkostningerne går til store installationsskibe til etablering af fundamenter og rejsning af havmøller. De mange udbudte havmølleprojekter i Storbritannien og på andre markeder har fra 2007 og frem til i dag skabt høje priser på leje af denne store type installationsskibe. I 2009 fandtes der globalt seks installationsskibe, men samtidig var der efterspørgsel nok til otte. På nuværende tidspunkt er der 13 installationsskibe under konstruktion eller i ordre. På trods af risiko for, at flere af ordrerne bliver annulleret, er der således tegn på, at udbuddet af installationsskibe vil blive forøget.

### Konkurrencen mellem nationale markeder

På baggrund af de historiske ubalancer i forsyningskæden, som beskrevet ovenfor, vil forøget efterspørgsel fra ét marked have en direkte effekt på kapitalomkostningerne til en havmøllepark for et andet marked, jf. afsnit 4.1.3 om konkurrenceforholdene mellem landene.

De senere år har en forøget britisk efterspørgsel eksempelvis påvirket det tyske marked. Leverandører har i større grad haft fokus på det britiske marked, og Tyskland har derfor stået over for en lav grad af konkurrence i forsyningskæden med deraf følgende højere priser.

### Skala, læring og innovation

Skala, læring og innovation vil gennem stordriftsfordele og nye teknologiske processer forventeligt føre til omkostningsreduktioner med tiden. Som nævnt har dette historisk ikke været tilfældet på havmølleområdet, men der er god grund til at tro, at det vil ske i fremtiden.

De mest lovende områder for omkostningsreduktioner i havmølleprojekter er design, fabrikation, fundamenter og el-infrastruktur. Disse markedsfaktorer vil over tid påvirke omkostningerne til en havmøllepark i nedadgående retning. Dette vil dog blive delvist opvejet af en generel tendens hen imod udvikling af større havmøller og maskinel i det hele taget samt større krav til projekter i form af afstand til kysten og havdybde. Kun ved en forsyningskæde med den fornødne interne konkurrence i leverandørmarkederne vil de potentielle gevinster i form af skala, læring og innovation kunne hjemtages.

## 4.1.3 Fremskrivning af konkurrenceforholdene i havmølleparkers forsyningskæde

Konkurrenceforholdene i centrale leverandørmarkeder er blevet vurderet på baggrund af ovenstående analyser og yderligere databaser som for eksempel GLGH's *Offshore Wind Projects Database* [12] og *Component and Activity Costing Database*.[13] Denne vurdering er grundlaget for nedenstående fremskrivning af kapitalomkostningerne til en havmøllepark. Fremskrivningen af kapitalomkostningerne baserer sig endvidere på en vurdering af en havmølleparks efterspørgselsside og

[12] Offhore Wind Projects Database er en database over alle havmølleparker, der er planlagt, idriftsat og under konstruktion. Databasen opdateres på baggrund af offentlig tilgængelig information og GLGH's netværk og sektorkendskab.

[13] Component and Activity Costing Database er en database over pris og tendenser for komponenter af havmølleparkers forsyningskæde.

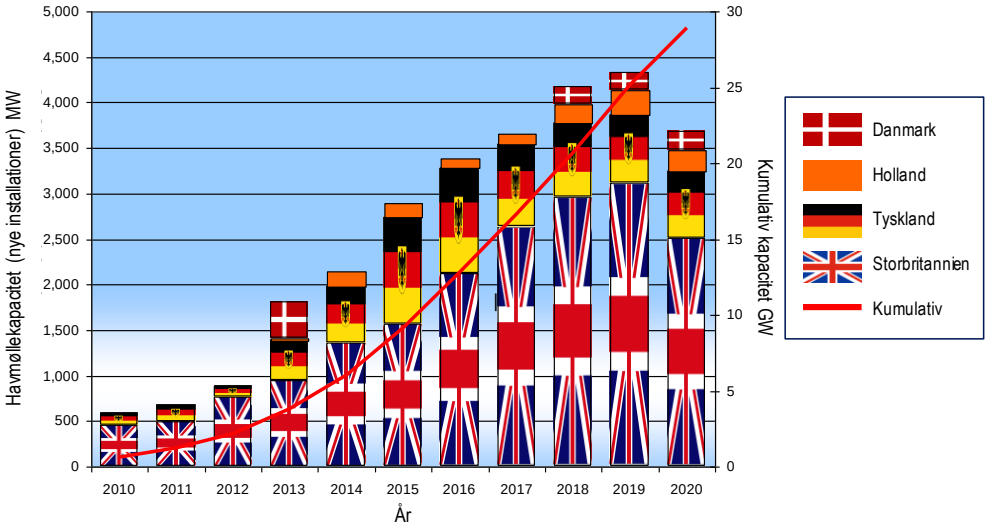
udbudsside. Hovedresultaterne og de væsentligste overvejelser bag fremskrivningerne præsenteres i det følgende.

## Efterspørgselssiden

Figur 4.4 viser en fremskrivning af efterspørgslen på de fire primære markeder Danmark, Holland, Storbritannien og Tyskland. Af figuren ses det, hvordan den britiske efterspørgsel efter havmøl-leprojekter er meget markant i forhold til de øvrige tre markeder. Ydermere ses det, at Tyskland fra 2013 til 2017 vil forøge efterspørgslen efter havmøllekapacitet. Specielt frem til 2016 vil efter-spørgslen generelt stige markant, idet landene skal igangsætte etablering af havmølleprojekter før 2016, for at de kan stå færdige i 2020 og dermed bidrage til opfyldelse af EU's 2020-mål for ved-varende energi. De nationale markeder vil dermed i større grad skulle konkurrere om ressourcerne i leverandørmarkederne.

I forhold til Danmarks efterspørgsel er Anholt Havmøllepark regnet ind i 2013 med 400 MW, og Krigers Flak er regnet ind med 200 MW i henholdsvis 2018, 2019 og 2020 i overensstemmelse med regeringens *Energistrategi – 2050*.

**Figur 4.4. Fremskrevet efterspørgsel i de primære markeder**




Der er en høj grad af usikkerhed i beregningen af fremtidig efterspørgsel, da ændringer i makro-økonomiske forhold, nationale politiske prioriteringer eller regulering vil påvirke efterspørgslen.

## Udbudssiden

Fremskrivningen af en havmølleparks udbudsside tager udgangspunkt i udbuddet af de vigtigste komponenter i en havmøllepark:

1. Havmøller
2. Fundamenter
3. El-infrastruktur.

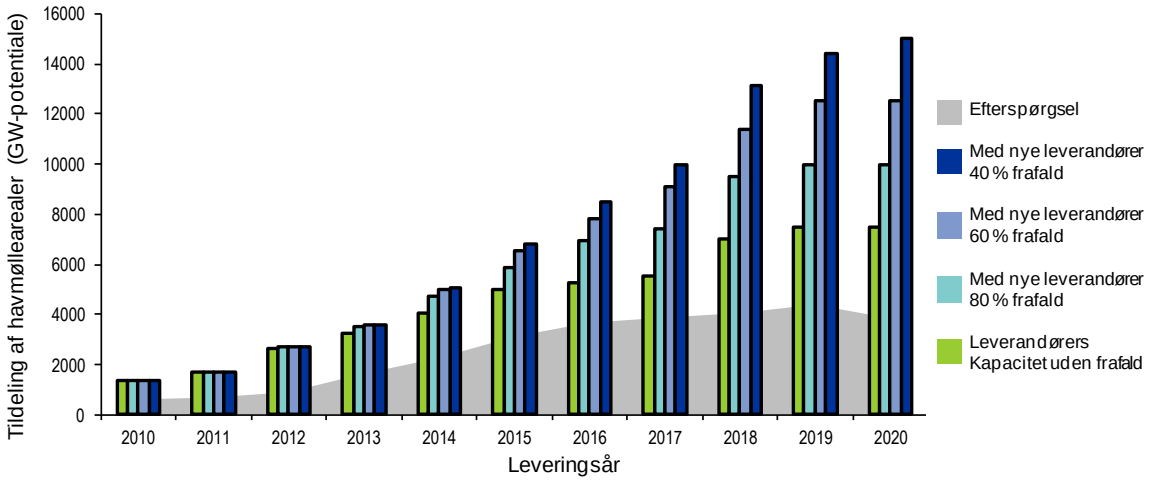
## Udbud af havmøller

På baggrund af eksisterende leverandørers målsætninger og hidtidige erfaringer fra sektoren er det muligt at fremskrive udbuddet af havmøller.

På nuværende tidspunkt er der stor interesse fra nye virksomheder i at komme ind på markedet for havmøller. Der findes i Europa mindst 15 af sådanne virksomheder på spring til at komme ind på markedet. Disse vil dog ikke alle kunne etablere sig på markedet. Flere af virksomhederne vil, i takt med at risici bliver kendt, og virksomhedens målsætninger ændres, forventeligt stoppe med at udvikle havmøller eller blive opkøbt af andre.

Figur 4.5 viser fremskrivningen af udbud og efterspørgsel for fire scenarier i forhold til, hvor mange nye aktører der vil lykkes med at komme ind på markedet for havmøller.[14]

**Figur 4.5. Fremskrivning af udbud/efterspørgsel af havmøller**




Det ses, at selv i det scenarie, hvor der ikke indregnes nye leverandører, vil udbuddet af havmøller overstige efterspørgslen frem til 2020. Der er dermed grund til at tro, at der vil være en stærk konkurrence på markedet for havmøller, som også vil give sig udslag i prisen for og kapitalomkostningerne til en havmøllepark.

## Udbud af fundamenter

I forhold til udbuddet af fundamenter er det vigtigt at holde sig for øje, at barriererne for at komme ind på markedet er mindre, end det er tilfældet for havmøller, dels på grund af mindre avanceret teknologi i produkterne, dels som følge af, at kompetencer og udstyr fra andre lignende industrier anvendes. Aktiviteten i disse parallelle sektorer tyder på, at udbuddet af fundamenter i de næste 2-3 år vil være relativt stabilt. På lang sigt forventes prisudviklingen at være tilsvarende relativt stabil, dog med potentiel nedgang, hvis nye aktører kommer ind på markedet.

[14] For en gennemgang af de konkrete estimater for virksomhedstilgang og kapacitetsudvidelse henvises til *Baggrundsrapport 2*.

### Udbud af el-infrastruktur

El-infrastrukturen til et havmølleprojekt udgøres af to hovedkategorier: (1) højspændingselnet og (2) undersøiske elkabler.

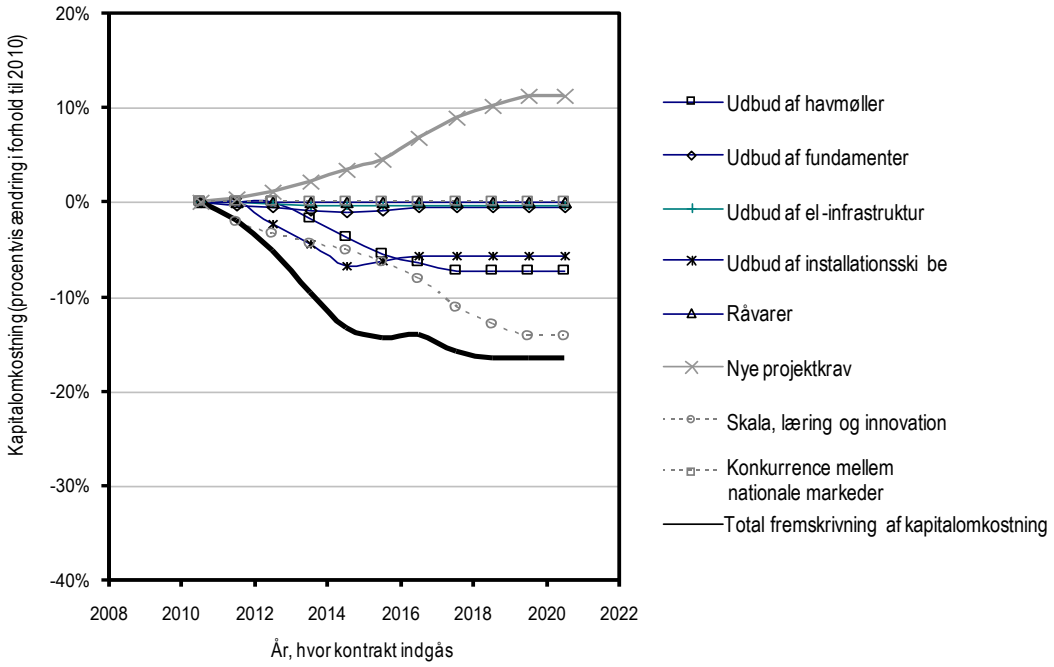
Produkterne til højspændingselnettet er standardprodukter, der aftages fra den generelle elsektor. Efterspørgslen fra havmølleparker efter dette højspændingselnet er relativt begrænset set i forhold til den samlede elsektors efterspørgsel. Undersøiske elkabler derimod har historisk været et kritisk punkt i værdikæden for havmølleparker med høje priser som resultat. På nuværende tidspunkt tyder leverandørernes investeringer på, at der satses målrettet på udbud af undersøiske kabler.

På baggrund af ovenstående er det sandsynligt, at prisniveauet for højspændingselnet og undersøiske kabler vil være nogenlunde stabilt over de næste 10 år.

## Fremskrivning af kapitalomkostningerne til en havmøllepark

På baggrund af ovenstående analyse af markedsfaktorernes påvirkning af kapitalomkostninger, sensitivitetsanalyse, analysen af efterspørgselssiden og udbudssiden og andre markedsfaktorers påvirkning af kapitalomkostningsniveauet for havmølleparker [15] er der beregnet tre fremtidige scenarier via indikative forudsigelser af hver enkelt markedsfaktors betydning for havmølleparkers kapitalomkostninger indtil 2020. Rationalerne bag de indikative forudsigelser og de samlede tre fremtidige scenarier fremgår af *Baggrundsrapport 2*. Det mest sandsynlige scenarie er vist i figur 4.6.

**Figur 4.6. Udvikling i kapitalomkostningerne for det mest sandsynlige scenarie**



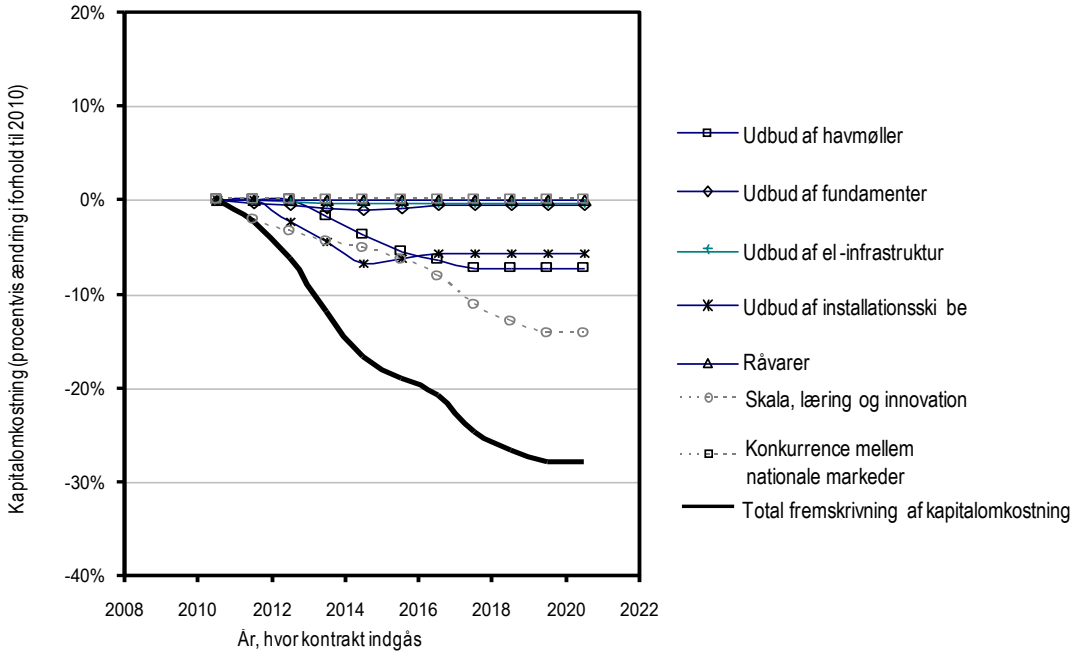

[15] Der henvises til *Baggrundsrapport 2* for en gennemgang af andre markedsfaktorers påvirkning af kapitalomkostningsniveauet,

Det ses, at resultatet af fremskrivningen for det mest sandsynlige scenarie er en estimeret reduktion af kapitalomkostningerne med 17 procent i 2020 set i forhold til 2010 målt i faste priser. Kapitalomkostningerne kan falde med op til 30 procent i det optimistiske scenarie og stige med op til 18 procent i det pessimistiske scenarie. For en nærmere beskrivelse af forudsætninger og datagrundlag henvises til *Baggrundsrapport 2*.

Nye krav til havmølleprojekter, for eksempel øget afstand til kysten, øget havdybde og større havmølleparker vil generelt opveje de mere positive effekter af skala, læring og innovation. I en dansk kontekst dog, vil der ikke over den næste periode være omfattende nye projektkrav, hvorfor påvirkningen fra skala, læring og innovation på kapitalomkostninger vil være mere gunstig end i andre lande.

Figur 4.7 viser derfor en fremskrivning af kapitalomkostningerne, hvor markedsfaktoren ”nye projektkrav” er undladt. Det ses, at der for det mest sandsynlige scenarie estimeres en fremskrivning for kapitalomkostningerne med en reduktion på 28 procent i 2020 set i forhold til 2010 målt i faste priser. Kapitalomkostningerne kan dog falde med op til 36 procent i det optimistiske scenarie og stige med op til 4 procent i det pessimistiske scenarie.

**Figur 4.7. Fremskrivning af havmølleparks kapitalomkostninger uden nye projektkrav**




## 4.2 Markedet for udbygning med havmølleparker

Markedet for udbygning med havmølleparker består af en udbudsside i form af nationalstaters udbud af koncessioner til etablering af havmølleparker og en efterspørgselsside i form af projektudviklere, der efterspørger koncessioner og tilhørende arealer til udbygning.

Nedenstående afsnit redegør for udbudssiden ved at sammenholde de væsentligste nationale markeders reelle udbygning med deres udbygningsmålsætninger. Efterfølgende redegøres for efterspørgselssiden ved at sammenholde den kapacitet, som projektudviklerne (fortrinsvis energiselskaber) indtil nu har installeret med deres fremtidige målsætninger. Endvidere beskrives kort andre

påvirkende markedsfaktorer som for eksempel alternative finansieringskilder, ubalancer i forsyningskæden og udviklingen i markeder uden for Europa.

### 4.2.1 Udbud af havmølleparker

Eftersom havbunden omkring nationalstaterne hovedsageligt er offentlig ejendom, styres udbuddet af havmølleparker mere centralt, end det er tilfældet for landmøller. Udbuddet er derfor afhængigt af nationale reguleringer, tildelingsprocedurer og politiske planer for udbygningen.

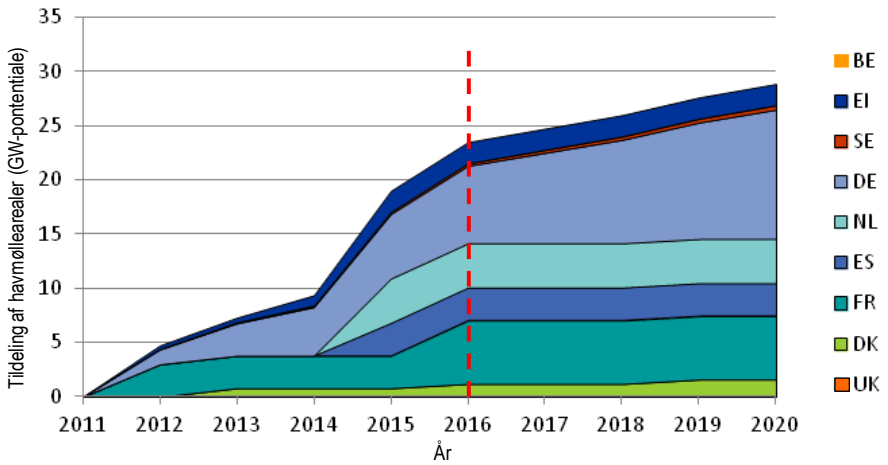
Tildelingen af havmøllearealer sker efter forskellige procedurer i de nationale markeder, jf. kapitel 4 og *Baggrundsrapport 1*. Eksempelvis er processen i Danmark på grund af singlesite-udbudsmodellen defineret ved ad hoc-udbud fastsat af politiske målsætninger om at udbygge kapaciteten, mens lande med en åben dør-model som Tyskland og Sverige er afhængige af at skabe så gode rammevilkår, at de politiske udbygningsmålsætninger nås.

Figur 4.8 sammenholder tildelingen af havmøllearealer med de politiske målsætninger i landene. De politiske målsætninger er enten de nationale målsætninger, som regeringerne har fastlagt, eller den forventede udbygning, der fremgår af de nationale energihandlingsplaner til opnåelse af EU's 2020-mål for vedvarende energi.

Figur 4.8 angiver en plausibel samlet tidsramme for udbygning med havmølleparker, hvis det antages, at der ikke sker ændringer i disse kendte politiske målsætninger og landenes udbudsmodeller. Denne tidsramme bygger på en antagelse om, at alle landene når deres politiske målsætninger. I figuren tages endvidere højde for, at ikke alle ansøgninger om havmøllearealer bliver godkendt i lande med en åben dør-udbudsmodel.

Det ses af figur 4.8, at Storbritannien og Belgien allerede har opfyldt deres politiske målsætninger. Endvidere viser figuren, at 23 GW forventes tildelt eller udbudt inden 2016, hvoraf 8 GW kommer fra eksisterende tyske og irske tildelinger. Det samlede udbud af havmølleparker svarer således til, at 15 GW havmøllekapacitet skal udbydes inden 2016. De 15 GW havmøllekapacitet, der skal udbydes omkring 2015, vil blive udbudt af Holland, Spanien og Frankrig, såfremt disse lande forfølger deres politiske målsætninger.

**Figur 4.8. Landenes efterspørgsel efter havmølleprojekter**



### 4.2.2 Efterspørgsel efter havmølleparker

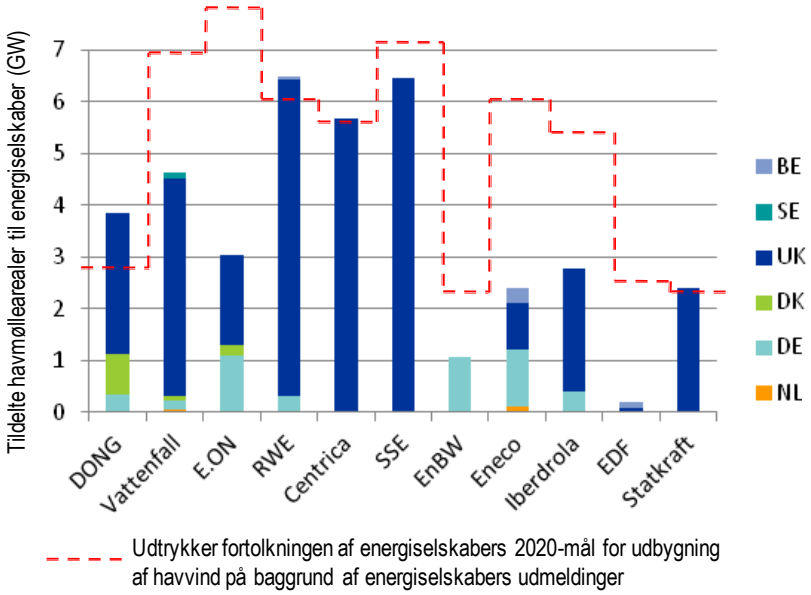
En havmøllepark er et så omfattende projekt og en sådan investering, at ejerskabet i konstruktions- og driftsfasen i stigende grad er forbeholdt store selskaber, hvoraf langt størstedelen udgøres af energiselskaber.

Energiselskabernes efterspørgsel efter havmølleparker er drevet af det økonomiske afkast, et havmølleprojekt indebærer, af strategiske overvejelser om markedspositionering og af energiselskabets tilgængelige ressourcer i form af kapital og arbejdskraft. De nuværende havmøllearealer, som de største energiselskaber har fået tildelt (inklusive alle idriftsatte havmølleparker, havmølleparker under konstruktion og havmølleprojekter, som energiselskaber har opnået koncession til) er illustreret i figur 4.9.

Det ses af figuren, at energiselskaber som DONG, RWE, Centrica, SSE og Statkraft stort set har nået deres 2020-målsætninger for installeret havmøllekapacitet. Vattenfall, Iberdrola, Eneco og E.ON ser dog ud til at kunne have et overskud i deres portefølje til at engagere sig i yderligere havmølleprojekter.

Af figuren fremgår det desuden, at energiselskaberne er meget aktive på det britiske marked. Den britiske Runde III-udbygning var en så markant udbygning, at efterspørgslen efter havmøllearealer blandt en stor del af energiselskaberne er blevet mættet. Mindre markeder som det danske skal derfor repræsentere en relativt mere attraktiv investering for energiselskaberne, for at energiselskaberne skal fokusere på andet end det britiske marked.

**Figur 4.9. Energiselskabers potentielle engagement i havmøllearealer på baggrund af energiselskabernes 2020-målsætninger.**[16]




[16] SSE har fået tildelt et irsk havmølleareal af meget begrænset MW-størrelse, der ikke er medtaget i figuren. I Hollands tilfælde er kun de vundne projekter fra 2009/2010-runden medtaget, da de resterende tilladelser højst sandsynlig vil udløbe.

Der kan dog nævnes to årsager til, at energiselskaberne, på trods af en fyldt portefølje med britiske projekter, potentielt vil byde på andre markeder før 2020:

1. **En stærk interesse i hjemmemarkedet**. Dette har man for eksempel set i forhold til DONG i Danmark, EDF i Frankrig og Iberdrola i Spanien.

2. **En balanceret portefølje**. Man øger risici ved at binde sine investeringer op på et enkelt marked. De nuværende forhandlinger om Storbritanniens støttesystem understeger for energiselskaberne risikoen ved en for markant afhængighed af ét marked.

### Andre faktorer, der påvirker efterspørgslen

Særligt tre faktorer kan siges at have en direkte effekt på energiselskabernes efterspørgsel: (1) tilgængelighed af kapital, (2) ubalancer i værdikæden og (3) nye markeder for havmølleinvesteringer ud over de europæiske.

I forhold til tilgængeligheden af kapital har man de senere år kunnet se, at pensionsfonde og olie- og gasselskaber i højere grad er blevet interesseret i havmølleinvesteringer. Bankerne har længe været involveret i finansieringen af landmøller, men på området for havvind er dette ikke forekommet i særlig høj grad, da risikoen af bankerne stadig vurderes som værende for høj. Der er dog grund til at tro, at nationale og EU-ledede initiativer i forhold til at forbedre finansieringsmulighederne også vil gøre det muligt for nye typer aktører og partnerskaber at investere i havmølleprojekter.

Afsnit 4.1.2 har præsenteret dynamikkerne i havmølleparkers forsyningskæde. Det er klart, at det vil have en direkte konsekvens for efterspørgslen, hvis der eksisterer store ubalancer. Ubalancer i forsyningskæden vil medføre forøgede kapitalomkostninger, hvilket igen vil påvirke de politiske målsætninger. Man har for eksempel set i Holland, at udbygning med havvind er blevet midlertidigt nedprioriteret ud fra en overbevisning om, at denne teknologi p.t. er for dyr.

I forhold til nye markeder er der en forventning om, at specielt Kina vil udbygge massivt. Der forventes også at ske en udbygning i Nordamerika, omend i noget mindre grad. Korea forventes i første omgang frem til 2020 at satse på demonstrationsprojekter. For de tre potentielle markeder gælder, at de højst sandsynligt vil blive opsøgt og udbygget af lokale aktører. Det kan dog forventes, at der vil komme flere krydseffekter mellem Europa og Nordamerika i forhold til forsyningskæden. Dette har man for eksempel set på området for landmøller, hvilket også har ført til øget konkurrence i forsyningskæden.

## 4.3 Elmarkedet

Elmarkedet har en indirekte betydning for finansieringen bag et dansk havmølleprojekt. I Danmark har man en fast afregning, der ikke svinger med elprisen, som det er tilfældet i for eksempel Holland. Dog er projektudviklerne nødt til at indregne elprisen i deres overordnede rentabilitetsberegning, da støtten til eksempelvis Anholt Havmøllepark bortfalder, efter at havmølleparken har leveret 50.000 fuldlasttimer.

Desuden er de fremtidige elpriser i perioden med de første 50.000 fuldlasttimer af betydning for størrelsen af den offentlige byrde (der overvæltes i prisen på elforbrugerne), idet støtten som ud-

gangspunkt svarer til den faste afregningspris minus elindtægterne i denne periode. Jo højere elpriser, desto lavere offentlig støtte til operatøren af havmølleparken.

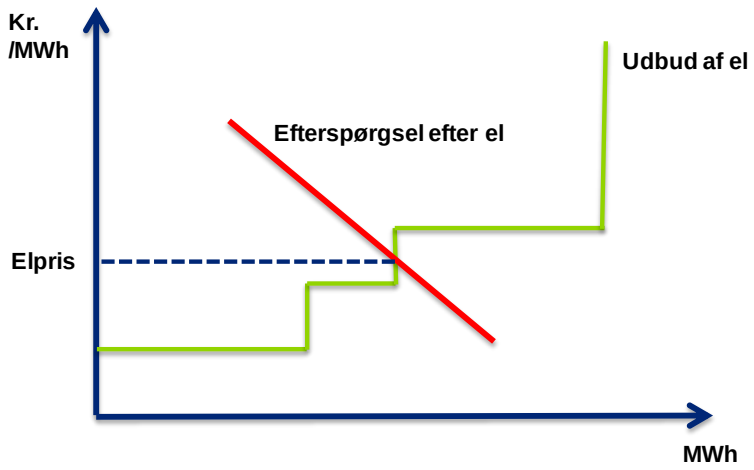
I det følgende redegøres kort for prisdannelsen på elmarkedet, hvorefter der præsenteres en fremskrivning af elprisen.

### 4.3.1 Prisdannelse på elmarkedet og påvirkning af et havmølleprojekt

Det nordiske elmarked er geografisk bundet til Norge, Sverige, Finland og Danmark og omfatter handel og udveksling med el på en række forskellige markeder. Centralt på elmarkedet er den nordiske elbørs, Nord Pool, også kaldet elspotmarkedet.

På elspotmarkedet indrapporteres dagligt bud på efterspørgsel og udbud af el på timebasis fra aktørerne på markedet. Såvel producenter som forbrugere (elhandlere) indgiver således bud på, hvor meget de vil producere/aftage, til hvilken pris og for hver enkelt time. Når alle bud lægges sammen, opnås de aggregerede udbuds- og efterspørgselskurver for hver enkelt time som vist i figur 4.10. Elprisen bestemmes, hvor efterspørgslen er lig med udbuddet af el, det vil sige i skæringen mellem udbuds- og efterspørgselskurven.

**Figur 4.10. Prisdannelse på elmarkedet**




Vindkraft fra havmøller påvirker prisdannelsen på udbudssiden. Normalt vil vindkraft have lave marginale produktionsomkostninger, hvorfor den vil komme ind nederst på udbudskurven. Ydermere vil en stor mængde strøm fra vindkraft i elsystemet føre til lavere gennemsnitlige elpriser på grund af vindkraftens lave marginale produktionsomkostninger.[17]

Elprisen påvirker rentabiliteten af et havmølleprojekt. Dels i kraft af at støtten er afgrænset til en bestemt produktionsmængde (20 TWh for Anholt Havmøllepark svarende til 400 MW i 50.000 fuldlasttimer), hvorefter projektudvikleren skal sælge til elprisen, dels fordi koncessionshaveren ikke vil modtage pristillæg (tilskud) for produktion i timer, hvor spotprisen ikke er positiv, jf. kapitel 3. Ydermere kan en koncessionshaver på et hvilket som helst tidspunkt bryde endegyldigt ud af

[17] Forskningscenter Risø: Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked, 2005.

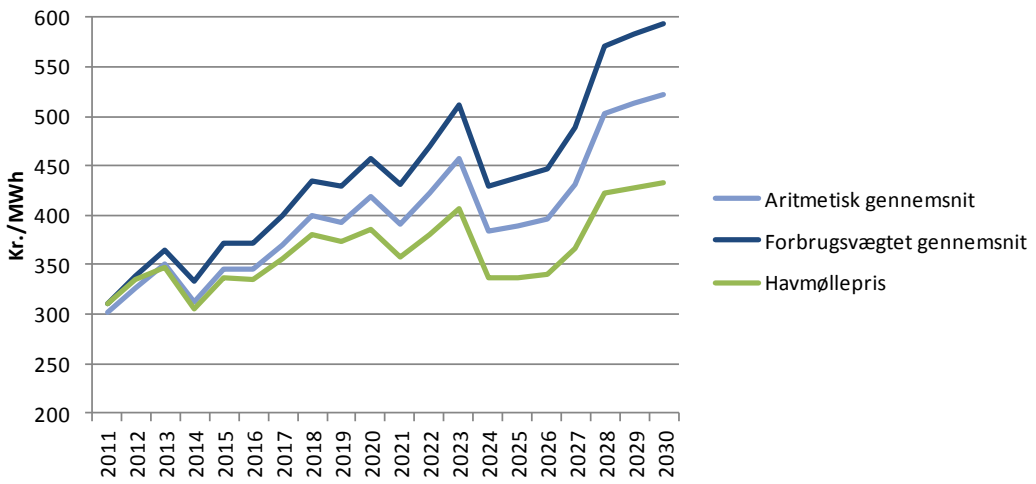
den faste støttetarif og i stedet sælge på markedsvilkår. Det vil dog kræve en meget markant elprisstigning, før det bliver attraktivt.

### 4.3.2 Fremskrivning af elprisen

Som det fremgår af ovenstående, påvirker vindkraft prisdannelsen på udbudssiden. En fremskrivning af elprisen skal tage hensyn til den skiftende vindkraft og forventningerne til udviklingen på Nord Pool generelt.

Figur 4.11 viser fremskrivningen af elprisen på baggrund af Energistyrelsens basisfremskrivning fra foråret 2011.[18] Elmarkedsprisen er vist som et aritmetisk årsgennemsnit (dvs., middelværdien) af den beregnede Nord Pool-spotpris i Danmark. Da elprisen varierer, vil den reelle pris for forbrugere og producenter afvige herfra afhængigt af forbrugs- eller produktionsprofilen. Typisk er elprisen høj, når efterspørgslen er stor, hvorfor en gennemsnitlig forbruger kommer til at betale lidt mere end det aritmetiske årsgennemsnit. Det forbrugsvægtede årsgennemsnit af beregnet Nord Pool-spotpris er derfor også medtaget i nedenstående figur.

**Figur 4.11. Fremskrivning af elpriser i faste priser**[19]




For havmøller gælder det, at de i gennemsnit får en pris, der ligger under gennemsnittet. Grunden til dette er, at hvis havmøller producerer meget, er børsprisen ikke altid høj nok til at modsvare dette.[20] Det ses af figuren, hvordan den gennemsnitlige elpris, som havmøller tjener på spotmarkedet, alene ligger under det aritmetiske og det forbrugsvægtede gennemsnit.

---

[18] Fremskrivningen er fastsat med udgangspunkt i forventningerne til udviklingen på det nordiske elmarked og er baseret på modelberegninger ud fra Energistyrelsens model for el- og varmeforsyning i Norden; Ramses. Ramses er en bottom-up-model, der tager udgangspunkt i de fysiske produktionsforhold på de enkelte værker ud fra givne brændselspriser. På baggrund af blandt andet de forudsatte brændselspriser, $CO_2$-kvotepriser og antagelserne om den fremtidige kapacitetsudbygning giver Ramses-modellen en elmarkedspris.

[19] Priserne dækker Østdanmark, da disse tal anvendes til businesscasen i kapitel 5.

[20] Energistyrelsen: Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, 2010.

Figuren viser, at den gennemsnitlige elpris, som havmøller tjener på spotmarkedet, kan forventes at stige fra 2014 til 2022. Faldet i 2013 skyldes idriftsættelsen af den femte finske kernereaktor, faldet i 2020 skyldes idriftsættelsen af den sjette finske kernereaktor, og faldet i 2023 skyldes idriftsættelsen af den syvende finske kernereaktor.

## 4.4 Sammenfatning af konkurrenceforholdene på det internationale marked

Analysen af konkurrenceforholdene på det internationale marked har haft til formål at etablere viden om markedsvilkår med hensyn til input- og outputmarkedsfaktorer med sigte på at fastlægge og fremskrive priserne og omkostningerne i forhold til havmølleparker samt etablere viden om konkurrencen mellem de nationale markeder og de potentielle investorer.

I den forbindelse kan der udledes følgende hovedkonklusioner om konkurrenceforholdene på det internationale marked:

- Historiske ubalancer mellem udbud og efterspørgsel i forsyningskæden har drevet kapitalomkostningerne op. På grund af høje kapitalomkostninger har projektudviklerne efterspurgt en højere grad af støtte for at få et tilstrækkeligt afkast. De nationale markeder, der har været bedst til at reagere på denne efterspørgsel, har tiltrukket flest projektudviklere.

- Udbuddet af fundamenter og el-infrastruktur vil have en stabil udvikling i udbud og efterspørgsel over de næste 10 år, men udbuddet af havmøller vil højst sandsynlig overstige efterspørgslen og derved påvirke kapitalomkostningerne til en havmøllepark i nedadgående retning.

- Økonomiske gevinster ved skala, læring og innovation vil blive modsvaret af større krav til havmølleprojekter, såsom længere afstand til kysten. Da dette ikke på kort sigt er på tale i Danmark, er der grund til at tro, at skala, læring og innovation vil have en relativt mere gunstig påvirkning af kapitalomkostningerne.

- For det mest sandsynlige scenarie, hvor nye projektkrav er udeladt, er fremskrivningen af priserne i havmølleparkers forsyningskæde beregnet til at føre til en reducering af kapitalomkostningerne med 28 procent indtil 2020.

- Den britiske Runde III-udbygning har på kort sigt mættet udbud og efterspørgsel af havmøllearealer, hvilket også mindsker potentielle byderes interesse for danske udbud. Endvidere skal Spanien, Holland og Frankrig de kommende år udbygge i forhold til deres politiske målsætninger (ca. 15 GW), og eventuelle udbud på disse markeder vil dermed være i konkurrence med danske udbud, hvorimod konkurrencen fra Storbritannien vil blive mindsket.

- Undtagelser i forhold til markedets generelle mæthed kan forekomme, hvor projektudviklerne har en stærk interesse i hjemmemarkedet, eller hvis en given projektudvikler har et strategisk ønske om at differentiere porteføljen. Fremtidig involvering af andre finansielle investorer og asiatiske og amerikanske energiselskaber vil muligvis forøge projektudviklernes interesse for investering i havmølleprojekter.

- I forhold til energiselskabernes interesse i nye havmølleprojekter ses det, at RWE, Centrica, SSE, Statkraft og DONG nærmest allerede har indfriet deres målsætning om havmølleprojekter. Vattenfall, Iberdrola, Eneco og E.ON ser dog ud til at kunne have et overskud i deres portefølje til at engagere sig i yderligere havmølleprojekter.

- Den danske elpris vil sandsynligvis stige frem til 2022. For potentielle bydere har dette ikke på kort sigt den store betydning, da samme tendens sandsynligvis vil gøre sig gældende på konkurrerende markeder, og da støtten er fast i et antal år (cirka 12-13 år for Anholt Havmøllepark). Fremskrivning af elprisen er dog vigtig i forhold opgørelsen af den offentlige støttebyrde og i forbindelse med beregning af business case, jf. det følgende kapitel.

## 4.5 Vurdering af konkurrencesituation og investorinteresse ved fremtidige danske udbud af havmølleprojekter

På baggrund af de gennemførte interview med potentielle investorer og analyserne af de internationale markeder for havmøller kan der opstilles nogle basisforventninger til den fremadrettede konkurrencesituation ved kommende danske havmølleparker. Basisforventningerne til konkurrencen vil i større eller mindre grad kunne påvirkes af de ændringer, der kan overvejes i forhold til udbudsmodellen og de øvrige rammevilkår, jf. analyserne i kapitel 8.

### 4.5.1 Den generelle investorinteresse

Gennem interview med investorer, der tidligere har budt på havmølleparker i Danmark, og de mest oplagte potentielle investorer i fremtidige havmølleparker er der skabt et overblik over den interesse, der kan forventes omkring fremtidige udbud.

På baggrund af sonderingen mellem det danske marked og de øvrige primære markeder i EU for havmølleparker er det Deloittes vurdering, at der ikke kan forventes en øget konkurrence omkring koncessionen for de næste store havmølleparker i Danmark, medmindre der som minimum sker en ændring i forhold til de vilkår omkring tidsplan og binding af andre bydere ud over vinderen, der gjaldt for Anholt-udbuddet. Såfremt tidsrammerne og de kontraktmæssige bindinger indrettes mere fleksibelt, vil det blive mere attraktivt for visse europæiske energiselskaber at afgive tilbud. Hvor stort antallet af bydere rent faktisk bliver, vil især afhænge af følgende forhold:

- Hvornår og under hvilke konkrete betingelser Kriegers Flak udbydes og de videre udbygningsplaner for efterfølgende havmølleparker i Danmark. Det vil have betydning, hvordan en eventuel national plan for etablering af yderligere havmøllekapacitet kommer til at se ud. Jo klarere og mere omfangsrige planer for de efterfølgende parker, jo større vil interessen blandt byderne være for de kommende danske havmølleparker.

- Hvilke yderligere ændringer der sker i den danske udbudsmodel og de tilhørende rammevilkår (ud over justering af tidsrammer og kontraktmæssige bindinger). Jo mere attraktive udbudsmodellerne og de tilhørende rammevilkår bliver for energiselskaberne og andre investorer, desto flere bydere vil der være til de kommende havmølleparker.

- Hvorledes efterspørgslen efter udbygning med havmølleparker udvikler sig på de konkurrerende internationale markeder. Hvis Holland, Spanien og Frankrig øger udbygningstakten for at nå deres målsætninger, og de igangværende massive udbygninger i Storbritanni-

en og Tyskland som forventet mætter interessen for yderligere havmølleparker hos flere af de store energiselskaber, vil det kræve relativt mere attraktive vilkår i Danmark, hvis der skal tiltrækkes flere bydere til de næste store havmølleparker.

- Hvorledes konkurrenceforholdene udvikler sig på de væsentligste markeder i forsyningskæden. Jo større konkurrence og jo mere gunstige udbudsforhold og priser på markederne for havmøller, fundamenter og installationsskibe, jo mindre risikabelt bliver det at investere i havmølleparker, og jo flere energiselskaber og finansielle investorer vil der være, som ønsker at byde på store danske og udenlandske havmølleparker.

Der er fra dansk side mulighed for at påvirke de to første af ovenstående fire forhold (de politiske udbygningsplaner og fremtidige udbudsmodeller og rammevilkår for havmølleparker), hvorimod konkurrencen på de internationale markeder er udefrakommende betingelser, der kun i mindre grad kan påvirkes. Der er dog visse muligheder for tilpasning til den internationale konkurrence, herunder samarbejde omkring store havmølleudbud i grænsefarvand og integration af elmarkeder via etablering af søkabler på tværs af landene.

Sidstnævnte muligheder ændrer dog ikke grundlæggende ved, at byderinteressen i forhold til fremtidige danske havmølleparker i høj grad vil være bestemt af situationen på de øvrige EU-markeder for udbygning med havmøller (især det britiske og tyske marked).

Ligeledes er det vanskeligt at påvirke konkurrenceforholdene på markederne i forsyningskæden. Der er dog grund til at formode, at forholdene på leverandørmarkederne over de næste 10 år vil udvikle sig i en mere gunstig retning. Fremskrivningerne af kapitalomkostningerne for en havmøllepark i afsnit 4.2.3. viste således, at situationen på leverandørmarkederne sandsynligvis vil blive mere gunstig, idet prisudviklingen i forsyningskæden estimeres til at føre til en reduktion af kapitalomkostningerne med 25-30 procent frem mod 2020 i det tilfælde hvor ”nye projektkrav” holdes konstant. Hvis nye projektkrav medtages vil er der estimeret en reduktion af kapitalomkostningerne med 17 procent i 2020.

### 4.5.2 Energiselskaber

På baggrund af de gennemførte interview og de generelle markedsvurderinger forventer Deloitte, at det fortsat overvejende vil være energiselskaber, der byder på projektudvikling af danske havmølleparker. Det er energiselskaberne, der har de nødvendige erfaringer, kompetencer og værdioptimeringsmuligheder i forhold til deres øvrige forretninger (energiproduktion og anlæg og drift af energiinfrastruktur) til at ville påtage sig ansvaret og de kapitalmæssige bindinger for konstruktionen af parkerne.

Afsnit 4.2.2 indeholder en vurdering af energiselskabernes fremtidige efterspørgsel efter havmølleprojekter. Denne viser, at den britiske Runde III-udbygning på kort sigt har mættet potentielle investorers interesse for havmølleudbud. Det fremgår endvidere, at RWE, Centrica, SSE, Statkraft og DONG nærmest allerede har indfriet deres officielle målsætning om havmølleprojekter (hvilket dog ikke nødvendigvis udelukker yderligere udvidelse af deres engagementer). På den anden side ser det ud til, at Vattenfall, Iberdrola, Eneco og E.ON kunne have et overskud i porteføljen til at engagere sig i et antal yderligere havmølleprojekter frem mod 2020. Desuden må enkelte nye, især asiatiske, energiselskaber forventes at indtræde på de europæiske markeder for havmølleparker inden for samme periode.

Endvidere måde det forventes, at der vil ske en udvikling i retning af, at energiselskaberne danner nye selskabskonstruktioner og finder nye måder, hvorpå finansieringen af havmølleprojekter kan struktureres.

Det er således sandsynligt, at tendensen fra det britiske og tyske marked, der går ud på, at energiselskaber går sammen om at byde på store koncessioner, i stigende grad vil komme til at gøre sig gældende i Danmark (igen under forudsætning af, at udbudsvilkårene gøres tilstrækkelig attraktive). Det vil ifølge de interviewede potentielle investorer forventeligt også blive mere almindeligt, at nogle energiselskaber på et senere tidspunkt i etableringsfasen frasælger en del af deres ejerskab i havmølleprojekter til andre energiselskaber eller finansielle investorer. Flere af de interviewede energiselskaber har således med succes praktiseret dette i både England, Tyskland og Danmark.

Ifølge regeringens *Energistrategi – 2050* skal Krigers Flak udbydes med idriftsættelse 2018-2020. Netop denne park repræsenterer umiddelbart et interessant havmølleareal for energiselskaberne. Der kunne således være mulighed for, at nogle af de store tyske og svenske energiselskaber på offshoreområdet vil have særlige interesser i at byde på en havmøllepark i Kriegers Flak på grund af deres erfaringer med dette område og mulighed for synergieffekter i forhold til deres øvrige koncessioner på den tyske og svenske del af flakket. Et dansk udbud af en havmøllepark ved Kriegers Flak må således som udgangspunkt forventes at afstedkomme en relativt større interesse og konkurrence end størstedelen af de øvrige mulige havmølleparker i Danmark.

De samfundsmæssige interesser i denne placering understøttes også af, at den danske del af Kriegers Flak er placeret op imod en svensk og en tysk del af flakket, hvor der for den tyske del allerede er tildelt koncession, og at Danmark og Tyskland har indledt et EU-støttet samarbejde med henblik på fælles nettilslutning til flakket og dermed samtidig en elnetforbindelse mellem Danmark og Tyskland.

### 4.5.3 Pensionsselskaber og andre finansielle investorer

I udlandet har man set en stigende tendens til, at nye finansielle investorer er gået ind i havmølleprojekter i takt med en række nationale og EU-ledede initiativer til forbedring af de finansielle vilkår på havmølleområdet. Der er dog stadig kun få udenlandske erfaringer med, at pensionsselskaber indskyder kapital i havmølleparker. I Danmark er der dog flere eksempler på, at pensionsselskaber er gået ind i finansieringen af havmølleparker, dels i form af PensionDanmark, der har engageret sig i form af kapitalindskud i havmølleparken Nysted, hvor de efter aftale med DONG er gået ind med en betydelig ejerandel i post-construction-fasen, dels i form af PensionDanmarks og PKA's opkøb af halvdelen af Anholt Havmøllepark for 6 mia. kr.

Flere af de interviewede aktører vurderer, at der inden for den nærmeste fremtid ikke er den store udsigt til at få danske pensionsselskaber til at gå ind som medinvestorer allerede i koncessions- og etableringsfasen. Pensionsselskaberne forbinder ifølge interview store risici med konstruktion af havmølleparker og ønsker derfor som regel ikke at gå ind som medinvestor, før parkerne er kommet i drift.

Til gengæld er der udsigt til, at investeringsbanker og realkreditinstitutter i stigende grad vil give havmølleprojekter adgang til billig lånekapital, i takt med at risici ved etablering af havmølleparker mindskes, og konkurrencen mellem finansieringsinstitutterne øges på dette område. Nykredit har således på det seneste meldt offentligt ud, at selskabet er klar med nye finansieringsmodeller for både landmøller og havmøller.

### 4.5.4 Øvrige investorer

Andre potentielle investorer kunne være store entreprenørselskaber eller vindmølleproducenter. Førstnævnte har dog ifølge de interviewede aktører hverken tilstrækkelige kompetencer inden for infrastrukturen i havmølleparker eller muligheder for at udnytte den del af værdikæden, der handler om driften af havmølleparker. De store vindmølleproducenter, Siemens og Vestas, har erfaringerne qua deres brede involvering i etableringen af en række havmølleparker til demonstrationsformål. Det er dog ifølge selskaberne ikke umiddelbart inden for rammerne af deres forretningsmodel at skabe en forretning omkring projektudvikling af store havmølleparker.

# 5. Business case for en havmøllepark ved Kriegers Flak

I det følgende præsenteres en business case baseret på data for en havmøllepark ved Kriegers Flak.

Formålet med business casen er at give indblik i de dynamikker, som påvirker investorerne og dermed afregningsprisen. Denne viden kan efterfølgende indgå som grundlag for det fremadrettede arbejde med at tilrettelægge udbud af havmølleparker i Danmark. Konkret vil business casen analysere indflydelsen af varierende markeds- og rammevilkår på investorernes adfærd og afkastmuligheder for derigennem at belyse det forventede prisniveau for kommende danske havmølleparker.

De centrale resultater af business casen fremgår af dette kapitel, mens de mere detaljerede baggrundsinformationer samt supplerende analyser er placeret i bilag C. Der vil løbende blive refereret til de respektive bilag.

Business casen kombinerer traditionel finansiel teori med inputtet fra de gennemførte interviews med potentielle investorer og ledende leverandører i forsyningskæden. Herved sikres, at opbygningen af business casen i videst mulig udstrækning afspejler den konkrete finansielle analyse en investor vil gennemføre som led i forberedelsen af et tilbud på en havmøllepark og vurdering af attraktiviteten af investeringsmuligheden.

Kapitlet er opbygget i følgende underafsnit:

- Afsnit 5.2 beskriver fremgangsmåden bag business casen.
- Afsnit 5.3 beskriver business casens datagrundlag, herunder de mest centrale datakilder.
- Afsnit 5.4 indeholder en definition af business casens hovedscenarie (base case) inklusive en gennemgang af de anvendte forudsætninger.
- Afsnit 5.5 indeholder en gennemgang af resultaterne i base case.

Endvidere er der udarbejdet en række scenarieanalyser baseret på varierende markeds- og udbudsvilkår. Resultaterne af disse beregninger fremgår af bilag C.

## 5.1 Fremgangsmåde for business case beregningerne

Et centralt element i opbygningen af business casen er tilbagemeldingerne fra de gennemførte interviews med potentielle investorer. Her har størstedelen af de adspurgte aktører tilkendegivet, at deres beregninger af økonomien ved investering i havmølleparker bygger på en NPV-model (”nettonutidsværdi-model”), hvor projektets fremtidige indtægter og udgifter tilbagediskonteres med en rente (afkastkrav), som afspejler projektets risiko for investor. Resultatet af denne beregning betegnes som NPV-værdien af projektet.

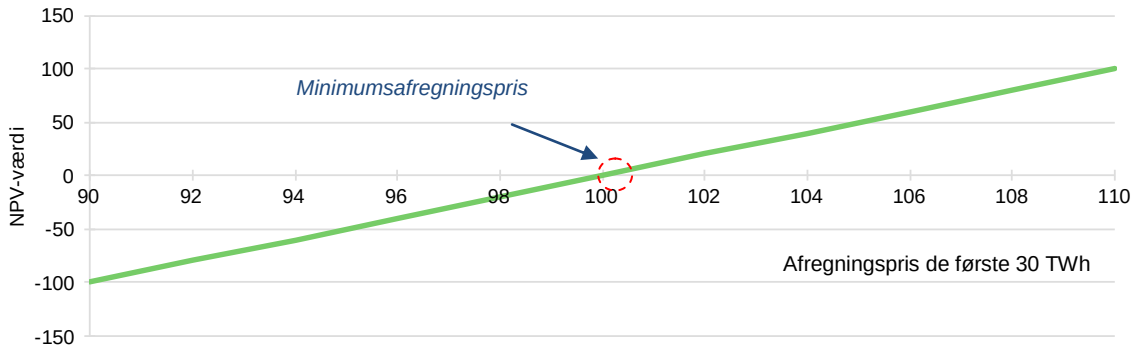
Der er, med afsæt i disse tilbagemeldinger, opbygget en NPV-model tilpasset forholdene ved Kriegers Flak, og denne model danner grundlag for beregningerne i business casen.

Projekter med en NPV-værdi ≥ 0 bør accepteres, da afkastet, i form af nutidsværdien af løbende indtægter, overstiger eller er lig med nutidsværdien af anlægsinvesteringen. Udtrykt i forrentning svarer dette til, at den interne rente (”IRR”) som minimum er lig det krævede afkastkrav. Hvis den fornødne kapacitet og tilstrækkelige finansieringsmuligheder er til stede, bør en økonomisk rationel investor gennemføre investeringen.

Business casens NPV-værdi for Kriegers Flak anvendes til at opgøre den afregningspris, som investorerne kan forventes at byde i forbindelse med udbuddet.

Figuren herunder illustrerer tankegangen bag sammenhængen mellem afregningsprisen og NPV-værdien.[21]

**Figur 5.1. Illustration af forholdet mellem afregningspris og investeringens NPV-værdi**




Udgangspunktet for business casen er en beregning af minimumsafregningsprisen, som resulterer i, at NPV-værdien af investeringen er 0. Dette scenarie repræsenterer en business case, hvor den interne forrentning (IRR) netop svarer til afkastkravet. Med andre ord opnår investorerne præcis det nødvendige afkast, som svarer til den risiko de påtager sig, og er derfor villig til at gennemføre investeringen. Såfremt NPV værdien er større end 0 vil investorernes IRR være højere end afkastkravet. Det er naturligvis interessant for investorerne, men i en situation med fuld konkurrence vil afregningsprisen blive presset ned mod et niveau, hvor NPV værdien er lig 0.

Ved minimumsafregningsprisen menes således den pris, som forventes opnået under intensiv konkurrence, og som akkurat sikrer den vindende investor det nødvendige afkast, men ikke nogen værdi derudover (dvs. NPV-værdien=0).

Det skal i denne forbindelse fremhæves, at Deloittes kortlægning har afdækket, at investorerne i de seneste år har kunnet opnå en IRR, som overstiger afkastkravet med 2-3 procentpoint ved investeringer i havmølleparker. Såfremt denne forudsætning indarbejdes i business casen, vil NPV-værdien overstige 0, hvorfor den opnåede afregningspris er højere end investorernes minimumspris.

[21] Illustrationen forudsætter et konstant afkastkrav (WACC).

Business casen indeholder derfor både en minimumsafregningspris samt et scenarie, hvor den interne forrentning overstiger afkastkravet.

Der er udarbejdet én overordnet model for business casen, som tager udgangspunkt i Kriegers Flak. Den overordnede model betragtes som business casens hovedscenarie (base case), og vil blive uddybet senere (se afsnit 5.4).

Analyserne af effekten fra varierende markeds- og rammevilkår på investorernes adfærd tager udgangspunkt i en række scenarieanalyser baseret på den opstillede base case.[22] Variationerne vil hovedsageligt omhandle forhold, som enten påvirker investors afkast i form af de fremadrettede pengestrømme eller investors risiko i form af afkastkravet. Førstnævnte vil hovedsageligt skyldes variationer i udbudsmodellen (fx valg af afregningsmodel for statslig støtte, støtteniveau og tidsmæssig udstrækning for støtten), mens afkastkravet typisk varierer ved ændrede markedsforhold (fx afhængigheden af markedsprisen på el).

### 5.1.1 Analysens begrænsninger

Business casen er opbygget med afsæt i en omfattende informationsindsamling, som blandt andet har involveret interviews med potentielle bydere og interessenter, indsamling af input fra GL Garrad Hassan og leverandører i forsyningskæden samt inddragelse af markedsrapporter mv. Deloitte har ikke haft mulighed for at foretage en egentlig verifikation af de indsamlede informationer, men disse er, for at efterprøve validiteten af datagrundlaget, løbende blevet udfordret og kvalitetssikret hos tredjeparter, såsom potentielle investorer og leverandører i forsyningskæden.

Det skal understreges, at det ikke er en garanti for, at fremtidige bydere eller andre interessenter vil anvende tilsvarende datagrundlag, og dermed komme frem til samme afregningspris, som præsenteret i denne business case. Samtidig beror resultaterne af business casen på en række forudsætninger omkring fremtidige priser, markedsudvikling mv., som naturligt er behæftet med usikkerhed. Hvis disse forudsætninger realiseres forskelligt fra, hvad der er antaget i business casen, vil resultaterne ændres tilsvarende.

I det følgende beskrives de væsentligste risikofaktorer og konsekvenserne for business casens resultater ved en ændring i disse faktorer. Talmaterialet er uddybet i bilag C.

**Elprisen**

Forventningerne til den fremtidige udvikling i elprisen udgør et væsentligt element i business casen og den afregningspris, som investor kan forventes at byde. Business casen anvender en elprisfremskrivning baseret på Energistyrelsens langsigtede forventninger. Hvis de potentielle byderes forventninger til den fremadrettede udvikling i elprisen afviger fra Energistyrelsens fremskrivning, vil dette ændre niveauet for afregningsprisen.

Såfremt elprisen forskydes +/- 10% pr. år i forhold til niveauet i business casen, ændres afregningsprisen +/- 2,1 øre/kWh i 2010-priser.

[22] Disse analyser fremgår af bilag C.

**Anlægsinvesteringen**

En anden central parameter i business casen er størrelsen af investors samlede anlægsinvestering. Dette skyldes, at anlægsinvesteringen udgør en forholdsvis stor del af de samlede omkostninger ved investering i havmølleparker, hvorfor mindre forskydninger påvirker afregningsprisen væsentligt. Eftersom prisen på turbiner, fundamenter mv. i høj grad er påvirket af de specifikke markedsforhold gældende ved kontrahering hos underleverandører, samt de geofysiske forhold ved siten, er der usikkerheder knyttet til niveauet af disse omkostninger.

Det er således uvist, hvorvidt investor vil have helt de samme forventninger til den fremtidige udvikling i markedsforholdene, som anvendt i business casen, hvilket kan ændre niveauet for afregningsprisen.

Såfremt den samlede anlægsinvestering forskydes med +/- 10% pr. år i forhold til niveauet i business casen, ændres afregningsprisen +/- 7,1 øre/kWh i 2010-priser.

**Driftsomkostninger**

Niveauet for de fremadrettede driftsomkostninger er ligeledes behæftet med usikkerhed, da der på nuværende tidspunkt ikke eksisterer et datagrundlag for den valgte 6,0 MW teknologi i business casens base case, som kan afklare de fremadrettede niveauer.[23] Investorer kan derfor have andre forventninger til de fremadrettede omkostningsniveauer, hvilket vil påvirke resultatet af business casen.

Såfremt niveauet for driftsomkostningerne forskydes +/- 10 % pr. år i forhold til niveauet i business casen, ændres afregningsprisen +/- 2,5 øre/kWh i 2010-priser.

## 5.2 Datagrundlag

Business casen er opbygget på baggrund af data fra en række centrale kilder. De væsentligste kilder er præsenteret nedenfor i det følgende:

Informationer fra markedsaktører: En række af de væsentlige input til beregningerne i business casen er indsamlet fra markedsaktører. Der gælder blandt andet data omkring den årlige energiproduktion, niveauet og udviklingen i driftsomkostninger samt størrelse for anlægsinvesteringen og fordelingen af denne på delkomponenter. Alle de leverede data er specificeret for hhv. 3,6 MW og 6,0 MW turbiner.

Herunder er der fra tilsvarende aktører indsamlet grundlæggende viden til brug for business casens opbygning og fremskrivninger. Den indsamlede viden er dokumenteret i baggrundrapport 1 ”*Analyse af rammevilkår i andre EU-lande*” samt baggrundrapport 2 ”*Analyse af konkurrencen på internationale markeder med betydning for havmøller”*, og er sammenfattet i kapital 4 og 5.

[23] 6,0 MW turbinen er i dag er en relativt uprøvet teknologi og der eksisterer derfor ingen empiriske beviser på de langsigtede driftsomkostninger ved denne type turbiner. Data for niveauet for drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ved anvendelse af 3,6 MW turbiner er, sammen med informationer fra ledende brancheaktører, anvendt til at validere omkostningsniveauet ved anvendelse af 6,0 MW turbinen.

GL Garrad Hassan har bistået Deloitte med indsamlingen af ovennævnte data.

Energistyrelsen: Energistyrelsen (ENS) har leveret data omkring de tekniske og geologiske forhold ved Kriegers Flak samt fremskrivninger af elpriserne. Herudover har ENS leveret input i forbindelse med opbygningen af business casen.

Energinet.dk: Informationer omkring nettilslutningen er leveret af Energinet.dk. Dette indebærer både omkostningerne forbundet med nettilslutningen som led i konstruktionen af havmølleparken samt de efterfølgende indfødningstariffer.

Andre kilder: Udover ovennævnte kilder bygger business casen på informationer fra en række yderligere aktører. Disse udgøres blandt andet af de gennemførte investor- og interessentinterviews. Endvidere har ledende turbineleverandører bidraget med input til estimering af anlægsinvesteringerne og de løbende driftsomkostninger.

Endelig er business casen opbygget baseret på Deloitte's erfaringer med investeringsanalyser og finansiel modellering fra tidligere infrastrukturprojekter og større anlægsinvesteringer.

## 5.3 Definition af og forudsætninger for base case

Som beskrevet ovenfor opbygges business casen med afsæt i et hovedscenarie, som betegnes base case. Base casen betragtes som det mest sandsynlige scenarie for de tekniske, økonomiske og tidsmæssige forhold ved det fremtidige udbud ved Kriegers Flak.

Base casen er opbygget med udgangspunkt i en række centrale forudsætninger, hvoraf de væsentligste er præsenteret i det følgende:

- Driftsperiode: Driftsperioden fastsættes til 25 år fra havmølleparken er fuldt nettilsluttet.[24] Denne periode svarer til længden af tilladelsen for udnyttelse af vindenergi ved Anholt havmøllepark, og antages uændret for Kriegers Flak.

- Tidshorisont ved etablering: Koncessionen for Kriegers Flak tildeles i 2015, hvorefter der indgås leverandøraftaler. Herefter gennemføres forundersøgelser, som afsluttes i 2017. I 2017 og 2018 opsættes fundamenterne, mens turbinernes installeres i 2018 og 2019. På baggrund af interviews med potentielle investorer og ledende leverandører i forsyningskæden antages det at kontrahering af de primære anlægsaktiver pågår i 2015.

- Bundforhold: Det forudsættes, at havbunden ved Kriegers Flak udgøres af sand og grus, hvilket er gunstigt i forbindelse med opsætningen af fundamenter og turbiner. Med udgangspunkt i information fra interviews med potentielle investorer er fundamentomkostningen til trods for dette forhøjet med 30 % i forhold til de oprindelige base case forudsætninger, grundet en usikkerhed omkring de faktiske bundforholdene på siten.

- Kapacitet: Kriegers Flak udbydes efter en single-site model med en samlet kapacitet på 600 MW.

[24] Ved fuld nettilslutning menes det tidspunkt hvor samtlige af havmølleparkens turbiner er nettilsluttet

- Værdiansættelsesdato: Afregningsprisen opgøres jf. tidspunkt for koncessionstildeling pr. 1. januar 2015, og vil herefter blive omregnet til 2010-priser.

- Turbiner: Havmølleparken ved Krigers Flak opføres som udgangspunkt med 6,0 MW turbiner. Navhøjden udgør 100 meter, hvilket indebærer en gennemsnitlig vindhastighed på 9,6 m/s.[25] Der forudsættes en spændevidde for rotorbladene på 150 meter.

- Pristillæg: Der afregnes til en fast tarif for de første 30 TWh produceret elektricitet. De 30 TWh er baseret på en opskallering af vilkårene fra Anholt Havmøllepark, hvor tilskuddet bliver givet for de første 20 TWh ud fra en samlet kapacitet på 400 KW. Herefter afregnes til markedsprisen.

- Inflation: Der er forudsat en langsigtet prisinflation på 2 % pr. år og løninflation på 4 % pr. år.

- Indfødningstarif og balanceomkostninger:[26] Indfødningstariffen er fastsat til 3,0 kr./MWh, mens balanceomkostningerne udgør 23 kr./MWh. Begge omkostningstyper er opgjort i 2010-priser. Indfødningstariffen er estimeret på baggrund af input fra Energinet.dk, mens balanceomkostningerne er baseret på et gennemsnitstal for landmøller (se *Baggrundrapport 1)*.

- Skat: Selskabsskatten er fastsat til 25% pr. år.

- Investor: Investor forudsættes at være et større internationanlt energiselskab, som har det finansielle beredskab og de tekniske færdigheder til at drive havmølleparken.[27]

- Anlægsinvesteringer: Anlægsinvesteringerne forventes totalt at udgøre 10 mia. kr. i 2010 priser, som afholdes i perioden 2015 – 2019. Heraf udgør den overvejende del (53%) indkøb af tubiner, mens 26% er relateret til indkøb og installation af fundamenter. Disse fundamentomkostninger er opjusteret 30 % i forhold til de øvrige base case forventninger for at afdække usikkerheden omkring bundforholdene.

### 5.3.1 Indtægter indeholdt i business casen

Der er overordnet set to faktorer, som er afgørende for niveauet af investors indtægter ved Kriegers Flak:

a) Elproduktionen

[25] Vindhastigheden er baseret på beregninger foretaget af GL Garrad Hassan.

[26] Indfødningstariffen og balanceomkostningerne afregnes med Energinet.dk, og betales for at levere strøm til nettet (indfødningstarif) samt for sikre at nettet hele tiden balancerer i forhold til elforbruget (balanceomkostninger).

[27] Business casen er således ikke designet til brug for en finansiel investor. Dette til trods for at disse aktører har spillet en rolle i forbindelse med energiselskabernes løbende delvise exit af havvindmølleparker de seneste år. Årsagen til fravælgelsen er at de finansielle investorer som udgangspunkt har en anden risikoprofil og derfor vil betragte business casen på en anden måde.

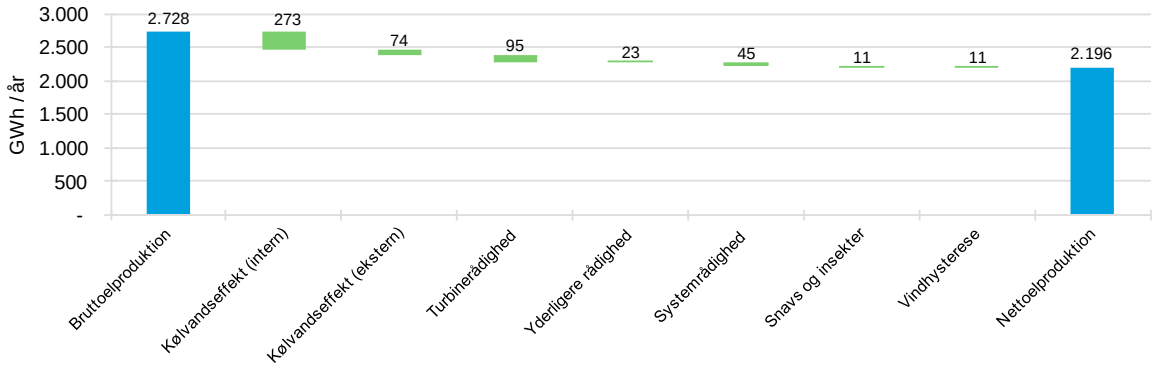
b) Afregningsprisen

I det følgende gennemgås forudsætningerne bag elproduktionen fra Kriegers Flak, som efterfølges af en beskrivelse af forudsætninger for opgørelse af afregningsprisen.

Den årlige bruttoelproduktion er beregnet på baggrund af energikurver (”power curves”) og de langsigtede vindforhold specifikt tilpasset forholdene ved Kriegers Flak. På baggrund heraf estimeres det årlige bruttoenergioutput ved fuld produktionskapacitet til 2.728 GWh/år for en 6,0 MW turbine.

Herefter indregnes betydningen af en række effektivitetstab, hvilket resulterer i netto elproduktionen, som afsættes til afregningsprisen. Overgangen fra brutto- til nettoelproduktionen er illustreret herunder:

**Figur 5.2. Elproduktion**

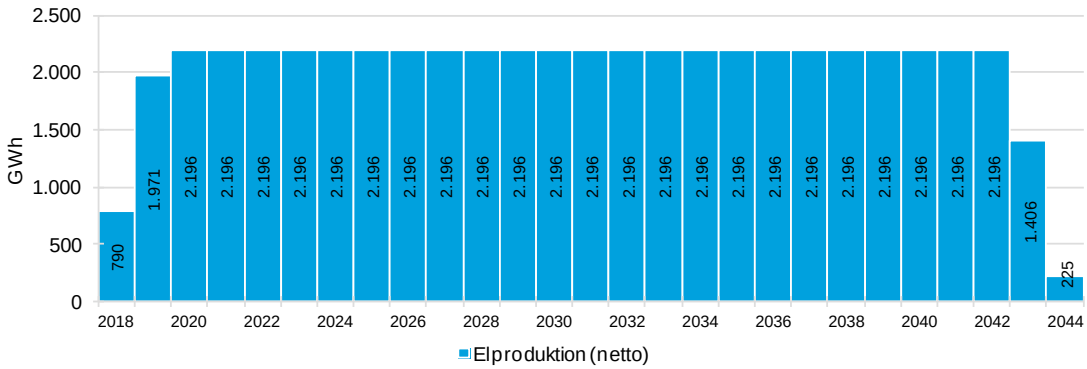



En række af effektivitetstabene er uddybet i bilag C.

Ved indregning af de givne effektivitetstab fremkommer nettoelproduktionen. Produktionen angivet i figur 5.2 er baseret på en fuld udnyttelse af den installerede kapacitet på 600 MW. Imidlertid forudsættes, at de installerede turbiner på Kriegers Flak løbende ibrugtages (og når deres tekniske levetid), hvorfor produktionen vil være stigende (faldende) de første (afsluttende) år.

Grafikken herunder illustrerer den årlige netto elproduktion ved 6,0 MW turbiner:

**Figur 5.3. Udvikling i årlig elproduktion**




Produktionen af elektricitet forudsættes påbegyndt i 2018, hvor 70% af den samlede kapacitet installeres. I 2019 opføres yderligere 30%, hvorefter parken udnyttes fuldt ud. Dette giver en årlig elproduktion på 2.196 GWh, som genereres frem til 2042. Herefter nedtrappes produktionen, som følge af at turbinerne løbende når deres tekniske levetid efter 25 års produktion. Efterhånden som de først installerede turbiner når deres tekniske levetid vil dette medføre en nedgang i elproduktionen.[28]

Den anden centrale parameter for investors indtægter er den årlige afregningspris. På baggrund af den valgte udbudsmodel betragtes to forskellige varianter af afregningsprisen.

1. Afregningsprisen til og med 30 TWh elproduktion

2. Afregningsprisen ud over 30 TWh elproduktion

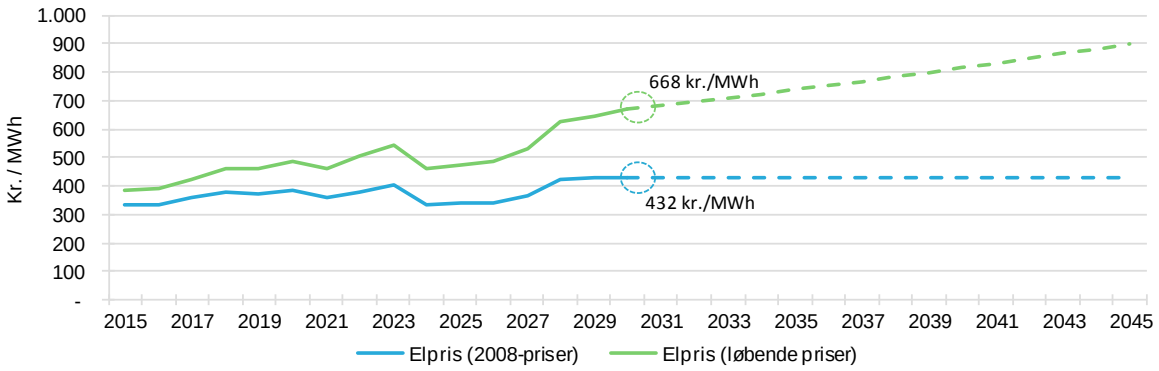
Afregningsprisen for produktionen af de første 30 TWh fastsættes som prisen, der medfører, at investorerne får opfyldt den påkrævede forrentning ved at investere i Kriegers Flak. Afregningsprisen er således ikke en inputparameter i business casen, men er residualt beregnet.

Efter produktionen af 30 TWh ophører støtten i form af den faste tarif, hvorefter den producerede elektricitet afsættes på markedsvilkår på Nordpool. Grafikken herunder angiver Energistyrelsens forventning til den fremtidige markedspris på el produceret af havvindmøller.[29]

[28] Det forudsættes at nedtagningsomkostningerne i forbindelse med reetablering af området udgør 3,5% af de samlede anlægsinvesteringer. Niveau er valideret gennem interviews med en række energiselskaber.

[29] Den illustrerede elpris tager højde for, at elektricitet fra havmøller afsættes til en lavere pris end den gennemsnitlige pris på Nordpool. Den årlige base case elprisfremskrivning er gennemsnitligt nedjusteret med 15,8% i forhold til basisfremskrivningen (forbrugervægtet elpris) for at indregne disse effekter. Fremskrivningerne er kun er baseret på Østdanmark og indregner ikke effekterne af Energistrategien 2050, herunder den prisdæmpende effekt ved idriftssættelsen af Kriegers Flak

**Figur: 5.4. Udvikling i elprisen**




Kilde: Energistyrelsen

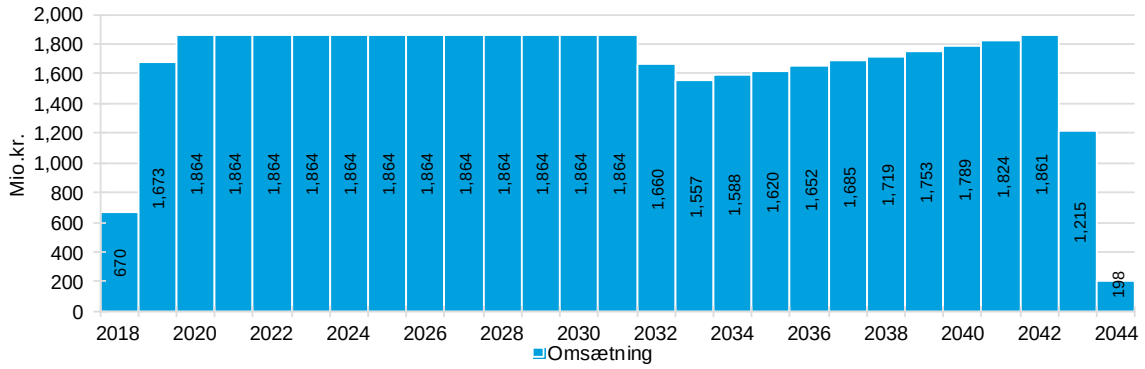
Energistyrelsens fremskrivninger løber over en 20-årig periode (fra 2011-2030), og er angivet i 2008-priser. Eftersom business casen beregnes på baggrund af en 25-årig horisont (fra parken er fuldt i drift) er priskurven forlænget i 15 år (indtil 2045). I de år, hvor kurven forlænges holdes priserne konstante i 2008-priser på prisniveauet for analysens sidste år, hvilket illustreres af den blå stiblede kurve i figuren ovenfor.

På baggrund af den årlige nettoelproduktion og den forventede afregningspris kan de årlige indtægter beregnes. Årets indtægter beregnes som:

**Indtægter (omsætning) = netto elproduktion X afregningspris**

Heraf fremkommer nedenstående udvikling i indtægterne for base casen.[30]

**Figur 5.5. Udvikling i omsætningen**




[30] Det skal bemærkes, at der i opgørelsen af omsætningen er taget højde for antallet af "nulpris" timer pr. år. Dette skyldes, at såfremt elprisen er 0 kr. eller under bortfalder pristilskudet. På baggrund af input fra Energinet.dk er hyppigheden af 0-timer fastsat til 57 timer pr. år. Niveauet holdes konstant i alle 25 år.

Som det fremgår af grafikken, er den årlige omsætning konstant i perioden 2020-2031 svarende til produktionen for de første 30 TWh. Der er således ikke forudsat inflationsregulering af den faste tarif.

Der er derimod antaget en årlig inflationssregulering af markedsprisen, hvilket er årsagen til den stigende omsætning i perioden 2033-2042.

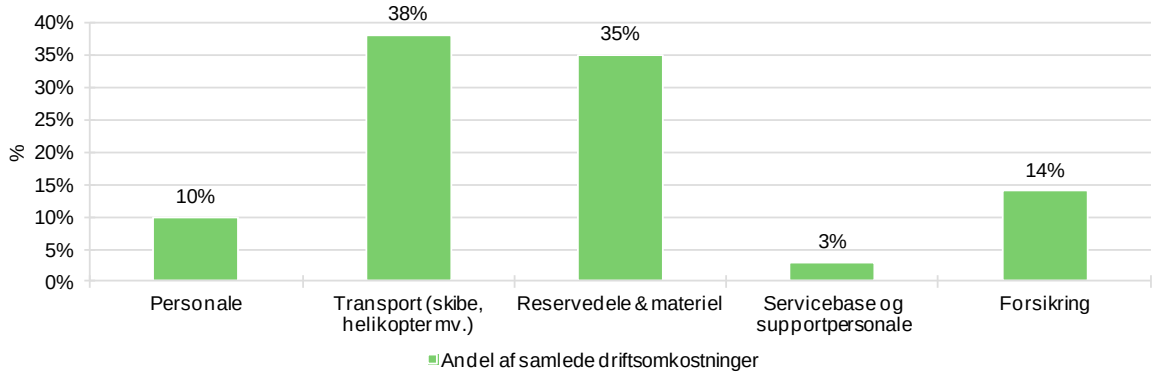
Figuren illustrerer ligeledes, hvordan omsætningen er stigende i de indlendende år af parkens levetid, og faldende i de afsluttende år. Denne forudsætning hænger sammen med antagelsen om, at turbinerne tages i drift kort efter installationen.

### 5.3.2 Driftsomkostninger

Business casen indeholder årlige driftsomkostninger, som er estimeret af GL Garrad Hassan på baggrund af data fra en række andre havmølleprojekter i Nordeuropa. Driftsomkostningerne er herefter tilpasset de specifikke forhold ved Kriegers Flak såsom afstanden til servicehavn samt hav- og vindforhold. Niveauet for driftsomkostningerne pr. MW er efterfølgende valideret via interviews med 4 energiselskaber og leverandører med fokus på det danske marked.

Indholdet og sammensætningen af de årlige driftsomkostninger er illustreret nedenfor:

**Figur 5.6. Fordeling af driftsomkostninger**

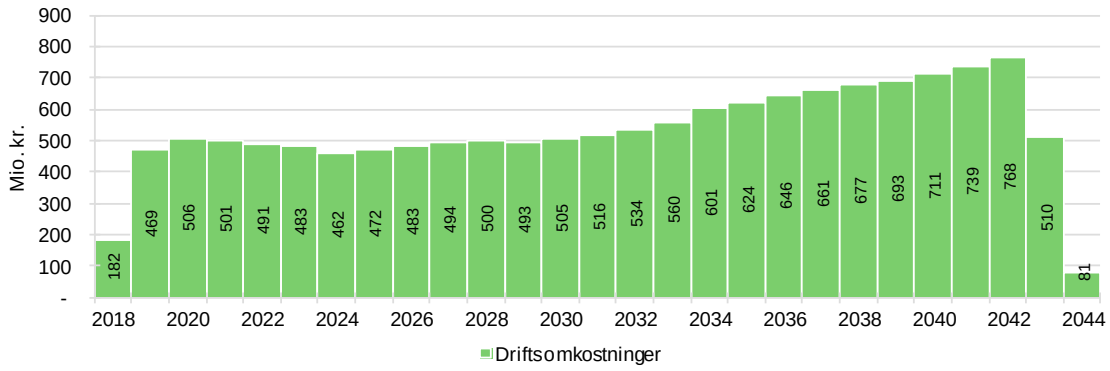



Størstedelen af de årlige driftsomkostninger udgøres af udgifter til transport samt reservedele og materiel, mens servicebase og administration[31] kun udgør 3% af de årlige driftsomkostninger i gennemsnit.

Figur 5.7 herunder illustrerer udviklingen i driftsomkostningerne i base case:

[31] Disse omkostninger vedrører de administrative omkostninger knyttet til den løbende drift. Personaleomkostningerne vedrører omkostninger til teknikere på siten. Afstanden til servicehavn fastlagt til 40 km svarende til anvendelse af Klintholm Havn.

**Figur 5.7. Udvikling i driftsomkostninger**




Som det ses udgør den årlige driftsomkostning 506 mio.kr. i 2020, som er det første fulde driftsår. Herefter er omkostningerne stigende, og når 768 mio.kr. i 2042, som er det sidste fulde driftsår. Baggrunden for stignignen skal blandt andet findes i turbinernes driftsmønster, som er uddybet i bilag C.

Beløbsmæssigt ligger de årlige driftsomkostninger pr. MW lavere sammenlignet med hvad der blev forudsat i forbindelse med tredjepartsvurderingen af Anholt Havmøllepark.

I 2010-priser udgør de gennemsnitlige driftsomkostninger i base case 303 mio.kr. pr. år svarende til 0,5 mio.kr./MW. I tredjepartsvurderingen af Anholt Havmøllepark udgjorde driftsomkostningerne 0,6 mio.kr./MW i de første 5 driftsår, og herefter steg omkostningerne til 0,7 mio.kr./MW.

Forskellen i det forventede niveau for de årlige driftsomkostninger vurderes at kunne begrundes af dels den større parkkapacitet ved Kriegers Flak, som kan medføre en række stordriftsfordele, dels af behovet for at servicere og vedligeholde færre turbiner ved brug af 6,0 MW turbiner på siten. Interviews med energiselskaber og turbineleverandører har bekræftet potentialet for ovennævnte omkostningsbesparelser med brug af 6,0 MW turbinen.

### 5.3.3 Afskrivninger

Den samlede anlægsinvestering afskrives over turbinernes forventede levetid på 25 år, og disse afskrivninger udgør ligeledes en omkostning i resultatopgørelsen.

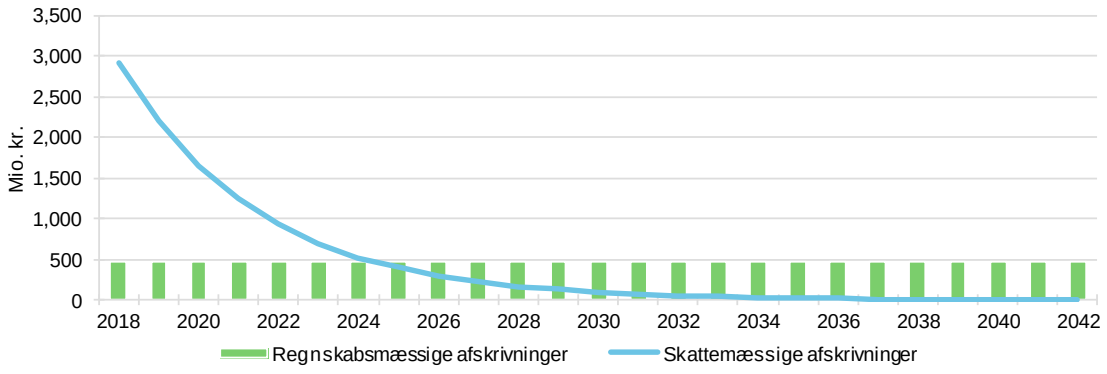
Regnskabsmæssigt forudsættes turbinerne afskrevet lineært, hvilket medfører faste årlige afskrivninger på 470 mio.kr.

Business casen medtager samtidig de skattemæssige afskrivninger, da disse indgår i opgørelsen af den faktiske betalbare skat. Skattemæssigt afskrives anlægsinvesteringen efter saldoprincippet med 25 % pr. år.[32]

Udviklingen i de regnskabsmæssige og skattemæssige afskrivninger er illustreret i figuren herunder:

[32] Jf. Afskrivningsloven §5, stk. 3, pkt. 1

**Figur 5.8. Afskrivninger**



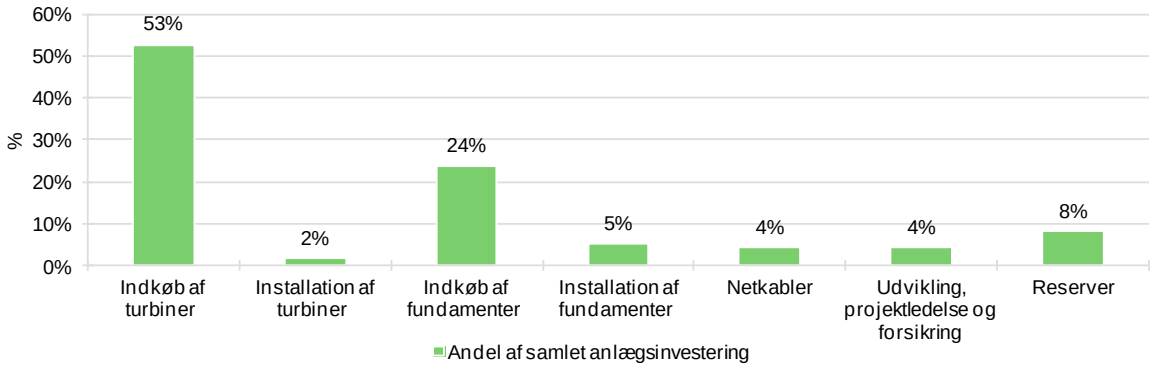

I NPV-beregningen tages der højde for de faktiske skattebetalinger, som opgøres med fradrag for de skattemæssige afskrivninger. Dette indebærer, at investor opnår en skattebesparelse i de indledende år, hvilket skyldes at størrelsen af skattemæssige afskrivninger overstiger de regnskabsmæssige afskrivninger.

## 5.3.4 Anlægsinvesteringer

Business casen indeholder en række anlægsinvesteringer, der ligesom produktionen og driftsomkostningerne, er estimeret af GL Garrad Hassan med udgangspunkt i forventningen til de generelle priser for turbiner, fundamenter mv. samt de sitespecifikke forhold der gør sig gældende for Kriegers Flak. Niveauet for anlægskomponenterne er efterfølgende blevet valideret via interviews med udvalgte energiselskaber og leverandører med fokus på det danske marked.

Det forventede indhold og sammensætningen af den samlede anlægsinvestering for Kriegers Flak er angivet nedenfor.

**Figur 5.9. Fordeling af anlægsinvestering**




Som figuren illustrerer udgør indkøb af turbiner og fundamenter langt størstedelen af anlægsinvesteringerne, mens selve installationen af turbiner og fundamenter kun udgør 7 %. Det ses ligeledes at der afsættes 8 % af den samlede anlægsinvestering til reserver som dækker over usikkerhederne bag den samlede estimerede anlægsinvestering. Sammenholdt med tredjepartvurderingen af Anholt

Havmøllepark udgør disse reserver den væsentligste afvigelse i sammensætningen af anlægsinvesteringen.[33]

Fordelingen af anlægsinvesteringen angivet i faste og løbende priser for Kriegers Falk er illustreret i nedenstående tabel. Niveauet er sammenlignet med grundlaget anvendt i tredjepartsvurderingen af Anholt Havmøllepark:

**Tabel 5.1: Anlægsinvestering i faste og løbende priser**

| | Kriegers Flak | | | Anholt |
|---|---|---|---|---|
| Mio. kr. | 2010-priser (2010-markedsforhold) | 2010-priser, (2015-markedsforhold) | Nominelt, (2015-markedsforhold) | Tredjeparts-vurdering, Anholt |
| Indkøb af turbiner | 6.516 | 5.283 | 6.213 | 5.289 |
| Installation af turbiner | 218 | 177 | 211 | N/A |
| **Total, turbiner** | **6.735** | **5.460** | **6.425** | **5.289** |
| Indkøb af fundamenter | 2.942 | 2.385 | 2.756 | 2.507 |
| Installation af fundamenter | 636 | 516 | 603 | N/A |
| **Total, turbiner** | **3.579** | **2.901** | **3.358** | **2.507** |
| Netkabler | 526 | 426 | 505 | 429 |
| Udvikling, projektledelse og forsikring | 541 | 438 | 501 | 949 |
| Reserver | 1.001 | 812 | 950 | - |
| **Total** | **12.381** | **10.037** | **11.739** | **9.174** |
| Turbiner, pr. MW | 11,22 | 9,10 | 10,71 | 13,22 |
| Fundamenter, pr. MW | 5,96 | 4,84 | 5,60 | 6,27 |
| Netkabler, pr. MW | 0,88 | 0,71 | 0,84 | 1,07 |
| Udvikling, projektledelse og forsikring, pr. MW | 0,90 | 0,73 | 0,83 | 2,37 |
| Reserver, pr. MW | 1,67 | 1,35 | 1,58 | - |
| **Total, pr. MW** | **20,63** | **16,73** | **19,57** | **22,93** |

Investeringerne i tabellen er angivet ved forskellige pris- og markedsforhold. Kolonnen yderst til venstre angiver anlægsinvesteringerne i 2010-priser baseret på 2010-markedsforhold. Herefter følger investeringerne i 2010-priser i 2015-markedsforhold, som i den 3. kolonne er omregnet til nominelle priser (korrigeret for inflation).[34]

Som det fremgår forventes anlægsinvesteringerne ved Kriegers Flak at falde 19% ved overgangen fra 2010 til 2015-markedsforhold (fra 12,4 mia.kr. til 10 mia.kr.). En af de primære årsager til faldet er relateret til udbud og efterspørgselsforholdene i leverandørkæden, som forventes forbedret frem mod 2015. Dette gælder blandt andet omkostningerne til fartøjer, som forventes at falde 6,1 %.

Reduktionen i anlægsinvesteringerne afspejler den estimerede udvikling på det internationale marked præsenteret i figur 4.6 i kapitel 4, og ydermere i baggrundsrapport 2, hvor forudsætningerne er uddybet.

Sammenlignes anlægsinvesteringerne pr. MW ved 2015-markedsforhold i 2010-priser (2. kolonne fra venstre) med niveauet anvendt i tredjepartvurderingen af Anholt Havmøllepark pr. MW ses det,

[33] Imidlertid medfører indregningen af reserver i den forventede anlægsinvestering en reduktion af risikotillægget til afkastkravet. Dette forhold uddybes i afsnit 5.4.5 nedenfor.

[34] Anlægsinvesteringen er baseret på en række tekniske oplysninger indhentet fra Energistyrelsen's notat "*Anbefaling af at næste udbygning med havmøller sker på Kriegers Flak*" samt *"Havmøllehandlingsplan 2008"*. Dette gælder blandt andet havdybden, som gennemsnitligt udgør 20 meter. Herudover er afstanden til servicehavn fastlagt til 40 km svarende til anvendelse af Klintholm Havn.

at alle elementerne indeholdt i investeringer er lavere. Betragtes eksempelvis omkostningerne til turbiner, som udgør den største del af anlægsinvesteringen, forudsættes et fald på 31% sammenholdt med tredjepartsvurderingen af Anholt Havmøllepark. Sammenholdt med 2010-markedsforhold udgør faldet 15 %, hvilket kan henføres til forventede realiserbare stordriftsfordele i sourcing af anlægsaktiverne til havmølleparken.

I base case antages at anlægsinvesteringen foretages under 2015-markedsforhold, da dette harmonerer med tidpunktet for kontrahering af de primære anlægsaktiver til Kriegers Flak. Business casen regnes i nominelle priser, hvorfor de faktiske anlægsinvesteringer inflateres.

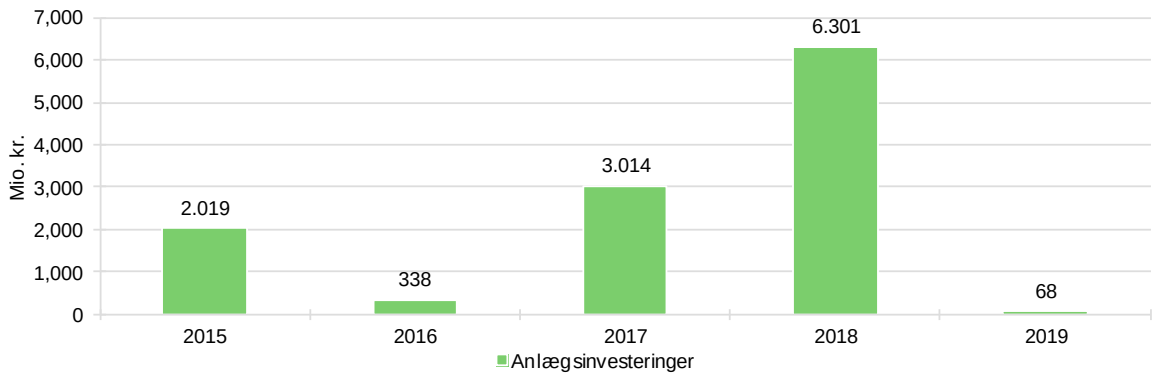
Niveauet for anlægsinvesteringerne i base case er angivet i den 3. kolonne i tabel 5.1

Det skal nævnes, at de estimerede anlægsomkostninger på Kriegers Flak ikke indeholder investering i transmissionsaktiver til og med offshore transmissionsstationen, da disse investeringer afholdes af systemoperatøren (Energinet.dk).

Den samlede anlægsinvestering udgør således 12 mia.kr., som afholdes i perioden 2015-2019 svarende til den samlede anlægsperiode, jf. forudsætningerne præsenteret i afsnit 5.4.

Figur 5.10 herunder illustrerer de årlige anlægsinvesteringer fordelt over perioden 2015-2019.

**Figur 5.10. Anlægsinvestering**




Som det ses af figuren ligger de primære investeringer i 2015, 2017 og 2018, hvilket tager udgangspunkt i den typiske betalingsprofil for større havmølleparker, givet den forventede konstruktionsperiode som løber over 4 år fra slutningen af 2015 til medio 2019.

### 5.3.5 Afkastkrav (WACC)

Det valgte afkastkrav er et vigtigt element i forbindelse med en vurdering af rentabiliteten af business casen. I forbindelse med base case beregningerne udtrykkes afkastkravet ved WACC[35], som

[35] WACC er en betegnelse for Weighted Average Cost of Capital

svarer til det vægtede gennemsnitlige afkastkrav for investorerne.[36] Afkastkravet beregnes ud fra følgende formel:

$$WACC = R_d * (D/EV) * (1-T_c) + R_e * (E/EV),$$

hvor D/EV udtrykker gældsandelen, mens E/EV udtrykker andelen af egenkapitalfinansiering. $R_d$ og $R_e$ angiver afkastkravene for kreditorer og aktionærer. Endelig indeholder formlen $T_c$, som repræsenterer selskabsskattesatsen. For business casen anvendes en marginal skattesats på 25%, som har til formål at opfange fradragsretten i renteomkostningerne.

Til brug for base case beregningerne er WACC opgjort med udgangspunkt i en række forskellige kilder:

1) Sammenlignelige selskaber (peer group): Traditionelt opbygges afkastkravet med udgangspunkt en gruppe af sammenlignelige virksomheder/projekter, som er eksponeret overfor lignende risiko. Der er således udvalgt en gruppe af selskaber, som i større eller mindre grad er eksponeret overfor risikoen ved havmølleinvesteringer.

2) Branche -og analytikerrapporter: Endvidere er der indsamlet relevant information omkring niveauet for WACC via forskellige eksterne rapporter. Nogle af disse er specifikt rettet mod værdiansættelse af lignende havmølleparker (brancherapporter), mens andre er rettet mod risikoen og afkastkravet til aktiviteterne i en række større energiselskaber.

3) Input fra interview med investorer: Endelig anvendes tilbagemeldingerne fra de gennemførte interviews med investorer i opgørelsen af afkastkravet.

Det anvendte afkastkrav i business casen estimeres med udgangspunkt i input fra ovenstående 3 kilder. Forklaring af WACC's opbygning samt de anvendte forudsætninger er uddybet nærmere i bilag C.

Analysen af de 3 kilder er sammenfattet i tabellen herunder, som således angiver afkastkravet anvendt i base case på baggrund af input fra ovenstående kilder:

[36] Investorerne omfatter på aktionærer og kreditorer.

**Tabel 5.2. Beregning af WACC**

| | |
|---|---|
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Markedsrisikopræmie | *5,0%* |
| Projektspecifik risiko | *1,5%* |
| Ugearet beta | *0,70* |
| Gearet beta | *1,22* |
| **Afkastkrav til egenkapitalen** | ***11,1%*** |
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Lånerente risikotillæg | *1,2%* |
| Skatteskjold | *25,0%* |
| Fremmedkapitalomkostning før skat | *4,7%* |
| **Fremmedkapitalomkostning efter skat** | ***3,5%*** |
| Kapitalstruktur (egenkapital/EV) | *57,4%* |
| **Vægtet gennemsnitligt afkastkrav (WACC)** | ***7,9%*** |

Det vurderes, at risikoen ved at investere i Kriegers Flak svarer til, at potentielle investorer vil være tilfredse med en forrentning på ca. 7,9 % (WACC). Afkastkravet anvendes i business casen til at beregne den nødvendige afregningspris.

Udvalgte parametre er gennemgået nedenfor:[37]

1. Opgørelsen er baseret på en ugearet beta på 0,7, hvilket svarer til niveauet anvendt af Dexia i forbindelse med en analyse af udbud baseret på Feed-in-tariff systemet. Den ugearede beta udtrykker udelukkende den driftsmæssige risiko ved at investere i det givne aktiv. For havmølleparken kan dette eksempelvis være eksponeringen overfor udsving i elprisen. Beta værdien tager højde for, hvordan projektet er finansieret, dvs. gældsandel i forhold til egenkapital (gearingen). Forskellen mellem den gearede beta værdi og den ugearede beta værdi er således den finansielle risiko knyttet til niveauet af gældsfinansiering. Med andre ord tager WACC højde for, at afkastkravet til egenkapitalen er stigende ved stigende gældsandel grundet større risiko for om egenkapitalen opnår den nødvendige forrentning.[38]

2. Den anvendte kapitalstruktur svarer til medianen i den udvalgte gruppe af sammenlignelige virksomheder. Baggrunden for dette valg er, at størstedelen af de interviewede investorer har tilkendegivet, at der investeres i havmølleparker med udgangspunkt i en kapitalstruktur, som svarer til selskabets langsigtede forhold mellem egenkapital og gæld.

3. Et afkastkrav skal opgøres med udgangspunkt i de risici, som en investor ikke kan bortdiversificere ved at investere i Kriegers Flak (markedsrisici). Men det er i dag anerkendt i praksis, at en investor typisk ikke er fuldt ud diversificeret. Der kan være projektspecifikke risici, som en investor vil have kompensation for at påtage sig. Eksempler er politisk risiko, personafhængighed, konkurrencesituation, teknologisk risiko, udbudsmodel, særlige bundforhold m.v. På baggrund af de gennemførte interviews samt erfaring med business case evalueringer er der indregnet et projektspecifikt tillæg på 1,5 % i egenkapitalens for-

[37] Se bilag C for en gennemgang af alle parametre.

[38] Renter og afdrag på gæld sker før udbetaling af evt. udbytter til ejerne.

rentningskrav på Kriegers Flak. I en situation hvor de projektspecifikke risici er afdækket, udgør det forventede afkastkrav 7,1%, dvs. uden ovennævnte tillæg på 1,5%. Omvendt kan det projektspecifikke tillæg også være højere, såfremt det ikke lykkedes at skabe en fornuftig konkurrencesituation eller hvis der er usikkerhed omkring konsekvenserne af udbudsmodellen. Det vil medføre et højere forrentningskrav.

Det beregnede afkastkrav på 7,9 % ligger 1,1 procentpoint lavere end afkastkravet anvendt i tredjepartvurderingen vedrørende Anholt Havmøllepark, hvilket primært kan henføres til to faktorer:

1. For det første er der indregnet reserve i anlægsinvesteringen for Kriegers Flak, hvilket ikke er tilfældet i tredjepartsvurderingen af Anholt Havmøllepark. Denne reserve kompenserer for den yderligere risiko i anlægsperioden, hvilket indebærer et bortfald af risikotillægget.

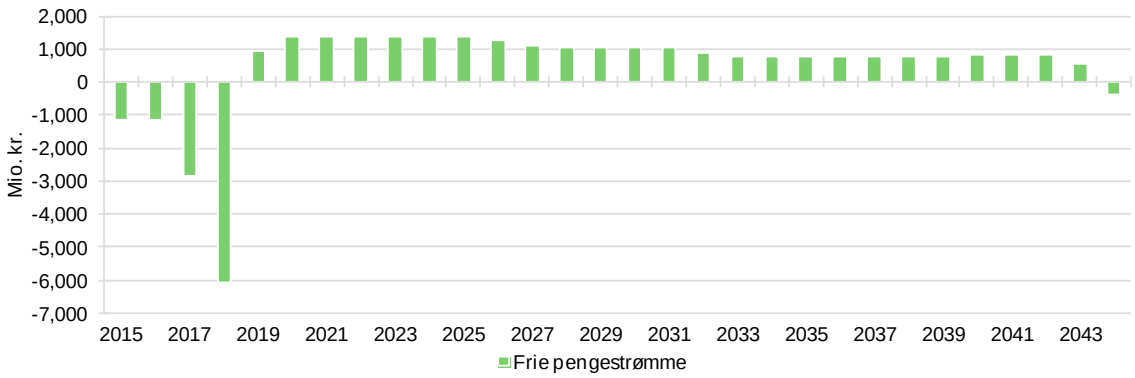
2. For det andet forventes bodstrukturerne og tidsrammerne ved udbuddet af Kriegers Flak at være mere lempelige sammenholdt med Anholt-udbuddet, hvilket indebærer, at business casen ikke indeholder risikotillæg som følge af overskridelse af tidsfrister mv.

Bilag C indeholder uddybende forklaringer af beregningerne af afkastkravet.

## 5.4 Resultat af base case beregninger

De gennemgåede forudsætninger for produktion, driftsomkostninger og anlægsinvesteringer for Kriegers Flak resulterer i en række frie pengestrømme, som er illustreret nedenfor:

**Figur 5.11. Udvikling i frie pengestrømme**



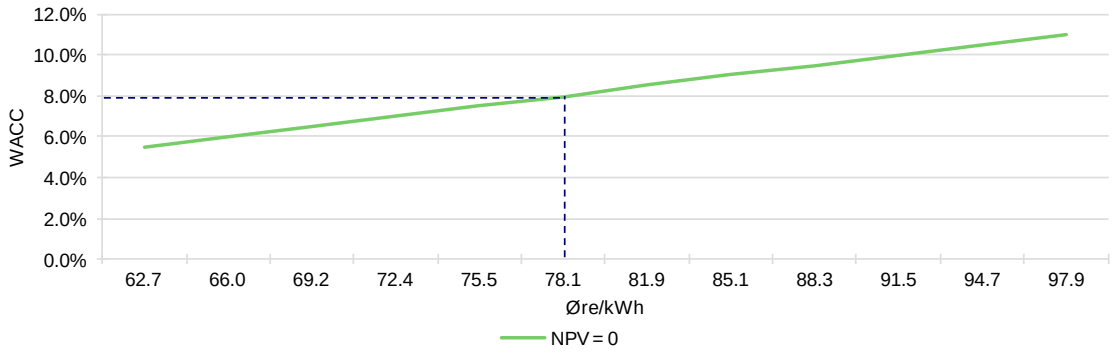

Som det ses af figuren, er den indledende konstruktionsperiode karakteriseret af store negative pengestrømme forårsaget af de betydelige initiale anlægsinvesteringer. Det ses ligeledes, at der opstår et dyk i de positive pengestrømme fra 2033, hvilket skyldes, at havmølleparkens akkumulerede produktion på dette tidspunkt overstiger 30 TWh, hvorfor produktionen afregnes til markedspris uden tilskud. Ydermere vil det sidste år af parkens levetid bære præg af reetablering af siten, resulterende i en negativ pengestrøm.

Ved anvendelse af et afkastkrav på 7,9 %, jf. tidligere, vil afregningsprisen med udgangspunkt i ovenstående frie pengestrømme ligge på 78,1 øre/kWh i 2010-priser svarende til at opnå en intern

rente på 7,9 % (IRR).[39] Ved denne afregningspris vil investeringen i Kriegers Flak medføre en NPV værdi på 0, hvilket er acceptabelt, idet de identificerede risici, inkl. de projektspecifikke, er afdækket via afkastkravet.

Af figuren nedenfor fremgår det, hvad afregningsprisen skal være ved forskellige niveauer af afkastkrav.

**Figur 5.12. Afregningspris for varierende WACC angivet i 2010-priser**




Det ses af figuren, at ved brug af et afkastkrav på 7,9 % skal afregningsprisen i 2010-priser være 78,1 øre/kWh. Såfremt investorerne anvender et afkastkrav på 9% ligesom i Anholt casen, vil den forventede afregningspris være 85,1 øre/kWh.[40]

Af de gennemførte interviews og andre eksterne kilder fremgår det, at det i de senere år har det været muligt for investorerne at opnå et overnormalt afkast på investeringer i havmøller. Den interne forrentning (IRR) ved en investering i havmølleprojekter har historisk ligget i intervallet 9 % -11 %. Såfremt dette også gælder fremadrettet er der en sandsynlighed for, at afregningsprisen på Kriegers Flak vil ligge over den beregnede afregningspris på 78,1 øre/kWh.

Det skal i denne forbindelse nævnes, at forholdene de seneste år har været attraktive for investorene med massive udbygninger og høj støtte i specielt Storbritiannien. På længere sigt forventes en tilbagevenden til mere normale markedsforhold, som følge af, at efterspørgslen fra Storbritannien aftager. Dette vil øge konkurrencesituationen, og langsomt reducere muligheden for opnåelse af overnormalt afkast.

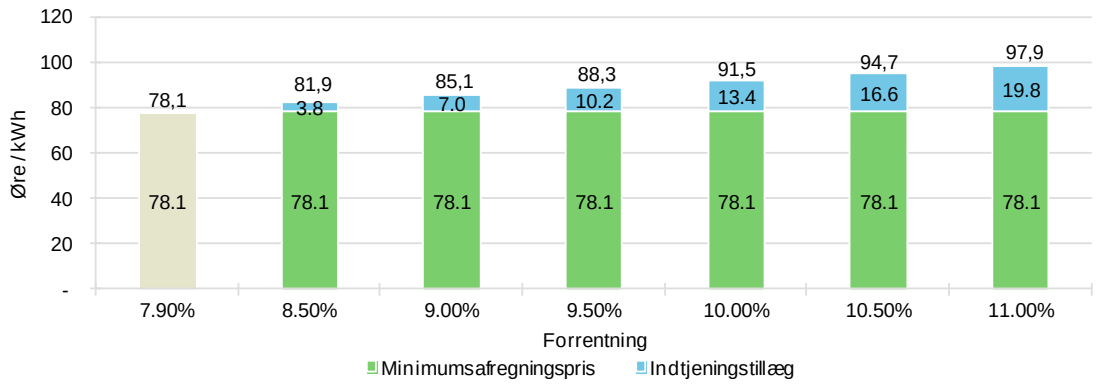
Af figur 5.13 nedenfor fremgår det, at afregningsprisen på Kriegers Flak kan spænde mellem 78,1 – 97,9 øre/kWh i 2010-priser[41], såfremt investorernes forventede forrentning af deres investering vil ligge på samme niveau som hidtil observeret i markedet (9 % - 11 %) og med udgangspunkt i det estimerede afkastkrav på 7,9%.

[39] Dette svarer til en afregningspris på 86,2 øre/kWh i 2015-priser.

[40] Dette svarer til 93,9 øre/kWh i 2015-priser.

[41] Dette svarer til 86,2 – 108,1 øre/kWh i 2015-priser.

**Figur 5.13. Afregningspris i 2010-priser for varierende forrentning**




I figuren ovenfor illustrerer den grå søjle til venstre minimumsafregningsprisen på 78,1 øre/kWh givet de i business casen anlagte forudsætninger for base casen.[42]

Såfremt investorernes ønskede IRR er højere end afkastkravet vil kravet til et indtjeningstillæg oven i minimumsafregningsprisen stige, hvilket er illustreret ved den blå andel af de øvrige søjler. Det ses således, at forudsat en IRR på 11 % (3,1 procentpoint højere end base case WACC), vil investor kræve et tillæg oven i minimumsprisen på 19,8 øre/kWh, resulterende i en afregningspris på 97,9 øre/kWh.

Samlet set resulterer business casen således i en forventet afregningspris i intervallet 78,1-97,9 øre/kWh i 2010 priser.

## 5.5 Vurdering af business casens resultater

Graden af konkurrence mellem potentielle investorer vil være en væsentlig faktor til bestemmelse af, hvor højt kravet om ekstra forrentning vil være for det laveste bud, og dermed hvor højt afregningsprisen forventes at komme til at ligge i det ovenfor angivne interval. Jo større konkurrence desto bedre chance for at finde en vinder, der vil bygge til en lavere forrentning/pris.

Den endelige pris er dog også følsom overfor en lang række andre forhold, herunder især konkurrencesituationen fra havmølleprojekter i andre lande, udviklingen i markedsprisen på el, prisudviklingen i forsyningskæden og dermed anlægsomkostningerne, samt niveauet af de løbende driftsomkostninger. Der er derfor ikke er nogen garanti for at prisen vil komme til at ligge indenfor det nævnte interval.Resultaterne præsenteret i figur 5.13 er baseret på et afkastkrav på 7,9 % svarende til niveauet forudsat i base case. Som uddybet ovenfor indgår heri et projektspecifikt tillæg på 1,5 % point, som potentielt kan reduceres eller elimineres. Ekskluderes dette tillæg fra beregningerne falder WACC til 7,1% og minimumsafregningsprisen til 73 øre/kWh i 2010-priser.[43] Omvendt vil

[42] Herunder et afkastkrav på 7,9% (WACC = IRR).

[43] Dette svarer til 80,6 øre/kWh i 2015-priser.

en forøgelse af risikoen i relation til særlige forhold ved Kriegers Flak udbuddet kunne løfte det projektspecifikke tillæg til et niveau ud over de 1,5 %, således at forrentningskravet kommer til at ligge tættere på niveauet for Anholt havmøllepark.

Afregningsprisen på 78,1 øre/kWh garanteres som tidligere nævnt for de første 30 TWh elproduktion svarende til en periode på ca. 14 år. Totalt set er der tale om et tilskud oven i markedsprisen på elektricitet på 9,1 mia.kr., når der ses bort fra tidsværdi. Hertil skal tillægges omkostningerne til nettilslutning og transformerstationer, som afholdes af Energinet.dk, og som beløber sig til ca. 2,8 mia.kr. Samlet set ydes derfor et tilskud på 11,9 mia.kr[44], hvilket svarer til et gennemsnitligt tilskud på 21,7 øre/kWh ud fra den samlede elproduktion ved Kriegers Flak.

Årsagerne til at afregningsprisen forventes at falde i forhold til det seneste udbud i Danmark er især følgende:

- Anlægsinvesteringerne pr. MW forventes at blive lavere ud fra en forventning om faldende priser på leverandørmarkederne.
- Kriegers Flak forventes etableret med 6,0 MW turbiner, som er en mere omkostningseffektiv teknologi sammenholdt med 3,6 MW turbinerne, som anvendes ved Anholt Havmøllepark.
- Investor opnår en række stordriftsfordele som følge af en større installeret kapacitet ved Kriegers Falk (600 MW vs. 400 MW i Anholt). Dette indebærer besparelser på især projekterings-, installations- og driftsomkostninger pr. MW.
- Endelig er der forudsat en længere tidsramme for etablering af Kriegers Flak, hvilket reducerer investors ricisi, og dermed den endelige afregningspris.

I hvilket omfang omkostningsniveauet ved Kriegers Flak kan videreføres ved senere udbygninger er fortsat usikkert, da der er argumenter for både højere og lavere niveauer. På den ene side vurderede Havmølleudvalget og Energistyrelsen tilbage i 2010, at Kriegers Flak samfundsøkonomisk er den mest attraktive placering sammenholdt med alternative danske lokationer, hvilket umiddelbart taler for et højere omkostningsniveau fremadrettet baseret på de dengang udpegede sites.[45]

På den anden side er det forventningen i markedet, at anlægsomkostningerne udsættes for et nedadgående prispres, hvilket alt andet lige vil reducere investors investering og dermed afregningsprisen. Herudover er det sandsynligt, at øget know-how og teknologisk udvikling kan reducere driftsomkostninger på længere sigt.

Dertil kommer muligheden for, at der fremadrettet kan findes mere omkostningseffektive sites i Danmark blandt andet ved at overlade denne screening til projektudviklerne og samtidig tillade sites tættere op mod kysten.

---

[44] Beregningerne medtager ikke et eventuelt EU-tilskud ved en koordineret nettilslutningsløsning for havmølleparker i området ved Kriegers Flak.

[45] For yderligere information henvises til notatet ” *Anbefaling af at næste udbygning med havmøller sker på Kriegers*” pr. 10. juni 2010

# 6. Valg af udbudsmodeller

Et af de væsentligste formål med analysen er at opstille forslag til, hvilke udbudsmodeller det vil være hensigtsmæssigt at anvende ved kommende udbud af havmølleparker i Danmark.

I kapitlet beskrives processen for udvikling af udbudsmodellerne, de designkriterier, der er anvendt, og hvilke grundlæggende udbudsmodeller der vil blive analyseret nærmere. I det kommende kapitel 7 og 8 analyseres og vurderes de udvalgte modeller nærmere.

I Danmark har der historisk set været anvendt en koncessionsmodel, hvor der for hvert udbud blev udbudt en koncession hørende til en nøje afgrænset geografisk placering for en havmøllepark, et såkaldt *single site udbud*. I udlandet gøres der på havmølleområdet også brug af *multi site udbud* og *åben dør-modellen*. I Danmark anvendes åben dør-modellen både på olie- og gasområdet og for landmøller. Multi site udbud er der derimod ingen erfaringer med.

På baggrund af de gennemførte analyser af erfaringerne fra udlandet i kapitel 3 er det Deloittes vurdering, at det vil være formålstjenligt at analysere og vurdere de tre ovennævnte typer koncessionsmodeller separat med henblik på at vurdere, under hvilke forhold og i hvilke situationer modellerne er anvendelige, henholdsvis ikke anvendelige.

## 6.1 Centrale fravalg

I forbindelse med udvikling af udbudsmodeller er der indledningsvist foretaget fravalg af henholdsvis investeringstilskud, skattefordele og et certifikatsystem som elementer i en udbudsmodel. Nedenfor begrundes disse fravalg.

- De interviewede investorer er enige om, at investeringstilskud og/eller skattefordele ikke vil være en udslagsgivende faktor, der vil få flere til at byde på danske koncessioner, hvilket der er redegjort for i kapitel 2. Begrundelsen uddybes yderligere i kapitel 7 om finansielle rammevilkår.

  Årsagen hertil er, at investeringstilskud og skattefordele udelukkende vil have en betydning, såfremt den samlede støtte fra statens side øges. Herudover er der fare for, at støtteformerne vil medføre et tilskudsregime, hvor tilskuddene kan komme til at modvirke udbredelsen af de mest effektive teknologier. Desuden har investeringstilskud vist sig utilstrækkelige til at fremme udbygning med havmøller i for eksempel Sverige. Af disse årsager udelukkes investeringstilskud og skattefordele på forhånd som mulige støtteformer på tværs af de foreslåede udbudsmodeller.

- I Danmark, Holland og Frankrig er afregningsprisen per kWh et afgørende kriterium for tildeling af koncessioner. Dette er ikke tilfældet i Storbritannien. I Storbritannien gøres der brug af et certifikatsystem, og som beskrevet i kapitel 4, afhænger elselskabernes indtjening dels af markedsprisen på el, dels af prisen på en ROC (Renewables Obligation Certificate). Energiselskabernes indtjening er således fuldstændig markedsafhængig, og til forskel fra mange andre lande er prisen per kWh dermed ikke en del af tildelingskriterierne.

  Det er vurderingen på baggrund af drøftelser i projektets styregruppe, at det på kort sigt er urealistisk at opbygge et helt nyt system for VE-certifikater i Danmark, og muligheden for

støtteafregning på baggrund af omsættelige grønne certifikater er derfor på forhånd fravalgt for alle modeller. I denne sammenhæng bør det ligeledes nævnes, at Storbritannien er på vej til at afvikle certifikatsystemet og erstatte det med et feed-in tariff-system.

Bort set fra ovenstående fravalg medtager forslagene til udbudsmodeller de kombinationsmuligheder af støtteformer, udbudsprocedurer m.v., der vurderes relevante i en dansk kontekst.

## 6.2 Design- og vurderingskriterier for udbudsmodeller og tilhørende rammevilkår

### 6.2.1 Formål og vurderingskriterier

Det overordnede formål med udbudsmodellerne er, at de skal bidrage til at sikre, at:

- Der sker en tilstrækkelig kapacitetsudbygning og produktion af vindenergi i henhold til politiske målsætninger.
- Kapacitetsudbygningen og produktionen sker til de lavest mulige omkostninger, herunder lavest mulig pris for elforbrugerne og lavest mulige offentlige omkostninger.

Punkterne ovenfor tilsiger for det første, at modellerne skal være tilstrækkelig attraktive til, at energiselskaber og andre investorer byder ind på koncessioner og i forlængelse heraf forestår etablering af havmølleparkerne. Det er i den forbindelse afgørende, at udbudsmodellerne sikrer, at kapacitetsudbygningen sker i rette tempo, så der hverken anlægges for mange eller for få parker.

For det andet skal udbudsmodellerne være sammensat på en sådan måde, at de sikrer tilstrækkelig konkurrence, men således at konkurrencen ikke sker på bekostning af en støtteordning med for høje offentlige omkostninger. Herved opnås det, at prisen per enhed vindenergi holdes tilstrækkelig lavt.

Ovenstående formål er omsat til konkrete vurderingskriterier, som udbudsmodellerne vil blive vurderet op imod. Vurderingskriterierne er samlet set lagt an på at finde frem til den udbudsmodel og tilhørende rammevilkår, der maksimerer det samfundsøkonomiske overskud fra havmølleudbygningen. Af praktiske hensyn er det dog formålstjenligt, at dette overordnede kriterium nedbrydes i følgende tre kriterier:

1. **Sikre tilstrækkelig og passende kapacitetsudbygning**, det vil sige tilstrækkelig udbygning med havmølleparker til at indfri de kort- og langsigtede klimapolitiske målsætninger, men omvendt heller ikke for meget kapacitetsudbygning set i forhold til målsætningerne og den generelle udvikling i omkostningerne til havvindenergi.
2. **Sikre attraktive og konkurrencefremmende vilkår**, det vil sige vilkår, der er tilstrækkelig attraktive til, at det størst mulige antal potentielle investorer vælger at byde ind på havmølleparkerne, og at de byder ind med så konkurrencedygtige løsninger og priser som muligt.
3. **Sikre lavest mulige omkostninger for staten og elforbrugerne**, det vil sige, at de etablerede havmølleparker belaster elforbrugerne mindst muligt i forhold til den prisstøtte, der

ydes til den producerede strøm, og i øvrigt belaster staten, elforbrugerne og skatteyderne mindst muligt i forhold til den øvrige støtte, der ydes, og administrationsomkostningerne hertil.

I analysen af finansielle rammevilkår i kapitel 7 og i den endelige analyse og vurdering af udbudsmodellerne i kapitel 8 vil det blive vurderet, hvorvidt de valgte modeller og tilhørende rammevilkår lever op til ovenstående kriterier. I indeværende kapitel anvendes vurderingskriterierne ydermere som grundlag for indsnævring af de mulige udbudsmodeller til et mere begrænset antal.

### Definition af udbudsmodeller

I analysen defineres udbudsmodeller som en sammenhængende kombination af muligheder inden for følgende fem kernevilkår:

1. Fremgangsmåde for koncessionstildeling (koncessionsmodel)
2. Afgrænsning af, hvad der kan bydes på (zoner, sites og antal MW)
3. Udbudsprocedure (offentligt udbud, begrænset udbud m.v.)
4. Tildelingskriterier for koncessionen
5. Udarbejdelse af VVM (tidspunkt for udarbejdelse)

Ved at kombinere forskellige muligheder inden for ovenstående kernevilkår dannes udbudsmodeller med forskellige karakteristika. Det nærmere indhold af kernevilkårene vil blive beskrevet i afsnit 7.3 nedenfor.

### Designkriterier for udbudsmodellerne

Til brug for udvikling af udbudsmodellerne er der opstillet en række designkriterier, der har været styrende for sammensætningen, og som sikrer, at udbudsmodellerne lever op til deres formål, og at de er anvendelige og giver mening i en dansk kontekst:

- Modellerne skal overordnet være forenelige med formålet om tilstrækkelig kapacitetsudbygning og produktion af vindenergi.
- Modellerne skal overordnet være forenelige med formålet om, at kapacitetsudbygningen sker til de lavest mulige omkostninger.
- Modellerne skal være distinkte og væsensforskellige.
- De indeholdte elementer skal være logisk sammenhængende, og incitamenterne skal pege i samme retning.
- Modellerne skal være baseret på nationale og internationale erfaringer.
- Modellerne skal være implementerbare.
- Modellerne skal være forenelige med grundlæggende politiske og retlige hensyn.

Designkriterierne sikrer, at de enkelte udbudsmodeller har særegne karakteristika, at de vurderes i forhold til den indsamlede viden fra tidligere udbud af havmølleparker i ind- og udland, og at de sammensættes under hensyn til de overordnede formål med havmølleudbygningen. Designkriterierne sikrer endvidere, at kernevilkårenes mange kombinationsmuligheder kan reduceres til få relevante udbudsmodeller.

I de følgende afsnit beskrives, hvordan de konkrete udbudsmodeller er blevet udviklet, og hvilke udbudsmodeller det i en dansk kontekst er mest relevante at gennemføre nærmere analyser af.

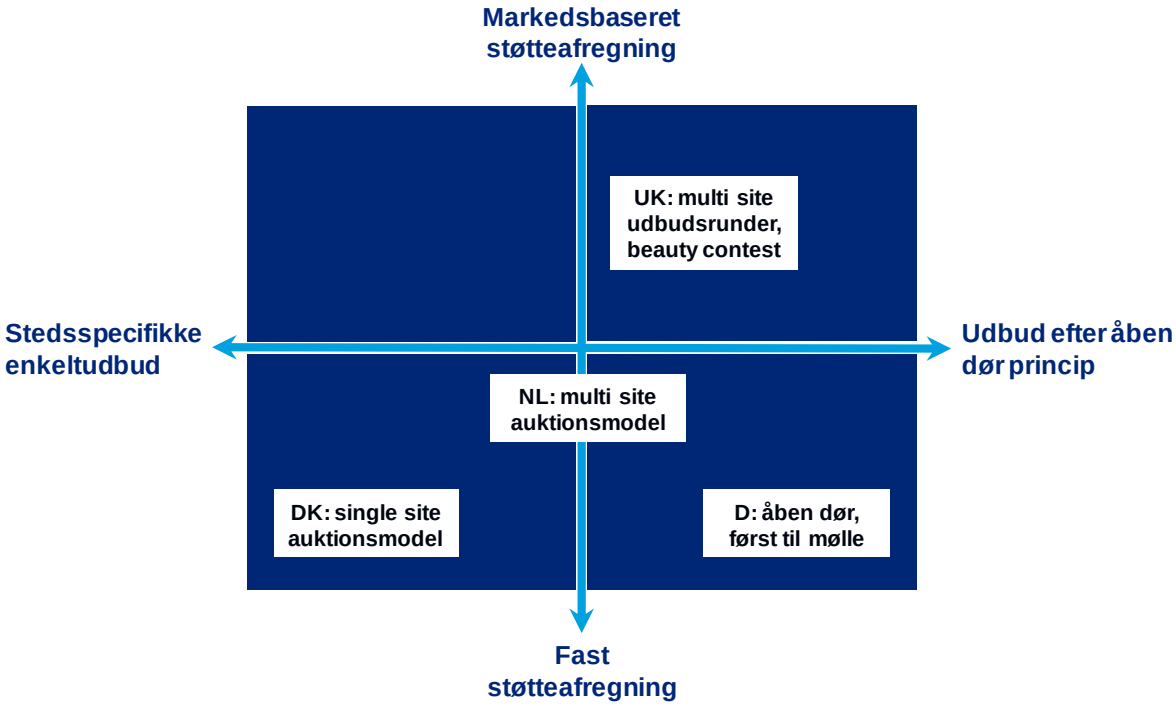
## 6.3 Design og udvælgelse af alternative udbudsmodeller

### 6.3.1 Opstilling af alternative udbudsmodeller

Det første trin i udviklingen af udbudsmodellerne har været at identificere relevante modeller til, hvordan koncessionerne kan tildeles investorerne.

Landeanalyserne har identificeret tre overordnede typer koncessionsmodeller, henholdsvis en single site udbudsmodel, en multi site udbudsmodel og en åben dør-model, hvor byderne ansøger om koncessioner, jf. figuren nedenfor. Figuren viser endvidere, hvilken form for støtteafregning der anvendes i de fire lande.

**Figur 6.1. Anvendte koncessionsmodeller og afregningsformer i relevante lande**




Som det fremgår af figuren, anvender Danmark en single site udbudsmodel med fast afregning for store ikke-kystnære havmølleparker. Bortset fra at der i Holland gennemføres auktionsrunder over et større antal MW og dermed flere sites ad gangen, er den danske og hollandske model nært beslægtede, idet de begge regulerer mængden af koncessioner og tildeler dem til den eller de leverandører, der tilbyder at opføre og drive havmølleparkerne til den laveste tarif. De aftalte tariffer

for hollandske parker er dog i noget højere grad underlagt udsving i elprisen, selvom hovedprincippet – ligesom i Danmark – er en fast tarif bestemt af prissætningen i de vindende bud.

Den britiske og tyske model er meget anderledes end den danske og hollandske model, idet koncessionerne ikke tildeles efter priskonkurrence, men derimod på basis af beauty contests i store udbudsrunder (UK) eller gennem et først til mølle-princip i en åben dør-procedure (D). Den britiske og tyske model er dog meget forskellige med hensyn til afregningsformen.

På baggrund af ovenstående og de foregående kapitler er der udviklet en matrix i figur 6.2, der angiver, hvilke valgmuligheder der skal tages stilling til i forbindelse med udvikling af udbudsmodellerne. De lyseblå kasser udgør hovedelementer, som udbudsmodellerne grundlæggende består af, og de mørkeblå kasser udgør forskellige varianter og/eller udfaldsrum af konkrete hovedelementer. De mørkeblå kasser er således valgmuligheder inden for det enkelte hovedtema.

**Figur 6.2. Centrale valgmuligheder ved udvikling af udbudsmodeller**

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Koncessionsmodel | Single site | Multi site | Åben dør | | |
| Udbudsmodeller | Afgrænsning af, hvad der kan bydes på | Afgrænset til bestemte sites og størrelser (MW) | Afgrænset til bestemte zoner | Afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW | Kun afgrænset ved loft over antal MW | |
| 1 | Udbudsprocedure | Offentligt udbud (med forudgående dialog) | Begrænset udbud | Udbud efter forhandling (med forudg. dialog) | Konkurrencepræget dialog | Ansøgning (Ikke udbudsprocedure) |
| | Tildelingskriterier | Kun pris | Pris og andre kriterier | Først til mølle/ tilladelse opnået | Beauty contest (uden vurdering af pris) | |
| | Udarbejdelse af VVM | VVM udarbejdes, inden koncession tildeles | VVM udarbejdes, efter koncession tildeles | | | |
| Finansiel overbygning | Afregningsform | Fixed feed-in -tariff | Aftalte feed-in-tariffs via auktion/udbud | Fast præmie oven i markedsprisen | Aftalte præmier oven i markedsprisen via auktion/udbud | Støttedifferentiering ift. fx havdybde og afstand til land |
| 2 | Supplerende støtte | Ændrede afskrivningsregler | Statslig långivning | Statslig medfinansiering | | |
| | Incitamenter til gennemførelse | Vedståelsesbod | Bindinger på nr. 2 | Forsinkelsesbod | Sprinterbonus | |
| | Koncessionens størrelse | Op til 200 MW | Over 200 MW indtil 400MW | Over 400 indtil 600 MW | Over 600 MW | |
| Øvrige vilkår | Tidsplaner for etablering af park | Kort horisont – med faste milepæle | Kort horisont – m. fleksible milepæle | Lang horisont – med faste milepæle | Lang horisont – m. fleksible milepæle | |
| 3 | Politisk plangrundlag | Konkret plan for den næste havmøllepark | Konkrete planer for de næste to havmølleparker | 15-20 års planer for udbygning af sites/områder | 15-20 års planer for udbygning af X antal MW hvert Y år | Udmelding af langsigtet ambitionsniveau |
| | Statslig involvering | Staten screener og udvælger sites | Staten gennemfører indledende undersø-gelser inkl. VVM | Staten etablerer nettilslutning | Staten gennemfører projektering og byggemodning | Staten etablerer havmølleparken og infrastruktur |

Figuren ovenfor er bygget op på en sådan måde, at modellerne udvikles over tre stadier:

1. Udvikling af udbudsmodeller ved hjælp af identificerede kernevilkår. Valg af udbudsmodeller gennemgås i dette kapitel.

2. Analyse og vurdering af relevant finansiel overbygning til de konkrete udbudsmodeller, herunder afregningsform, supplerende støtte og bodsbestemmelser. Dette behandles i kapitel 7.

3. Samlet analyse og vurdering af udbudsmodeller og tilhørende rammevilkår. Det drejer sig om vurderinger og anbefalinger i forhold til den samlede figur 6.2, herunder såvel udbudsmodellerne som de tilhørende finansielle og øvrige rammevilkår (hvor store de udbudte koncessioner bør være, hvor lang og fleksibel tidsplanen for etablering af havmølleparken bør være m.v.). Denne samlede analyse og vurdering finder sted i kapitel 8.

I det følgende vil kernevilkårene for udbudsmodellerne blive gennemgået.

## Koncessionsmodeller

De tre koncessionsmodeller, henholdsvis en single site udbudsmodel, en multi site udbudsmodel og en åben dør-model, der blev identificeret på baggrund af danske og udenlandske erfaringer, adskiller sig for det første fra hinanden ved, om det er staten eller den private projektudvikler, der definerer det givne site. I figur 6.3 nedenfor er de tre koncessionsmodeller illustreret ved et kontinuum i forhold til, om staten eller projektudvikleren screener og udvælger sitet.

**Figur 6.3. Kontinuum for koncessionsmodeller**

| Single site | Multi site | Åben-dør |
|---|---|---|
| Staten udpeger og gennemfører enkeltstående udbud af specifikke sites. | Staten udpeger zoner og gennemfører udbudsrunder vedrørende koncessioner for disse zoner. Inden for disse zoner tilbyder projektudviklerne at udvikle bestemte sites. | Projektudviklerne finder selv egnede sites og søger om tilladelse til disse. Herefter ansøger projektudviklerne om koncession, enten efter først-til-mølle eller andre tildelingskriterier. |

Ved en åben dør-tildeling kan projektudviklerne ansøge om ethvert areal under den forudsætning, at alle tildelingsregler/standarder er overholdt. I modsætning til denne står en single site-tildeling, hvor arealet er udvalgt, og tildelingen styret centralt af staten. Mellem de to modeller er en multi site model, hvor staten udpeger zoner og gennemfører udbudsrunder vedrørende koncessioner for disse zoner. Det er inden for disse zoner, at projektudviklerne tilbyder at udvikle bestemte sites.

## Afgrænsning af, hvad der kan bydes på

På baggrund af de internationale erfaringer er der blevet opstillet fire valgmuligheder for, hvad der kan bydes på, herunder om der bydes på et bestemt site, størrelse (antal MW), zone m.v. Hvad der bydes på, er vigtigt i forhold til at skabe attraktive vilkår for potentielle bydere, men også for at kunne sikre, at der sker en tilstrækkelig kapacitetsudbygning og produktion af vindenergi i henhold til de politiske målsætninger. Valgmulighederne hænger tæt sammen med de konkrete koncessionsmodeller.

De fire valgmuligheder er:

1. **Afgrænset til bestemte sites og størrelser (MW):** Denne afgrænsning er blevet anvendt i de tre hidtidige udbudsrunder i Danmark. Ved disse udbud udpegede staten det konkrete site, og der har været et klart krav til parkens størrelse, det vil sige antal MW.

2. **Afgrænset til bestemte zoner:** Denne afgrænsning er kendt fra specielt det britiske system, hvor der udbydes zoner, hvori projektudviklerne tilbyder at udvikle bestemte sites.

3. **Afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW:** Denne afgrænsning er kendt fra Holland, hvor der dog ikke har været et loft over antal MW, men i stedet i forhold til den maksimale støtte, der har været til rådighed til finansiering af havmølleprojekterne. Loftet over antal MW er begrundet ud fra den begrænsede størrelse af det danske marked. Dette kan imødegås ved på forhånd at sætte et loft over antal MW, som der tildeles koncessioner til.

4. **Kun afgrænset til loft over antal MW:** I Tyskland og Danmark[46] gøres der brug af åben dør-modeller uden loft over antal MW eller støtte. Såfremt projektudvikleren opfylder en række krav, gives koncessionen således til projektudvikleren. Som nævnt under punkt 3. bør et loft over antal MW overvejes i en dansk kontekst.

### Udbudsprocedurer

Koncessioner på bygge- og anlægsområdet er undtaget de almindelige formregler i EU's udbudsdirektiv, jf. udbudsdirektivets afsnit III. Der gælder fortsat de EU-retlige grundprincipper om ligebehandling, gennemsigtighed m.v., men herudover er der for koncessionskontrakter kun få krav til procedure. Til trods herfor kan det være en fordel at operere inden for en eller eventuelt en kombination af flere af de kendte udbudsprocedurer.

I det følgende tages derfor udgangspunkt i de relevante udbudsprocedurer fra udbudsdirektivet. Herved sikres det, at alle parter er indforstået med, hvilken fremgangsmåde der anvendes ved udbuddet, idet procedurerne er kendt på forhånd.

I forbindelse med interview med potentielle bydere er vigtigheden af dialog med myndighederne gentagne gange blevet fremhævet, jf. kapitel 2, idet Danmark hidtil er blevet opfattet som et relativt lukket marked med hensyn til tildeling af havmøllekoncessioner. Af denne grund kan dialog mellem myndighed og bydere være med til at signalere, at Danmark er åben over for både indenlandske og udenlandske bydere, og at der ønskes konkurrence om de udbudte koncessioner.

Dialogen kan både foregå, inden et formelt udbud igangsættes, og efter udbuddet formelt er annonceret. I kapitel 8 gives en beskrivelse og vurdering af, hvordan den forudgående markedsdialog kan gribes an. I figuren nedenfor vises, i hvilken udstrækning udbudsprocedurerne giver mulighed for dialog.

[46] I Danmark gøres der brug af en alternativ åben dør-model, der kan anvendes for alle projekter – både på land og på havet. Grundet støtteniveauet er denne model dog kun relevant for projekter på land og udvalgte kystnære projekter.

**Figur 6.4. Udbudsprocedurer i forhold til dialog med markedet**[47]

Begrænset dialog med markedet → Omfattende dialog med markedet

| Offentligt udbud | Begrænset udbud | Udbud efter forhandling | Konkurrencepræget dialog |
|---|---|---|---|
| Anmodning om tilbud annonceres offentligt ved udbudsbekendtgørelse. Ingen indledende prækvalifikationsrunde, dvs. at alle interesserede kan modtage udbudsmateriale og indsende tilbud. | Udbud foregår i to runder: Prækvalifikation og efterfølgende tilbudsrunde. Offentlig annoncering ved udbudsbekendtgørelse, at interesserede kan anmode om prækvalifikation. Efter udvælgelse af prækvalificerede fremsendes endeligt udbudsmateriale og anmodning om at afgive endeligt tilbud til de prækvalificerede. | Proces som ved begrænset udbud indtil afgivelse af tilbud. Derefter har ordregiver mulighed for at indkalde tilbudsgiverne individuelt til forhandling om konkrete dele af det afgivne tilbud, med henblik på at tilbudsgiver fremsender revideret tilbud. | Anmodning om prækvalifikation som ved begrænset udbud. På baggrund af udkast til udbudsmateriale afholdes herefter et antal dialogmøder med hver af de prækvalificerede med henblik på udarbejdelse af endeligt udbudsmateriale. Herefter anmodes de prækvalificerede om at afgive endeligt tilbud. Ingen formelle grænser for antal dialogmøder. |

Ud over de fire udbudsmodeller er det muligt at anvende en åben dør-procedure. Ved denne procedure kan projektudviklerne ansøge staten om et havmølleareal uden forudgående udbud.

## Tildelingskriterier

Tildelingskriterier er afgørende i forhold til at opnå hensigtsmæssige havmølleprojekter. På baggrund af nationale og internationale erfaringer er der opstillet fire tildelingskriterier:

1. **Kun pris:** Dette tildelingskriterium er anvendt i forbindelse med genudbuddet af Rødsand II og Anholt-udbuddet.

2. **Pris og andre kriterier:** Dette tildelingskriterium er en videreudvikling af ovenstående tildelingskriterium og har tidligere været anvendt i forbindelse med det første udbud af Rødsand II og Hornsrev II. Ved disse to udbud indeholdt tildelingskriterierne 1) pris, 2) projektets placering og fysisk udformning og 3) tidsplan for projektets udformning. Ved at lade for eksempel tidsrammer indgå som tildelingskriterium er det muligt at vælge det projekt, der ikke bare i pris, men også i forhold til tidspunkt for færdiggørelse af park, repræsenterer det mest attraktive tilbud. Samtidig bliver det muligt at opnå fleksibilitet i tilrettelæggelsen af tidsrammen i samarbejde med byderen. Såfremt denne metode vælges, hvor flere tildelingskriterier vægtes i forhold til hinanden, vil det stadig være muligt at lade pris vægte mest.

3. **Først til mølle/tilladelse opnået:** Dette tildelingskriterium anvendes særligt i forhold til åben dør-modellen, der er kendt fra Tyskland, hvor de projektudviklere, der først opnår tilladelsen og ansøger om koncessionen, kan påregne at få den tildelt. Ved brug af dette tildelingskriterium opnår projektudviklerne en fast støtteafregning, der er fastlagt og kendt på forhånd.

[47] For en mere detaljeret beskrivelse af udbudsprocedurerne henvises til bilag E.

4. **Beauty contest (uden vurdering af pris):** Dette tildelingskriterium anvendes særligt i forhold til multi site modellen, der er kendt fra Storbritannien. Her ligger støtten ligeledes fast på forhånd, og projektudviklerne konkurrerer på projektets og projektudviklernes attraktivitet i forhold til vægtede kriterier, for eksempel finansiel formåen, handlingsplan for det konkrete projekt, erfaring, kapacitet, organisering m.v.

### Udarbejdelse af VVM

Der skal altid udarbejdes en VVM-redegørelse forud for etablering af havmølleparker. Det er imidlertid afgørende, at der kan skelnes mellem, hvornår redegørelserne skal være udarbejdet. For single site udbud, hvor der er tale om et nøje afgrænset geografisk område, skal der udelukkende udarbejdes én VVM-redegørelse, og den skal – såfremt den som i Anholt-udbuddet udføres at staten, og såfremt der er tilstrækkelig god tid – kunne foreligge, når udbudsmaterialet offentliggøres, dvs. inden koncessionen er tildelt. For multi site udbud og åben dør-modellen kan der potentielt være tale om mange sites (herunder foreslåede sites som i sidste ende ikke opnår koncession), og det bør derfor overvejes, om VVM-redegørelsen skal udarbejdes før eller efter koncessionen er tildelt.

## 6.3.2 Screening og udvælgelse af relevante udbudsmodeller

Ovenstående kernevilkår kan kombineres på mange måder og dermed danne et stort antal udbudsmodeller. Ved at applicere designkriterierne på det enkelte kernevilkår er det muligt at foretage en screening og udvælgelse af relevante grundmodeller.

Udbudsmodellerne er udviklet med afsæt i Deloittes tolkning af Udbudsdirektivet samt praktiske erfaring med gennemførsel af udbud.. Den konkrete udformning og praktiske gennemførelse af udbudsmodellerne vil skulle ske i samarbejde med Kammeradvokaten.

I det følgende opstilles og beskrives de tre centrale koncessionsmodeller, jf. figur 6.5 nedenfor.

**Figur 6.5. Udvikling af udbudsmodeller (kernevilkår)**

Afsnittet gennemgår for hver af de tre koncessionsmodeller, hvilke kernevilkår i de mørkeblå kasser der enten vælges eller fravælges.

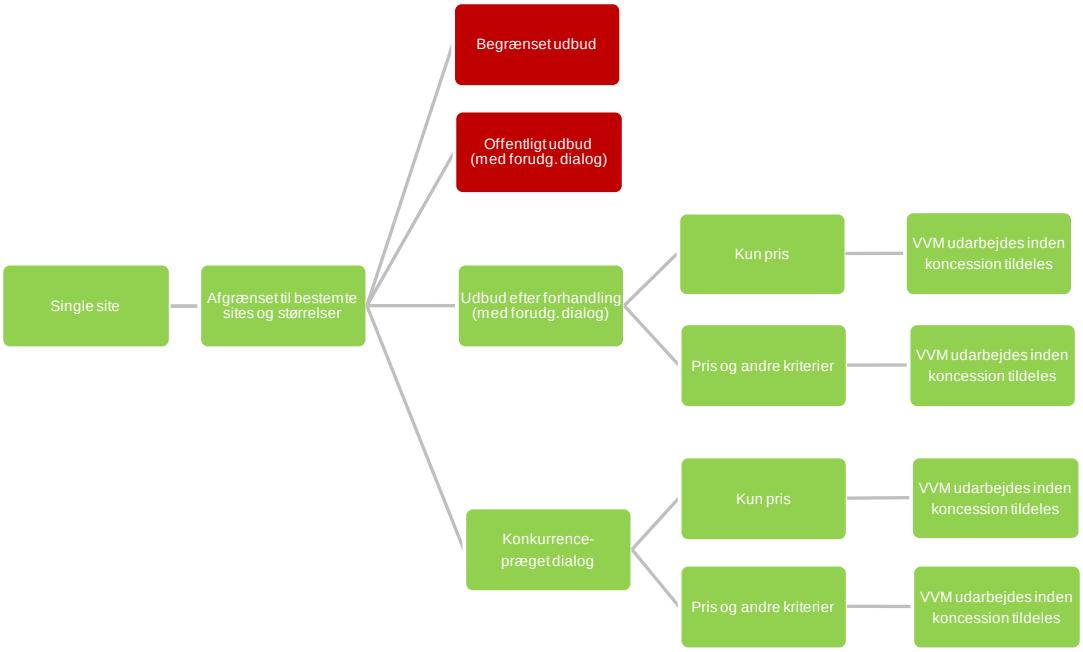
Der er på forhånd foretaget en række fravalg af kernevilkår for de enkelte modeller, idet nogle kombinationer ikke præsenterer en meningsfuld og sammenhængende udbudsmodel. Eksempelvis er der for en single site udbudsmodel fravalgt tre udfaldsrum, i forhold til hvad der kan bydes på,

idet kun afgrænsningen til bestemte sites og størrelser foretages ved en single site udbudsmodel. I en single site udbudsmodel er det endvidere ikke relevant med først til mølle-tildelingskriterier eller projektets og sitets attraktivitet, da sitet allerede er udvalgt. Lignende fravalg er på forhånd foretaget for de øvrige udbudsmodeller. Nedenstående afsnit beskriver udbudsmodellerne efter disse indledende fravalg.

### Single site udbud

På baggrund af designkriterierne opnås for en single site udbudsmodel fire potentielle varianter, der er illustreret ved nedenstående figur 6.6. De grønne kasser illustrerer alternativer, der vurderes hensigtsmæssige at analysere nærmere, mens de røde kasser er alternativer, der ikke vurderes hensigtsmæssige at medtage i den videre analyse. I det følgende uddybes de konkrete valg og fravalg af muligheder i beslutningstræet.

**Figur 6.6. Modelvarianter for en single site udbudsmodel**




- **Afgrænsning af, hvad der kan bydes på:** Et single site udbud er per definition afgrænset til et bestemt site og et bestemt antal MW (størrelse).

- **Udbudsprocedurer:** På baggrund af de særlige regler for koncessionskontrakter er myndighederne som nævnt relativt frit stillet i valg af udbudsprocedurer, der ikke behøver at følge en af standardprocedurerne i udbudsdirektivet. Det vil dog være hensigtsmæssigt at lade sig inspirere af de kendte procedurer. Imidlertid er begrænset udbud og offentligt udbud fravalgt, idet det ikke i sig selv er et hensyn at begrænse ansøgerskaren, og fordi muligheden for at forhandle og/eller for at have en dialog med byderne altid vil være at foretrække frem for et offentligt udbud.

- **Tildelingskriterier:** Kun pris-tildelingskriteriet er relevant, da priskonkurrence er et grundlæggende rationale bag en single site model, og eftersom tildeling på baggrund af laveste bud sikrer en høj grad af gennemsigtighed. Pris og andre kriterier kan dog også vælges, såfremt der ønskes en mere nuanceret vurdering af de indkomne tilbud.

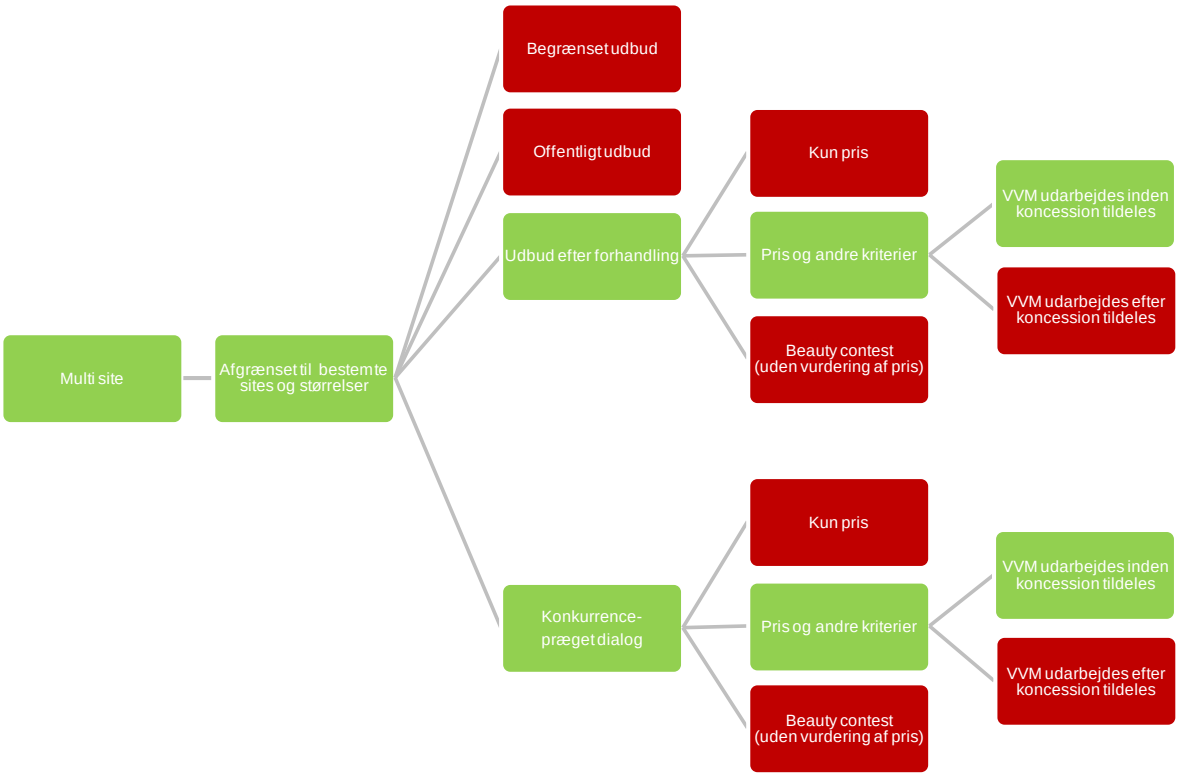
- **Udarbejdelse af VVM:** Da der kun udbydes ét site, vil det være mest hensigtsmæssigt, at VVM-redegørelsen foreligger i forbindelse med offentliggørelse af udbudsmaterialet. Herved sikres, at byderne har så meget information om sitet som muligt, og at projektet ikke senere afvises på grund af konflikter med fuglebeskyttelse, sejlrender, råstofudvindingeller andre arealinteresser.

### Multi site udbud

For multi site udbud kan det være en mulighed, at udbuddet er afgrænset til bestemte sites og størrelser, men det kan også være en mulighed, at udbuddet er afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW. For multi site udbud opnås derfor to modelvarianter. Disse modelvarianter er i nedenstående beskrevet som multi site udbudsmodel A og multi site udbudsmodel B.

Multi site udbudsmodel A er illustreret i figur 6.7.

**Figur 6.7. Modelvarianter for en multi site udbudsmodel A**




- **Afgrænsning af, hvad der kan bydes på:** Eftersom der er naturlige grænser for behovet for ny kapacitet fra store havmølleparker i et relativt lille land som Danmark, og eftersom støtten kun må belaste elforbrugerne op til en vis grænse, bør en multi site udbudsmodel sikre, at kapaciteten for de tildelte koncessioner holder sig inden for visse grænser. Den ene

mulighed for dette er nedenstående model A, hvor udbuddet er afgrænset til bestemte sites af bestemte størrelser, der puljes i en samlet udbudsrunde.

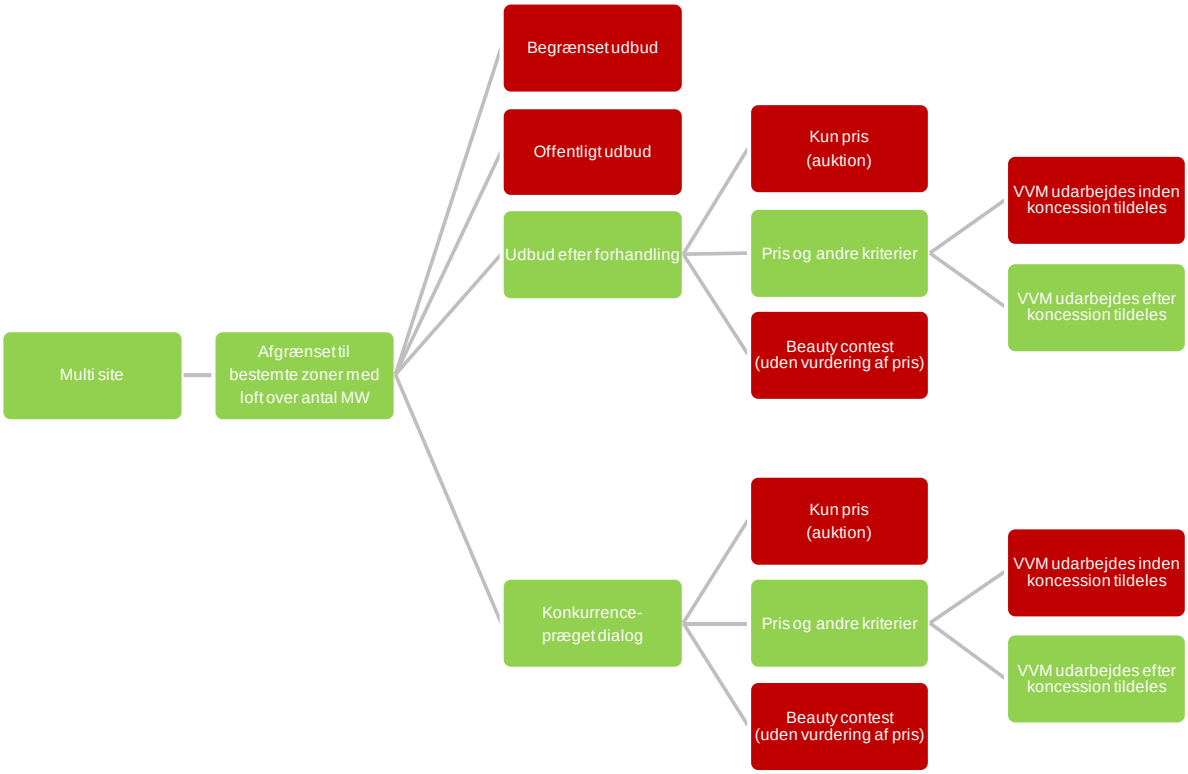
- **Udbudsprocedure:** Begrænset udbud fravælges, idet det ikke er et hensyn i sig selv at begrænse ansøgerskaren. Offentligt udbud fravælges ligeledes, fordi dialog og efterfølgende tilpasning af udbudsmaterialet er svært at undvære, når der gennemføres komplekse udbudsrunder med mange sites i spil, der tilsammen skal levere en kapacitet, der holder sig inden for visse grænser, og som passer ind i forhold til en ønsket udbygningstakt. Procedurerne under den konkurrenceprægede dialog og udbud efter forhandling er således mest oplagt at anvende for multi site udbudsmodel A. Herved sikres, at der både er mulighed for at tilpasse udbudsmaterialet ved hjælp af en række dialogmøder og at gennemføre forhandlinger med byderne om deres respektive tilbud. Den konkurrenceprægede dialog er også senest anvendt i Storbritannien i forbindelse med udbud af zoner under den såkaldte Runde III.

- **Tildelingskriterier:** Kun pris fravælges som tildelingskriterium, idet der for multi site udbudsmodeller er behov for en nuanceret vurdering af de indkomne tilbud, herunder for eksempel de tilbudte tidsrammer, der kan være afgørende for, hvilke leverandører staten vælger til hvilke sites, og hvorledes den resulterende udbygningstakt for de udbudte sites hænger sammen. I stedet bør pris og andre kriterier vælges, således at koncessionerne kan tildeles de tilbud, der samlet set er økonomisk mest fordelagtige. Som tidligere anført er det dog muligt at lade prisen vægte højest blandt de vægtede kriterier, hvilket der er et klart økonomisk rationale i. Beauty contest er således fravalgt som tildelingskriterium, da prisen ikke indgår i denne.

- **Udarbejdelse af VVM:** Da der udbydes få sites som staten på forhånd har udvalgt er det muligt - og mest hensigtsmæssigt - at udarbejde VVM-redegørelser for de udvalgte sites, så de foreligger i forbindelse med offentliggørelse af udbudsmaterialet. Herved sikres, at byderne har så meget information om de udbudte sites som muligt, og at de foreslåede projekter ikke senere afvises på grund af konflikter med fuglebeskyttelse, sejlrender, råstofudvinding eller andre arealinteresser.

I det følgende redegøres for multi site udbudsmodel B, hvor der bydes på koncessioner inden for bestemte geografiske zoner med loft over antal MW. På baggrund af designkriterierne opnås nedenstående modelvariant, jf. figur 6.8.

**Figur 6.8. Modelvarianter for en multi site udbudsmodel B**




- **Afgrænsning af, hvad der kan bydes på:** Sædvanligvis er en multi site udbudsmodel ikke afgrænset snævert til bestemte sites som i model A, men derimod til bestemte geografiske zoner, som det har været tilfældet i for eksempel Storbritannien. En sådan zoneafgrænsning er udgangspunktet for model B, jf. figur 6.8. Eftersom der dog er naturlige grænser for behovet for ny kapacitet fra store havmølleparker i Danmark, bør en multi site udbudsmodel sikre, at kapaciteten for de tildelte koncessioner holder sig inden for visse grænser, hvorfor der er behov for et loft over det samlede antal MW, der kan tildeles koncessioner for.

- **Udbudsprocedure:** Samme fravalg og begrundelser som under multi site model A.

- **Tildelingskriterier:** Kun pris (auktion) er fravalgt. Ved dette menes, at der på baggrund af en auktion over et samlet antal MW tildeles koncessioner efter et kaskadeprincip, hvor det første antal MW tildeles byderen med den laveste pris og så fremdeles, indtil mængden er opbrugt. Tildelingskriteriet er fravalgt, idet det ikke vurderes tilstrækkeligt alene at tage højde for de priser, der bydes ind med på auktionen, når der samtidig frit kan bydes ind med sites, der kan have forskellige samfundsøkonomiske konsekvenser, ud over hvad der er afspejlet i prisen, for eksempel varierende nettilslutningsmuligheder, behov for strøm og miljøpåvirkning i forhold til de enkelte sites. Den tilbudte tarif er således ikke et tilstrækkeligt sammenligningsgrundlag.[48] Pris og andre kriterier kan således med fordel anvendes. Herved får myndighederne mulighed for at foretage en mere nuanceret vurdering af de indkomne

[48] I kapitel 7 uddybes mulighederne og udfordringerne i forbindelse med auktionsmodellen og årsagen til de problemer, der har været med modellen i Holland.

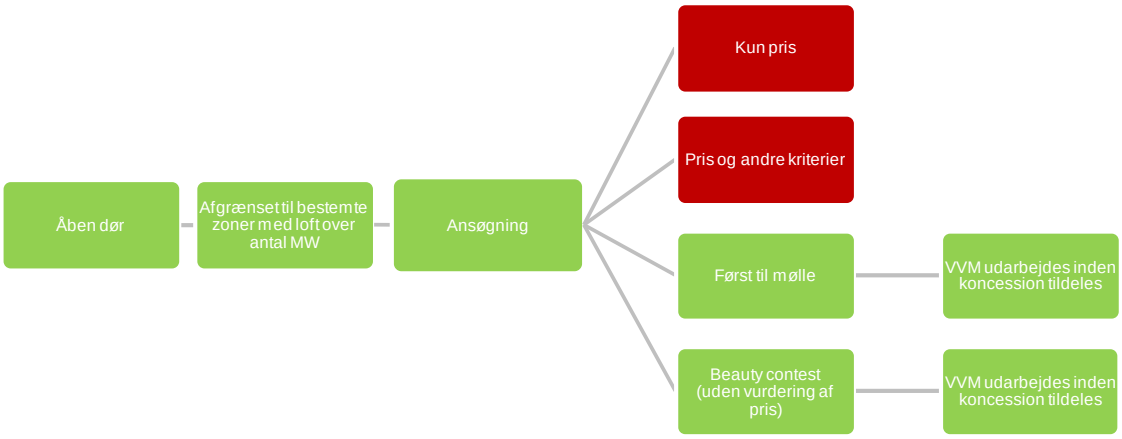
tilbud. Beauty contest er fravalgt på baggrund af samme argumenter som under multi site model A.

- **Udarbejdelse af VVM:** Da zonerne kan være af en betydelig geografisk udstrækning og eftersom der inden for disse potentielt kan være tale om mange sites, vil det ikke være hensigtsmæssigt, at VVM-redegørelsen skal være udarbejdet for alle potentielle sites, endsige for hele zonen, inden koncessionstildelingen. I praksis vil det være muligt at lægge ansvaret for VVM-redegørelsen over på projektudviklerne og kræve, at der skal foreligge en sådan i forbindelse deres tilbudsgivning. Problemet er imidlertid, at det vil forøge tilbudsomkotsningerne markant set i forhold til, at der kun er begrænset chance for at vinde en koncession. Samfundsøkonomisk er det derfor mere hensigtsmæssigt, at VVM kun udarbejdes for de sites, der får tildelt koncession betinget af efterfølgende VVM- og miljøgodkendelse, og at VVM-redegørelsen først gennemføres i forlængelse af udbudsrunden.

## Åben dør-model

På baggrund af designkriterierne opnås for en åben dør-udbudsmodel to modelvarianter illustreret ved de grønne kasser i figur 6.9 nedenfor.

**Figur 6.9. Valgmuligheder for en åben dør-model**




- **Afgrænsning af, hvad der bydes på:** I en åben dør-model vil det være hensigtsmæssigt at afgrænse til bestemte zoner og have et loft over antal MW for at sikre, at der ikke bygges havmølleparker på arealer, hvor det ikke er hensigtsmæssigt, og at der ikke etableres for meget havvindkraft.

- **Udbudsprocedure:** En åben dør-model er i forhold til en udbudsprocedure anderledes i forhold til multi site- og single site udbudsmodellerne, da der ikke er tale om et egentligt udbud, men om at projektudvikleren ansøger staten om et havmølleareal, som projektudvikleren har identificeret. Derfor er der i modellen heller ikke tale om en egentlig udbudsproces, hvorfor disse er fravalgt, og kun ansøgning er det kernevilkår, der er muligt.

- **Tildelingskriterier:** Tildeling på baggrund af kun pris og pris og andre kriterier fravælges, da der er tale om en ansøgning til sites, hvortil der ikke nødvendigvis er modtaget andre ansøgninger. Af disse årsager kan der enten vælges en tilgang, hvor der tildeles koncessioner efter først til mølle-princippet eller efter en række centralt fastsatte kriterier i den tilhørende lovgivning med henblik på at vurdere sitets og projektets attraktivitet (beauty contest).[49]

- **Udarbejdelse af VVM:** Til forskel fra multi site modellen ansøger projektudviklerne i første omgang om en tilladelse til at gennemføre forundersøgelser, og disse forundersøgelser kan som hidtil med fordel indeholde en VVM-redegørelse. Under åben dør-modellen er projektudviklerne ikke i samme grad i konkurrence med andre projektudviklere som under multi site udbudsrunder, og der er således en rimelig sandsynlighed for at opnå koncession, hvis ansøgningen er godt forberedt. Det indebærer, at der under en åben dør-model ikke vil være et samfundsøkonomisk spild ved at udarbejde VVM-redegørelsen for hvert site, der ansøges om, inden koncessionstildeling

## 6.4 Sammenfatning af valg af udbudsmodeller

På baggrund af den gennemførte analyse kan der i alt identificeres tre relevante udbudsmodeller med en række varianter:

1. **Single site model med varianter**
   - **Variant A:** Single site model med udbud efter forhandling og forudgående dialog; tildeling i henhold til enten pris eller pris og andre kriterier; VVM udarbejdes inden koncession er tildelt.
   - **Variant B:** Single site model med konkurrencepræget dialog; tildeling i henhold til enten pris eller pris og andre kriterier; VVM udarbejdes inden koncession er tildelt.

2. **Multi site model med varianter**
   - **Variant A:** Multi site model afgrænset til en pulje af konkrete sites gennemført på basis af udbud efter forhandling og/eller konkurrencepræget dialog; tildeling i henhold til pris og andre kriterier; VVM udarbejdes inden koncession er tildelt.
   - **Variant B:** Multi site model med åbne siteforslag inden for en geografisk zone med loft over antal MW; gennemført på basis af udbud efter forhandling og/eller konkurrencepræget dialog; tildeling i henhold til pris og andre kriterier; VVM udarbejdes efter koncession er tildelt.

3. **Åben dør-model med varianter**
   - **Variant A:** Åben dør-model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW; indledende ansøgning om tilladelse; tildeling efter først til mølle-princippet (tidsrammer foreslås

[49] En form for beauty contest op imod myndighedernes fortolkning af reglerne og udøvelse af skøn for, hvad der kendetegner et attraktivt projekt.

af projektudvikleren og vurderes af myndighederne i forhold til en langsigtet plan); VVM udarbejdes inden, koncession er tildelt.

- **Variant B:** Åben dør-model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW; indledende ansøgning om tilladelse; tildeling i henhold til projektets og sitets attraktivitet, det vil sige en form for beauty contest op imod myndighedernes fortolkning af reglerne og udøvelse af skøn for, hvad der kendetegner et attraktivt projekt (tidsrammer foreslås af projektudvikler og vurderes af myndighederne i forhold til en langsigtet plan); VVM udarbejdes inden, koncession er tildelt.

De ovenstående seks varianter under de tre udbudsmodeller er genstand for en nærmere analyse og vurdering i kapitel 8. I det kommende kapitel 7 vil det ud fra en samfundsøkonomisk analyse blive vurderet, hvilken finansiel overbygning der er mest hensigtsmæssig at anvende for de forskellige udbudsmodeller.

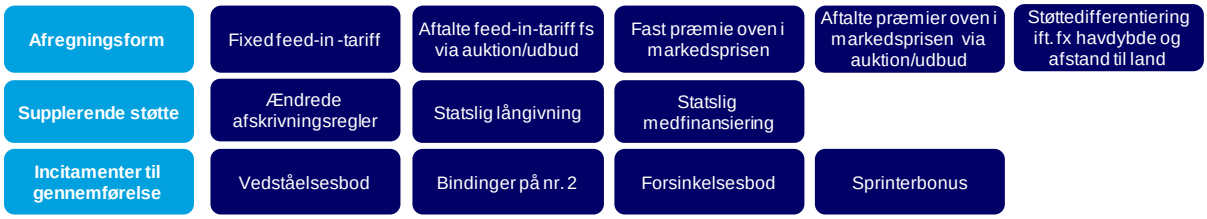
# 7. Analyse og vurdering af finansielle rammevilkår

Formålet med kapitlet er at analysere de finansielle rammevilkår, der blev identificeret i kapitel 6, med henblik på at vurdere, hvilke finansielle afregningsformer, supplerende støttemekanismer og incitamenter til færdiggørelse det er mest hensigtsmæssigt at anvende til at sikre en fremtidig udbygning med havmøller på attraktive vilkår for såvel de potentielle investorer som elforbrugerne.

Vurderingerne i dette kapitel vil herefter indgå i kapitel 8, hvor der foretages en samlet vurdering af forskellige udbudsmodeller med tilhørende finansielle og øvrige rammevilkår.

De følgende afsnit indeholder således generelle analyser og vurderinger af alternative finansielle rammevilkår i relation til afregningsform, supplerende støtte og incitamenter til færdiggørelse, jf. nedenstående oversigt.

**Figur 7.1. Alternative rammevilkår for den finansielle overbygning**




Afsnit 7.1-7.3 behandler afregningsformen efterfulgt af afsnit 7.4, der vedrører supplerende støtte og incitamenter til gennemførelse.

## 7.1 Grundlæggende afregningsprincip

I alle fire primære EU-regimer for udbygning med havmøller (Storbritannien, Tyskland, Danmark og Holland) er støtte knyttet til afregningsprisen for den producerede strøm det bærende element i de finansielle incitamenter for etablering af havmølleparker, mens andre former for subsidiering, såsom begunstigende skatteregler, investeringstilskud og lån på favorable vilkår, enten er fravalgt eller spiller en langt mere sekundær rolle.

Prisstøtte knyttet til produktionsmængden sikrer en gennemskuelig økonomisk model for havmølleparker og muliggør sammenligninger af konkurrencedygtighed i forbindelse med auktionsrunder og udbudskonkurrencer, hvor energiselskaber byder ind på koncessionen med et beløb for den støtteafregning, de kræver for at etablere og drive den foreslåede havmøllepark. Prisstøtte knyttet til den producerede mængde strøm i form af en forhøjet fast tarif over et givet antal år (alternativt for en given strømmængde) giver desuden et ekstra incitament til effektiv produktion, idet det vil være en fordel at producere så meget strøm som muligt i løbet af støtteperioden (alternativt producere den aftalte støtteberettigede strøm så hurtigt som muligt).

Et procentvist investeringstilskud eller skattebegunstigelser skaber ikke som udgangspunkt de samme incitamenter til effektivitet som prisstøtte til produktionen, medmindre disse differentieres i forhold til teknologiernes effektivitet, hvilket kan være vanskeligt. Hertil kommer, at der som ud-

gangspunkt må forventes at være større offentlige og private transaktionsomkostninger relateret til administration af investeringstilskud og skatteregler end til støtteafregning direkte knyttet til elproduktionen.

Set i lyset af dette og på baggrund af de gennemførte interview med potentielle investorer og andre interessenter – og de mindre gode erfaringer med havmølleregimer understøttet af investeringstilskud som for eksempel i Sverige – vurderer Deloitte, at prisstøtte knyttet til den producerede strøm fortsat bør være det bærende element i den finansielle overbygning på den danske udbudsmodel for havmøller. Dette bygger på den præmis, at selskaberne også fremadrettet er i stand til at få projekterne finansieret.

Det centrale spørgsmål er herefter, hvilken af de mulige afregningsformer og hvilke øvrige finansielle rammevilkår der med fordel kan anvendes set i forhold til en konkret udbudsmodel.

## 7.2 Prisregulering versus mængderegulering

I nedenstående afsnit foretages en generel analyse af, hvorvidt og under hvilke betingelser det er mest fordelagtigt, at prisstøtten over elproduktionen finder sted på basis af prisregulering eller mængderegulering. I det efterfølgende kapitel 8 foretages videre analyser af, hvilken reguleringsog afregningsform der er mest hensigtsmæssig at anvende i forbindelse med de enkelte udbudsmodeller.

### 7.2.1 Prisregulering: fixed feed-in tariffs

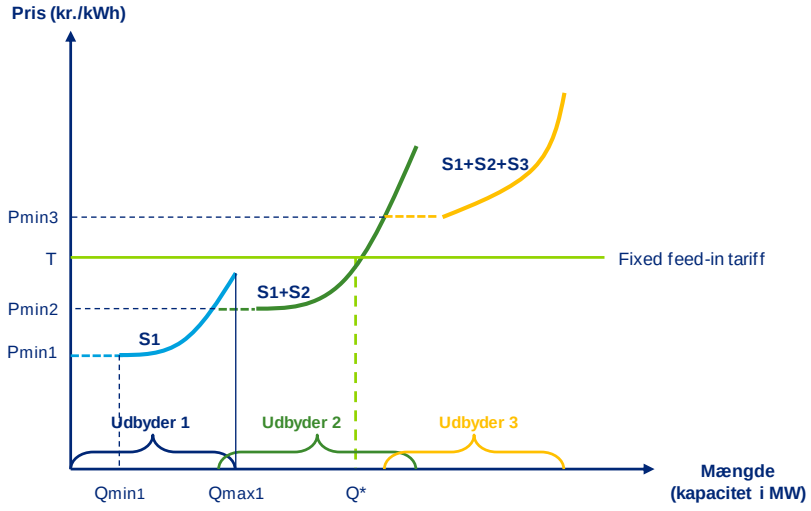
Fixed feed-in tariffs (ensartede faste tariffer) repræsenterer en prisreguleringsmodel, hvor prisstøtten til elproduktionen fra havmølleparker er givet, og hvor udbyderne (projektudviklerne) fokuserer på at fastlægge den havmøllekapacitet, der maksimerer deres profit.

Fixed feed-in tariff giver en stor sikkerhed for investorerne omkring den fremtidige indtjening for den producerede strøm, idet al strøm, der fødes ind til nettet, i de første mange år afregnes til en fast tarif, der fremgår af de konkrete nationale regelsæt på området. Der er således ingen følsomhed over for udsving i elprisen i perioden, hvor den faste tarif gælder, men heller ingen mulighed for overnormal profit, hvis elprisen pludselig skulle stige drastisk. Normalt vil der dog være en mulighed for på et hvilket som helst tidspunkt at træde endegyldigt ud af fixed feed-in tariffafregningen og derefter sælge strømmen på markedsvilkår.

Hidtil er ensartede faste tariffer overvejende blevet anvendt i forbindelse med åben dør-modeller til tildeling af havmøllekoncessioner som for eksempel i Tyskland. Set i sammenhæng med en åben dør-model, hvor projektudviklerne selv finder og foreslår egnede sites og opnår koncessioner ud fra et først til mølle-princip, har en ensartet fast tarif den fordel, at den tilskynder investorerne til at finde de sites, der er mest omkostningseffektive med hensyn til anlægs- og driftsomkostninger set i forhold til produktionspotentialet.

Figur 7.2 nedenfor illustrerer logikken i de økonomiske incitamenter i et fixed feed-in tariffsystem, hvor projektudviklerne (dvs. de energiselskaber, der byder på koncessioner (herefter benævnt udbyderne)) tilbyder at udvikle og producere strøm fra sitespecifikke havmølleparker som svar på statens/samfundets efterspørgsel efter strøm fra vedvarende energi.

**Figur 7.2. Udbud og prisdannelse under en prisreguleringsmodel med kun tre udbydere**




Figuren illustrerer et eksempel med tre udbydere, der hver har fundet nogle sites for havmølleparker af varierende størrelse, og hvis marginale omkostninger er karakteriseret ved udbudskurverne $S_1$, $S_2$, $S_3$. Udbudskurverne er i figuren lagt sammen til en markedsudbudskurve, hvor intervallet " udbyder 1" repræsenterer det energiselskab, der kan tilbyde en eller flere sites til de laveste forventede omkostninger, og hvor den maksimale kapacitet er $Q_{max1}$. Intervallet " udbyder 2" repræsenterer det næstmest konkurrencedygtige energiselskab, der kun er interesseret i at udbyde sites i et prisinterval, der generelt ligger højere end for " udbyder 1". De stigende marginalomkostninger er dels begrundet i fysiske kapacitetsbegrænsninger for de enkelte sites (eftersom det kun er en del af et givet geografisk område, det er tilstrækkelig attraktivt at opstille møller på), dels i sædvanlige tekniske og finansielle begrænsninger ved en stadig forøgelse af udbuddet.

De stiplede spring/mellemrum i de aggregerede udbudskurver kan i overensstemmelse med økonomisk teori fortolkes som det størrelsesinterval, den billigste havmøllepark for hver udbyder er nødt til at overstige, for at indtægterne (grundet høje faste kapitalomkostninger og skalaøkonomi) kan dække de langsigtede gennemsnitlige omkostninger[50] for de respektive udbydere. $P_{min1}$, $P_{min2}$ og $P_{min3}$ er således de laveste priser, de tre energiselskaber kan udbyde en havmøllepark til på et af de sites, de råder over, uden at forretningen er tabsgivende.

En fixed feed-in tariff af størrelsen T vil betyde, at de to mest effektive udbydere (udbyder 1 og udbyder 2) kan få dækket deres langsigtede gennemsnitlige omkostninger og derfor vil etablere de pågældende havmølleparker. Den mindst omkostningseffektive udbyder (udbyder 3) vil ikke kunne få dækket sine omkostninger, da $T < P_{min3}$, og vil således ikke ansøge om nogen sites under det gældende tarifniveau. Udbyder 1 vil vælge at etablere den størst mulige park inden for de fysiske begrænsninger ($Q_{max1}$), hvorimod udbyder 2 vil begrænse størrelsen til det niveau, hvor de marginale omkostninger (udtrykt ved $S_2$) begynder at overstige prisen. Der vil således blive etableret en samlet havmøllekapacitet af størrelsen Q* fra de to udbydere ved tarifstørrelsen T.

[50] Bydernes langsigtede gennemsnitlige omkostninger er ikke afbildet i figuren, men er med til at definere det interval af de marginale omkostninger (den stiplede del af udbudskurven), hvor de langsigtede gennemsnitlige omkostninger ligger under den pris, de kan opnå, og hvor de derfor ikke vil udbyde nogen mængde.

Fixed feed-in tariffs er således et prisreguleringsinstrument, der (koblet med åben adgang for energiselskaberne til at finde, udvikle og drive sites) skaber et grundlæggende incitament til en omkostningseffektiv udbygning med havmøller. Hvorvidt en fixed feed-in tariff også skaber en samfundsøkonomisk optimal udbygning medhænger imidlertid af statens/samfundets efterspørgsel efter havmøllekapacitet.

Hvis der kun skal etableres meget få (fx 2-3) sites kan det være mere fordelagtigt at lade markedet sætte en pris, der er passende for de enkelte sites, via udbudskonkurrence end at staten forsøger at sætte en generel fixed feed-in tarif, der er tilstrækkelig til, at alle 2-3 sites bliver etableret. Sidstnævnte vil kunne føre til et forhandlingsspil mellem staten og de private projektudviklere omkring den ensartede tarif, hvor der ikke bliver etableret sites, før staten har hævet tariffen til niveau, der risikerer at blive højere end gennemsnittet af de tariffer, der alternativt ville fremkomme ved enkeltstående udbud. Dette uddybes nærmere i afsnit 7.2.3, hvor afregningsformer baseret på prisregulering og afregningsformer baseret på mængderegulering sammenlignes med hensyn til samfundsøkonomiske konsekvenser og attraktivitet for investorerne og elforbrugerne.

### 7.2.2 Mængderegulering: aftalte feed-in tariffs via bortauktionering

De to væsentligste forskelle mellem fixed feed-in tariffs og aftalte feed-in tariffs via bortauktionering er følgende:

- For det første er mængderegulering frem for prisregulering udgangspunktet for aftalte feed-in tariffs. Tarifferne er således ikke fastlagt på forhånd, men bestemmes gennem bortauktionering af en bestemt mængde kapacitet. I en sådan auktionsmodel maksimerer udbyderne således deres profit ved at tilbyde både en pris og en mængde under hensyntagen til deres forventning om konkurrenternes adfærd og det samlede kapacitetsloft, der er genstand for auktionen.

- For det andet varierer tarifferne for de enkelte koncessioner/sites afhængigt af udfaldet af de gennemførte auktioner. Koncessioner tildeles, og tariffer fastlægges på basis af de laveste indkomne bud på afregningspris, forudsat at de foreslåede sites og projektudviklerne opfylder visse betingelser. Der er således tale om, at myndighederne prisdiskriminerer med hensyn til tarifferne (til forskel fra den ensartede faste tarif under prisregulering).

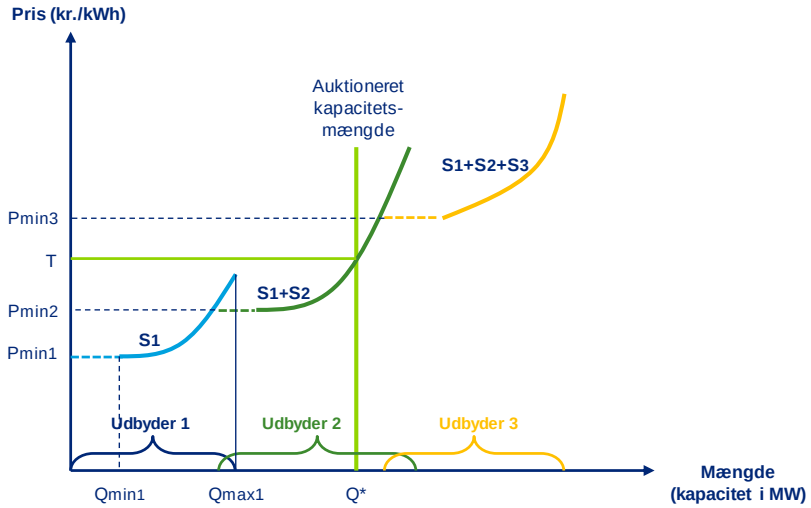
Auktionsmodellen repræsenterer den rene model for mængderegulering og dermed den direkte modsætning til den tyske fixed feed-in-prisreguleringsmodel. Både den hollandske og den tyske model er markedsorienterede i den forstand, at de overlader det til energiselskaber eller andre udbydende virksomheder at finde de mest egnede sites og byde ind med disse. Den hollandske auktionsmodel adskiller sig imidlertid fra den tyske model ved, at staten på forhånd fastsætter koncessioner svarende til en bestemt mængde kapacitet, som der afholdes auktion over, og som tildeles efter et kaskadeprincip til de tilbudte sites med den laveste pris, indtil den fastsatte kapacitetsgrænse nås.

Et af de fremførte argumenter for at anvende en auktionsmodel med prisdiskriminering mellem de enkelte sites er, at den i højere grad end den faste prisregulering skulle sikre, at staten og dermed elforbrugerne ikke kommer til at betale for meget støtte til projektudviklerne af havmølleparker. Dette afhænger imidlertid fuldstændig af, om der er tilstrækkelig konkurrence mellem projektudviklerne i forhold til at vinde koncessioner. Sammenhængen kan vises ved at anvende den tilsva-

rende figur som ved prisregulering, blot med den forskel, at det nu er mængden Q*, som reguleringsmyndighederne fastsætter med henblik på bortauktion, jf. figur 7.3 nedenfor.

Hvis konkurrencen er begrænset til de samme tre sites/udbydere som i eksemplet med prisregulering, og de tre udbydere ved, at konkurrencen er begrænset og kender de andre udbyderes omkostningsforhold, er der intet, der forhindrer udbyder 1 og udbyder 2 i at byde prisen helt op til lige under $P_{min3}$. Udbyder 3 vil stadig ikke kunne konkurrere med dette, og udbyder 1 og 2 vil derfor få tildelt hele koncessionsmængden til en pris, der ligger betydelig over den tilsvarende fixed feed-in tariff T. En af de væsentligste risici ved at fastsætte mængden på forhånd er således, at priserne kan ende med at blive væsentlig højere, end myndighederne forventede. Omvendt vil prisregulering kunne resultere i, at der etableres mere/mindre kapacitet, end der er behov for, hvis prisen på forhånd sættes for højt/lavt.

**Figur 7.3. Udbud og prisdannelse under en mængdereguleringsmodel med kun tre udbydere**




Det kan meget vel være en situation som illustreret ovenfor, der har gjort sig gældende ved den seneste auktion, der blev gennemført i Holland. Udbyderne har måske ikke følt sig presset af konkurrencen (og har i øvrigt haft gode alternative muligheder at falde tilbage på i Tyskland og England) og har derfor budt ind med relativt høje priser set i forhold til deres minimumspriser. Den hollandske stat har til gengæld haft en forhåndsgaranti mod høje priser gennem fastlæggelsen af et budgetloft for, hvor meget der vil blive tildelt koncessioner for. Budgetloftet har ikke rakt til mere end den billigste udbyder, idet buddene generelt har oversteget myndighedernes forventninger om minimumspriser, og derfor er der kun blevet tildelt sites på 600 MW til én udbyder, hvilket er betydelig mindre end den på forhånd fastsatte mængde på 950 MW.

Hvis udbyderne omvendt ikke kender konkurrenternes antal og omkostningsforhold, kan de være nødt til sænke priserne for at øge chancerne for at vinde koncessioner. Den laveste pris, de tre udbydere i eksemplet kan byde ind med, uden at de respektive havmølleparker bliver tabsgivende, er $P_{min1}$, $P_{min2}$ og $P_{min3}$. Ved disse lave priser vil de tre udbydere imidlertid sænke udbuddet sammenlignet med en situation, hvor en højere fixed feed-in tariff havde været gældende. Udbyder 1 vil kun byde ind med mængden $Q_{min1}$, hvilket er betydelig mindre end $Q_{max1}$, og så fremdeles for de øvrige bydere. Det betyder, at staten også er nødsaget til at tildele koncessioner til den mindst omkostningseffektive udbyder 3, såfremt staten ønsker en udbygning, der nærmer sig den på forhånd fastsatte kapacitetsmængde Q*. Uanset at staten således får presset udbyderne på prisen i dette

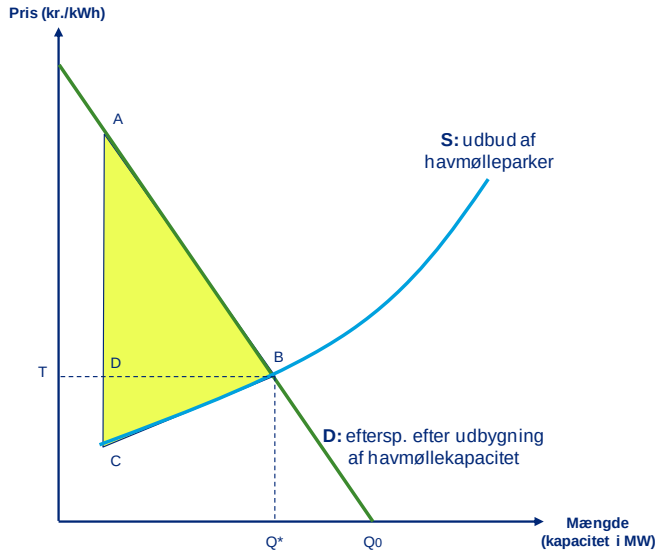
scenarie, vil det ikke være samfundsøkonomisk rentabelt, da der kunne være genereret et større samlet overskud, hvis der i stedet var blevet fremmet et øget udbud blandt de mest omkostningseffektive udbydere.

For at ovenstående uhensigtsmæssigheder ved auktionsmodellen skal undgås, kræver det både, at udbyderne tror, at der er mange andre bydere, og at der rent faktisk *er* mange andre bydere og dermed stærk konkurrence. Under fuldkommen konkurrence vil en auktionsmodel således kunne sikre et lige så stort samfundsøkonomisk overskud som en optimalt fastsat fixed feed-in tariffmodel og samtidig, at staten og dermed elforbrugerne får en relativt større andel af det samlede overskud. De velfærdsøkonomiske konsekvenser af de to modeller under forskellige antagelser gennemgås i nedenstående afsnit.

### 7.2.3 Økonomiske konsekvenser af tarifsystemer baseret på prisregulering versus mængderegulering

De samfundsøkonomiske konsekvenser afhænger af udbuddet såvel som af efterspørgslen efter havmøllekapacitet. Staten repræsenterer forbrugernes efterspørgsel efter havmøllekapacitet ved en traditionelt faldende efterspørgselskurve (jf. D i figur 7.4), idet den marginale betalingsvillighed er faldende, efterhånden som kapaciteten øges. Eftersom staten på vegne af samfundet typisk kun har behov for vedvarende energi op til et vist punkt for at nå de politiske målsætninger, og eftersom behovet for strøm i øvrigt er begrænset i de enkelte lande, vil efterspørgselskurven typisk være relativt stejl. I Danmark for eksempel vil en fortsat udvidelse af havmøllekapaciteten på et tidspunkt nå et nulpunkt for efterspørgslen, hvor yderligere kapacitet ikke skaber nogen værdi for forbrugerne, jf. punktet $Q_0$.

**Figur 7.4. Fordeling af samfundsøkonomisk overskud ved henholdsvis pris- og mængderegulering under fuldkommen konkurrence**



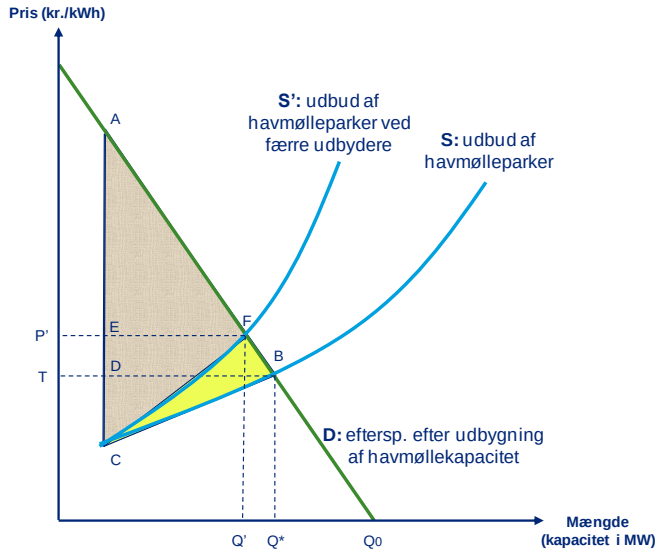

Hvis der er tilstrækkelig mange udbydere, der ønsker at etablere havmølleparker inden for et givet nationalt regime, og tilstrækkelig mange potentielle sites til dette, til at de enkelte udbydere og sites kun har marginal betydning, kan det samlede udbud repræsenteres ved en mere flydende udbudskurve end i eksemplerne ovenfor med kun tre udbydere. Dette er vist ved udbudskurven S i figur 7.4. Under sådanne antagelser vil der tilnærmelsesvis være fuldkommen konkurrence. Hvis det

ydermere antages, at staten, der på vegne af forbrugerne efterspørger havmøllekapacitet, har fuld indsigt i udbydernes omkostningsforhold og dermed udbudskurven for markedet, vil den kunne gennemføre enten prisregulering eller mængderegulering, der i begge tilfælde sikrer den samfundsoptimale udbygning af kapacitet, svarende til mængden Q*, og et samlet velfærdsøkonomisk overskud, svarende til arealet [ABC].

Forskellen mellem prisregulering i form af fixed feed-in tariff og mængderegulering i form af bortauktionerede sites med individuelle faste tariffer vil alene handle om fordelingen af det samfundsøkonomiske overskud. Fixed feed-in tariffs indebærer, at producenterne (projektudviklerne) får en del af det samlede overskud, svarende til arealet [DBC] mellem den faste tarif T og udbudskurven (de marginale omkostninger), mens resten af overskuddet [ABD] tilfalder elforbrugerne. Mængderegulering i form af bortauktionering af sites efter et kaskadeprincip, der muliggør prisdiskriminering, vil derimod indebære en begrænsning af producenternes overskud til fordel for forbrugerne. I sin yderste konsekvens, under fuldkommen konkurrence, kan det indebære, at samtlige producenter, det vil sige udbydere af havmølleparker, kun lige akkurat får dækket deres omkostninger, det vil sige, at hele overskuddet [ABC] går til forbrugerne.

En national regering kan således have en tendens til at foretrække mængdereguleringsmodellen, dels fordi den af politiske grunde ønsker at fordele så meget overskud som muligt til de mange forbrugere, dels fordi nogle af producenterne formentlig vil være udenlandske energiselskaber, der vil trække en del af overskuddet ud af landet. Der er imidlertid en række forhold, der taler for, at det næppe er realistisk, at mængdereguleringsmodellen vil resultere i såvel optimering af det samfundsøkonomiske overskud som fordeling af hele dette overskud til forbrugerne.

**Figur 7.5. Indskrænkning i samfundsøkonomisk overskud, når udbydere forlader markedet**




For det første lever udbudssiden næppe op til forudsætningerne om fuldkommen konkurrence. Erfaringerne viser, at der typisk kun er få store energiselskaber, der konkurrerer om koncessionerne, og dermed kan man ende i en situation som illustreret i den tidligere figur 7.3, hvor de vindende bud på tariffer ender med at blive højere end den faste tarif under prisregulering, forudsat at niveauet for sidstnævnte tarif er fastsat nogenlunde korrekt.

For det andet er der ikke tale om lukkede nationale markeder, hvor udbyderne er nødt til at finde sig i vilkårene, hvis de overhovedet skal have mulighed for at drive forretning med havmølleparker. Udbyderne har således alternative muligheder på andre nationale markeder og kan vælge at forlade et nationalt marked med mængderegulering og prisdiskriminering, hvis de mener, at de i for høj grad bliver presset på prisen. Konsekvensen af dette kan blive, at udbudskurven skifter i opadgående retning til S', som vist i figur 7.5, og dermed stiger priserne, og det samfundsøkonomiske overskud mindskes til [AFC], såfremt den bortauktionerede mængde indskrænkes til Q' for at tilpasse den ændrede udbudssituation. Tendensen bekræftes via interview med investorer, hvor flere understreger, at de finder mængderegulering med prisdiskriminering på basis af auktioner/udbud mindre økonomisk attraktivt end fixed feed-in tariffs, og enkelte nævner det som en direkte årsag til, at de har valgt ikke at byde på Anholt.

I en situation med åbne europæiske markeder er der således betydelige risici og potentielle samfundsøkonomiske tab forbundet med nationale mængdereguleringsmodeller, der forsøger at begrænse energiselskabernes overskud gennem prisdiskriminering. Det udelukker ikke, at der under mængderegulering vil kunne danne sig en acceptabel ligevægt, hvor der sikres en rimelig grad af konkurrence, men ikke større konkurrence end at et tilstrækkeligt antal energiselskaber stadig opnår en del af overskuddet og derfor er interesseret i at blive på markedet.

Et system med fixed feed-in tariffs er selvfølgelig også udsat for konkurrence fra andre landes attraktive støtteordninger. Pointen er imidlertid, at hvis tariffen er høj nok til at skabe det samme udgangspunkt som mængderegulering med prisdiskriminering, jf. niveauet T i figur 7.5, så vil overskuddet for projektudviklerne være størst under prisregulering, eftersom de under mængderegulering med prisdiskriminering ikke opnår prisen T, men derimod et sæt af forskellige tariffer beliggende langs udbudskurven, svarende til deres minimumspriser. Dermed skal der, alt andet lige, ikke så meget til, at andre landes støtteordninger lokker dem væk fra markedet som under den sammenlignelige fixed feed-in tariff T.

Ovenstående giver et fingerpeg om, hvorfor prisregulering også i andre sammenhænge end havmølleparker er den hyppigst anvendte reguleringsform over for forsyningssektorer med begrænset konkurrence. Det betyder dog ikke, at prisregulering i form af fixed feed-in tariffs altid vil være den reguleringsform, der giver størst garanti for maksimering af det samfundsøkonomiske overskud. Hvis staten ikke kender producenternes omkostningsforhold og dermed beliggenheden af markedets udbudskurve, kan det være vanskeligt at fastsætte en passende fixed feed-in tarif, og fejlskønnene kan i nogle tilfælde have mere graverende konsekvenser end under mængderegulering.

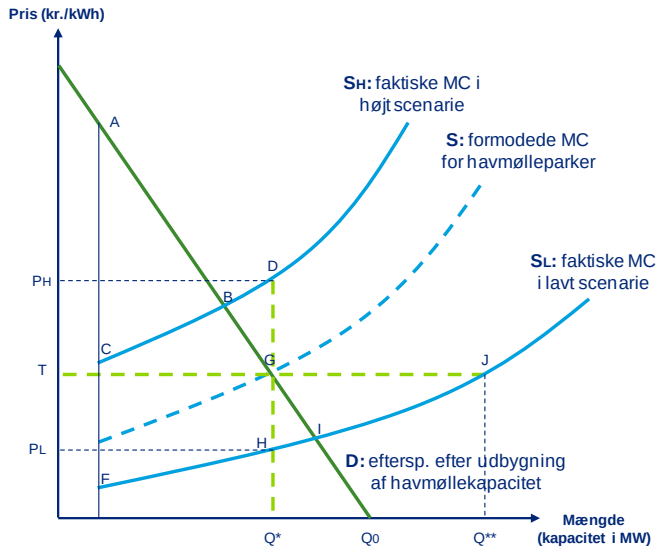
Betydning af usikkerhed omkring udbydernes faktiske marginale omkostninger (MC) er illustreret i figur 7.6 nedenfor. Såfremt reguleringsmyndighederne tror, at de marginale omkostninger og dermed udbudskurven svarer til S, men omkostningerne rent faktisk er højere, og udbuddet dermed er mere begrænset, svarende til $S_H$, vil dette fejlskøn have forskellige velfærdøkonomiske konsekvenser, alt efter om der anvendes prisregulering eller mængderegulering.[51]

Ved prisregulering er der fastsat en fixed feed-in tariff af størrelsen T i tiltro til, at S er den gældende udbudskurve. Men hvis udbudskurven rent faktisk er $S_H$, vil der slet ikke blive tilbudt nogen

[51] Den følgende analyse bygger på et af de klassiske teoremer i samfundsøkonomisk teori fremsat af Weitzmann (1974).

havmølleparker ved tariffen T. Det afspejler meget vel den situation, der indtil for nyligt var gældende i Tyskland. Dermed går samfundet glip af et samfundsøkonomisk overskud, der i princippet kunne have været så stort som [ABC], hvis regulator havde kendt til de faktiske marginale omkostninger. Under mængderegulering vil de samfundsøkonomiske konsekvenser af et for lavt skøn af de marginale omkostninger være knap så graverende. Den bortauktionerede mængde vil uændret være Q*, men den tildeles til en højere marginal pris ($P_H$) end forventet. Der vil dog stadig være et betydeligt samfundsøkonomisk overskud af størrelsen [ABC] minus [DGB].

**Figur 7.6. Konsekvenser af usikkerhed for henholdsvis en pris- og en mængdereguleringsmodel**




Hvis reguleringsmyndighederne omvendt skønner for højt i forhold til de faktiske marginale omkostninger $S_L$, vil tabet i det samfundsøkonomiske overskud ligeledes blive mindre under mængderegulering end under prisregulering. Under prisregulering vil den faste tarif T være så høj i forhold til de faktiske omkostninger, at det tilskynder til en meget stor kapacitetsudbygning med størrelsen Q**. Denne kapacitetsudbygning ligger over punktet $Q_0$ og er dermed større, end hvad samfundet efterspørger. Det potentielle samfundsøkonomiske overskud [AIF] reduceres dermed med arealet [$Q_0$IJQ**], der er prisen for at etablere mere kapacitet, end der er behov for. Under mængderegulering bortauktioneres der stadig den samme mængde Q*, hvilket omvendt er for lidt i forhold til den optimale mængde under de lavere omkostninger, men reduktionen i de samfundsøkonomiske overskud er mere begrænset, svarende til arealet [GIH].

Det kan således konkluderes, at såfremt efterspørgselskurven er forholdsvis stejl i forhold til udbudskurven – hvilket formentlig er en rimelig antagelse for havmølleparker i de lande, hvor der er et begrænset behov for kapacitetsudbygning – er mængderegulering mere robust over for usikkerheder og udsving i forhold til omkostningsforholdene.

Problemet er imidlertid, at der reelt indtil videre er temmelig begrænset konkurrence i markedet for etablering af havmølleparker, og derfor er det som udgangspunkt farligt at lade markedet fastsætte prisen. Hertil kommer, at mængderegulering qua bortauktionering af koncessioner med tilhørende prisdiskriminering vil have vanskeligere ved at fastholde en tilstrækkelig grad af konkurrence på udbudssiden, fordi det alt andet lige er mindre attraktivt for investorerne end en passende fixed feed-in tariff. Dermed er der risiko for, at udbudskurven skifter opad, efterhånden som udbydere dropper ud af markedet.

### 7.2.4 Aftalte tariffer via enkeltstående udbud af sites – en alternativ form for mængderegulering

Den eksisterende danske afregningsmodel for store havmølleparker, der er baseret på aftalte tariffer på basis af enkeltstående udbud af sites, er en variant af auktionsmodellen. Begge modeller regulerer mængden af havmølleparker og fastsætter tarifferne for individuelle sites/koncessioner via priskonkurrence mellem byderne. Den danske model er dog udtryk for en væsentlig mere snæver regulering, idet staten selv vælger og definerer kapacitetsmængden og visse andre karakteristika ved de sites, der sendes i udbud. I modsætning til den hollandske auktionsmodel fastlægger projektudviklerne således ikke selv den mængde, de byder ind med, men alene en tilbudt pris, der forventes at maksimere profitten under hensyntagen til konkurrenternes forventede tilbudsadfærd.

Afregningsformen (fast afregning på grundlag af aftalte tariffer), incitamenterne og de økonomiske konsekvenser ved den eksisterende danske model er i store træk de samme som under den hollandske auktionsmodel. Der er således en tilsvarende risiko for, at ringe konkurrence blandt projektudviklerne (udbyderne) af havmølleparker vil drive afregningspriserne i vejret. Dette er en reel risiko, eftersom konkurrencen blandt projektudviklere, især i Danmark, men også på andre EU-markeder, indtil videre har været ret begrænset.

Selvom den danske model, ligesom auktionsmodellen, skaber muligheder for at presse byderne på prisen og dermed sikre en større del af det samlede overskud til forbrugerne frem for projektudviklerne (der for en dels vedkommende må forventes at være udenlandske selskaber), kan det meget vel ske på bekostning af det samlede samfundsøkonomiske overskud. Der er således en risiko for, at den danske model virker stik imod hensigten, hvis den i for høj grad afskrækker udbyderne og dermed begrænser konkurrencen.

Til gengæld har den eksisterende danske afregningsmodel også nogle af de samme fordele som den hollandske auktionsmodel. Sammenlignet med en prisreguleringsmodel er den således i samfundsøkonomisk henseende mere robust over for usikkerheder omkring bydernes marginale omkostninger, givet at samfundets efterspørgselskurve efter øget havmøllekapacitet er relativt stejl, hvilket forekommer rimeligt at antage for et land som Danmark. Det fordrer så til gengæld også, at staten er mere fleksibel med hensyn til tempoet i udbygningstakten, end det var tilfældet med Anholt-udbuddet, idet det ellers bliver vanskeligt at få udbygningen til at ske på basis af en tilstrækkelig konkurrence.

På et væsentligt punkt er den danske model imidlertid mindre markedsorienteret end den hollandske auktionsmodel. Hvor den hollandske stat lader det være op til de private projektudviklere at finde egnede sites og kapacitetsmængder at byde ind med inden for rammerne af en samlet bortauktioneret mængde, fastlægger den danske stat både de sites og tilhørende kapacitetsmængder, som de private projektudviklere kan byde ind på i Danmark.

Medmindre staten har fuldkommen information om alle de bedste sites, indebærer denne begrænsning af markedskræfterne, at det ikke er rimeligt at antage en optimal udbudskurve for den samlede havmøllekapacitet i Danmark. Jævnfør figur 7.6 vil det i praksis indebære, at udbudskurven og dermed de marginale omkostninger ligger højere (S´) end den optimale udbudskurve (S). Begrænsningen af markedet betyder næppe meget i forhold til for eksempel Kriegers Flak, der i havmølleudvalgets screening er blevet udpeget til at være et af de mest egnede og omkostningseffektive sites at udbyde, særligt hvis man tager hensyn til muligheden for at etablere en fælles infrastruktur for nettilslutningen mellem Danmark og Tyskland. Der er dog en risiko for, at samfundet går

glip af betydelige økonomiske fordele i den fremtidige danske udbygning med havmøller, hvis man ikke fremadrettet giver markedskræfterne fri til at finde mere omkostningseffektive sites end de øvrige seks udpegninger i *Fremtidens Havmølleplaceringer*.

### 7.2.5 Samlet vurdering af prisregulering vs. mængderegulering

Jævnfør ovenstående analyser kan ikke drages en entydig generel konklusion om pris- eller mængderegulering (herunder auktionsmodellen eller udbudsmodellen) vil genere det største samfundsøkonomiske overskud. Nedenstående tabel viser under hvilke betingelser hhv. den ene eller anden grundmodel vil være mest efficient.

**Tabel 7.2 Faktorer der betinger om pris- eller mængderegulering er mest efficient**

| Prisregulering (fixed feed-in tariffs) vil være relativt mere efficient, hvis: | Mængderegulering (auktionsmodellen) vil være relativt mere efficient, hvis: |
|---|---|
| • Statens og forbrugernes efterspørgsel efter havmøllekapacitet er forholdsvis uelastisk (flad efterspørgselskurve), fx hvis der skal etableres mange sites for at nå målsætningerne<br>• Konkurrencen på udbudssiden mht. projektudvikling af havmølleparker er begrænset til få store selskaber<br>• Reguleringsmyndighederne har rimelig god viden omkring selskabernes marginale omkostninger og kapacitet *eller* muligheder for at tilpasse tarifferne efterhånden som de opnår bedre viden om dette | • Statens og forbrugernes efterspørgsel efter havmøllekapacitet er forholdsvis elastisk (stejl efterspørgselskurve), fx hvis der kun skal etableres få sites for at nå målsætningerne<br>• Konkurrencen på udbudssiden mht. projektudvikling af havmølleparker er relativt intens<br>• Udbyderne ikke presses så meget på prisen, at det på sigt underminerer konkurrencen, fordi de forlader markedet til fordel for andre markeder med mere attraktive vilkår og<br>• Der er store usikkerheder omkring selskabernes marginale omkostninger og kapacitet |

Hvis efterspørgslen og målsætningerne er af en sådan karakter, at det på forhånd er givet, at der kun skal etableres få store sites, vil det ikke give mening at forsøge at fastsætte en fixed feed-in tarif, da det vil være svært at ramme et niveau, der er ligeså passende som de priser, der kan findes ved at sende dem i udbud. Desuden er der risiko for, at der kan opstå et politisk forhandlingsspil omkring tariffen mellem staten og projektudviklerne, hvor sidstnævnte forsøger at presse myndighederne til at hæve tariffen ved at undlade at byde ind med sites indtil det sker. I sådanne tilfælde vil mængderegulering via udbud med priskonkurrence være at foretrække.

Hvis der derimod skal etableres mange og relativt homogene sites vil der være fordele ved fixed feed-in tariffs anvendt i forbindelse med en åben dør-model. For det første vil transaktionsomkostningerne være lavere ved at tildele koncessioner til en fast pris efter en åben ansøgningsprocedure frem for at gennemføre udbud med tilhørende priskonkurrence omkring hver eneste site. Udbudsrunder, hvor der tildeles koncessioner til et større antal sites over én omgang kunne dog være en mulig løsning til begrænsning af transaktionsomkostningerne.

For det andet vil der være fordele ved at styre prisdannelsen frem for mængden, når der skal etableres mange sites. Dette gælder i særdeleshed, hvis der er begrænset konkurrence på udbudssiden mht. projektudvikling af havmølleparker. Hvis der således både skal etableres mange sites og er begrænset konkurrence, vil mængderegulering kunne resultere i, at staten enten må acceptere meget højere priser, eller indskrænke mængden væsentligt, i forhold til det planlagte som det fx har været tilfældet i de statslige auktions-/udbudsrunder i Holland og Frankrig.

Som situationen er i Danmark i øjeblikket, skal der kun etableres få sites for at nå målsætningerne frem mod 2020. Dette taler for, at aftalte tariffer via styrede udbud vil udgøre en mere robust model end fixed feed-in tariffs i forhold til at sikre den samfundsøkonomisk optimale udbygningstakt. På den anden side må det forventes, at markedet for etablering af havmølleparker også fremadrettet vil være kendetegnet ved forholdsvis begrænset konkurrence blandt få store europæiske energiselskaber. Hvis der således i fremtiden skal ske en betydelig forøgelse af udbygningstakten i Danmark og etableres mange nye havmølleparker på kort tid, kan det være relevant at overveje en fixed feed-in tariff model for havmøller som den kendes fra Tyskland og som Storbritannien også er på vej til at indføre, dog nærmere i form af en fixed feed-in premium.

## 7.3 Fast tarif versus fast præmie oven i elprisen

I de gennemførte interview var mange af investorerne grundlæggede positive over for den danske afregningsmodel, eftersom den producerede strøm i de første mange år afregnes til en aftalt fast tarif som alternativ til markedsprisen for el (mens der til gengæld var mindre tilfredshed med mængdereguleringsformen som sådan og den tilhørende priskonkurrence om hvert enkelt site). Valget mellem en fast tarif eller en præmie oven i elprisen repræsenterer således yderpunkterne i den anden vigtige dimension af den finansielle afregningsform.

I Danmark og Tyskland anvendes faste tariffer, henholdsvis en generel fixed feed-in tariff i Tyskland og aftalte faste tariffer for de enkelte sites i Danmark, der i begge tilfælde træder i stedet for elprisen og således giver investorerne høj sikkerhed for afregningen af den producerede strøm. I Holland anvendes ligeledes aftalte faste tariffer, men de er i realiteten væsentlig mindre faste end i Danmark, idet afregningssystemet indebærer udsving over eller under den faste tarif, i tilfælde af at markedsprisen på el kommer over eller under visse grænser.

I modsætning hertil er afregningssystemet for den danske åben dør-model for landmøller og kystnære møller baseret på en fast præmie, der tillægges elprisen, således at den samlede afregning varierer med udviklingen i markedsprisen på el. Det britiske afregningsmodel med VE-certifikater virker ligeledes som en præmie oven i elprisen.

Det fremgår af de gennemførte interview, at de potentielle investorer er meget entydige i deres præferencer for en fast tarif frem for en fast præmie, idet sidstnævnte vurderes at indebære større risici for investeringen, hvilket vil have omkostninger i form af en forhøjet risikopræmie og dermed forhøjet tilbudspris for en udbudt koncession. Konsekvensen af en fast tarif er, at staten og dermed elforbrugerne skal betale støttebeløb svarende til forskellen mellem den aftalte tarif og markedsprisen til ejeren af havmølleparken. Det er således staten og elforbrugerne, der bærer hele risikoen for udsving i elpriserne ved den faste tarif, hvorimod ejeren af havmølleparken bærer hele risikoen ved den faste præmie.

Et yderligere argument for den faste tarif, er at den har en tendens til at udjævne svingningerne i forbrugernes elpriser, idet tilskuddet op til den faste afregningspris vil svinge modsat med markedsprisen på el, hvorimod tilskuddet under en fast præmie er konstant og dermed ikke vil ændres ved udsving i elprisen.

Potentielt set kunne en fast præmie oven i elprisen indebære den fordel, at det i højere grad tilskynder ejeren af havmølleparken til at producere strøm, når markedsprisen og dermed efterspørgslen efter el er høj, og omvendt når den er lav. Produktionen fra en havmøllepark er dog langt mere

variabel end produktionen fra et traditionelt kraftværk, eftersom inputtet er naturgivent i form af vindforholdene og strømmen endnu ikke kan lagres. De eneste perioder, hvor det således kan betale sig at skrue ned for produktionen, er, når det er så vindstille, eller priserne er så lave, at det bedre kan betale sig at slukke for møllerne.

En fast præmie vil under alle omstædigheder være så høj, at selv ved nulpriser for strømmen vil det ikke i sig selv give incitament til at slukke for møllerne. Der skal således andre instrumenter til for at sikre dette, og disse vil udmærket kunne anvendes i forbindelse med en fast tarif, for eksempel bestemmelser om, at der ikke udbetales tarif, når markedsprisen på el er negativ, og bestemmelser om, at den faste tarif ophører, efter en given total strømmængde er leveret til nettet i stedet for efter et vist antal år. Sådanne bestemmelser indgår allerede i den nuværende danske model for aftalte faste tariffer og vurderes så vidt muligt at sikre de rette incitamenter til at slukke for møllerne, når behovet for el er meget lavt.

## 7.4 Supplerende støttemekanismer m.v.

De gennemførte interview med investorer og andre interessenter og analysen af erfaringerne fra andre lande peger klart i retning af, at alternative støtteformer som for eksempel investeringstilskud og skattebegunstigelser ikke vil være hensigtsmæssige at anvende som alternativ til støtteafregning over elproduktionen, jf. afsnit 7.1. Der er dog enkelte andre supplerende støttemekanismer, der kan overvejes i kombination med støtteafregningen over elproduktionen, hvilket gennemgås nedenfor.

Derimod vurderes det ikke anbefalelsesværdigt at anvende en forsinkelsesbod i forhold til for sen færdiggørelse af parken, idet en vedståelsesbod af passende omfang og investorernes egne incitamenter til hurtigst muligt at kunne generere indtægter fra parken vurderes tilstrækkelig til at skabe de rette incitamenter. Dette er belyst i såvel kapitel 2 som i scenarieberegningerne i bilag C.5 vedrørende konsekvenserne af en presset tidsramme med forsinkelsesbod.

### 7.4.1 Særlige afskrivningsregler for havmølleparker

En af udfordringerne ved investeringer i havmølleparker er, at det kræver milliardinvesteringer i de første år efter tildeling af koncessionen, hvorefter der går flere år, før indtægterne langsomt, men stabilt, begynder at komme. Denne tidsmæssige økonomiske belastning vejer særlig tungt, når afkastkravet og dermed diskonteringssatsen ligger højt.

Mere lempelige afskrivningsregler i form af stejlere afskrivning af investeringerne i starten af perioden kan være en hjælp i forhold til denne udfordring. Det kan realiseres ved for eksempel at hæve den skattemæssige værdi af de lineære afskrivninger fra de normale 30 procent til en højere sats i de første år efterfulgt af en sats, der er lavere end de 30 procent i de senere år.

Deloitte har i businesscasen foretaget en beregning, hvor der tillades en skattemæssig afskrivning på 35 procent i de første fem år og derefter 20 procent i de efterfølgende 20 år af investeringens levetid. Niveauet er sat, så det stiller investorerne lige så godt, som hvis de anvendte en skattemæssig værdi på 30 procent i hele perioden (NPV for Kriegers Flak-investeringen er således 0 i begge alternativer). Der er herefter regnet på, hvorledes den ændrede periodisering af skattebetalingerne påvirker den offentlige økonomi over perioden.

Resultatet er, at den offentlige økonomi målt i nettonutidsværdi kun forbedres med 7 mio. kr. over hele perioden ved de ændrede afskrivningsregler, der stiller investorerne uændret. Forbedringen gælder endvidere kun under forudsætning af, at den offentlige støtte diskonteres med de gængse 5 % for statslige infrastrukturinvesteringer, dvs. med en lavere sats end projektudviklernes kalkulationsrente. Denne antagelse er tvivsom, eftersom det er elforbrugerne, der bærer omkotsningerne til den offentlige støtte, og det kan ikke udelukkes, at den gængse elforbruger har en højere diskonteringssats end den der gælder for statens almindelige projektinvesteringer.

Deloitte vurderer således ikke, at forbedringen er tilstrækkelig sikker til eller er af en størrelse, der modsvarer de administrative omkostninger ved ændringerne og de politisk-administrative problemer, det kan afstedkomme at særstille en bestemt sektor skattemæssigt. Det kan derfor ikke anbefales at ændre afskrivningsreglerne.

### 7.4.2 Statslig långivning

Energiselskaberne, der udgør de typiske investorer i etableringsfasen af havmølleparker, anvender typisk både egenkapital og fremmedkapital i finansieringen (i businesscasen er der regnet med en 60-40 procent fordeling, hvilket vurderes at være rimelig repræsentativt). Efterhånden som havmølleparkerne bliver større, og udnyttelsen af det stigende antal koncessioner dræner energiselskabernes egenkapitalreserver, vil andelen af fremmedfinansiering stige. Set i sammenhæng med finanskrisen og eftervirkningerne kan det medvirke til at øge kapitalomkostningerne og dermed afkastkravet på investeringer i havmølleparker.

Et instrument til imødegåelse af dette er statslig långivning på mere lempelige vilkår, end hvad der kan opnås på det private finansieringsmarked. Tyskland forbereder således en statslig fond på 5 mia. euro med det særlige formål at yde lån på særlige vilkår til etableringen af de første store havmølleparker i landet.

At stille betydelige mængder lånekapital til rådighed for projektudviklerne er naturligvis ikke omkostningsfrit for staten, der alternativt kunne opnå en forrentning af midlerne gennem andre investeringer/projekter. Hvorvidt det er anbefalelsesværdigt at anvende statslig långivning som supplerende støtte afhænger dels af, hvor godt fungerende de private finansieringsmarkeder er, dels af hvorvidt staten gennem långivning på attraktive vilkår ønsker at fremme et særligt formål om at øge mulighederne for investorer, der er ringere stillet, for eksempel fordi de ikke har de samme muligheder for at finansiere udbygningen over deres egenkapital.

I en normal situation, hvor de finansielle markeder er velfungerende, finansieringsinstitutterne har vedudviklede produkter til investeringer i det pågældende område, og der er tilstrækkelig konkurrence og ingen akut mangel på kapital blandt projektudviklerne, kan statslig långivning i form af særligt lavt forrentede lån ikke umiddelbart anbefales.

I den nuværende situation i Danmark, hvor planerne for yderligere udbygning frem mod 2020 er begrænset til en stor 600 MW-havmøllepark ved Kriegers Flak og op til 400 MW kystnære havmøller, bør den nødvendige kapital således kunne rejses på nogenlunde normale markedsvilkår. Den seneste udvikling har vist, at realkreditinstitutter er på vej med nye låneprodukter til investeringer i vindmøller, og at det er lykkedes projektudviklere at tiltrække betydelige kapitalindskud fra finansielle investorer til post-construction-fasen i deres danske havmølleparker. Sammenholdt med at knapheden på kapital er langt mindre udtalt, end da finanskrisen stod på sit højeste, taler

ovenstående for, at der frem mod 2020 ikke er behov for statslig långivning på særligt attraktive vilkår til havmølleparker.

På længere sigt, hvor der muligvis skal ske en yderligere acceleration i havmølleudbygningen, og i lyset af, hvordan situationen på kapitalmarkederne og på markedet for projektudvikling af havmøller udvikler sig, bør det på ny overvejes, om forholdene til den tid taler for at stille statslig lånekapital til rådighed på særligt attraktive vilkår.

# 8. Analyse og vurdering af udbudsmodeller og rammevilkår

I dette kapitel foretages en analyse og vurdering af de udbudsmodeller og modelvarianter, der blev udvalgt til videre analyse i kapitel 6. På baggrund heraf anbefales det, hvilken modelvariant under de respektive udbudsmodeller (single site, multi site og åben dør), der bør anvendes ved udbud af fremtidige havmølleparker.

På baggrund af analyserne og overvejelserne i kapitel 7 foretages desuden en vurdering af, hvilken finansiel overbygning det vil være mest hensigtsmæssigt at anvende i forhold til de respektive udbudsmodeller. Herefter sammenlignes de bedst egnede udbudsmodeller og dertil anbefalede finansielle rammevilkår med hensyn til deres forventede konsekvenser i forhold til vurderingskriterierne. Der foretages på baggrund heraf en vurdering af, hvilken udbudsmodel og tilhørende rammevilkår, der under hvilke forudsætninger bedst vil kunne opfylde behovene for fremme af konkurrence og andre grundlæggende hensyn i forbindelse med etablering af store havmølleparker i Danmark.

Kapitlet indeholder desuden vurderinger af og anbefalinger til en række øvrige omgivende rammevilkår, der med fordel kan anvendes i sammenhæng med udbudsmodellerne, herunder generelle politiske udbygningsplaner og konkrete tidsrammer for den enkelte havmøllepark samt størrelsen af udbudte koncessioner.

Endelig foretages en vurdering af den hensigtsmæssige grad af statslig involvering i forberedelsesfasen frem til tildeling af koncession og etableringsfasen.

Det gælder for alle tre udbudsmodeller, at en forudgående markedsdialog er vigtig. Kapitlet indledes derfor med en analyse af fordelene ved en forudgående kommunikation og markedsdialog.

## 8.1 Kommunikation med markedet forud for et udbud

Etablering af havmølleparker er komplekse projekter, der grundet løbende teknisk udvikling, ændringer i leverandørsituationen, finansielle konjunkturændringer, ændrede offentlige investeringsmuligheder m.v. stiller store krav til fastlæggelse af rammer og vilkår samt udarbejdelse af udbudsmateriale. I en situation, hvor der særligt i Storbritannien og Tyskland i disse år udbygges massivt inden for havmøller, er det særlig vigtigt at sikre, at udbuddet vækker tilstrækkelig interesse hos potentielle bydere. Hertil kommer, at et lille land som Danmark i højere grad end større lande skal være ekstra opmærksom på, om vilkårene i udbudsmaterialet er tilstrækkelig attraktive for både indenlandske og udenlandske potentielle bydere. Dette gør det relevant at kommunikere med markedet, inden et formelt udbud igangsættes.

Kommunikation med markedet forud for et formelt udbud har flere formål:

- Forudgående kommunikation og dialog kan medvirke til at vise, at Danmark er åben over for både indenlandske og udenlandske bydere, og at der ønskes konkurrence om de udbudte koncessioner.

- Forudgående kommunikation og dialog kan give opdragsgiver værdifulde input til udarbejdelsen af et udbudsmateriale, der tager højde for potentielle byderes ønsker og krav, herunder særligt i forhold til de tidsmæssige rammer for etablering af havmølleparken.

### 8.1.1 Gennemførelse af kommunikation med markedet

Det er Deloittes vurdering, at det, uanset hvilken udbudsmodel der anvendes, vil være hensigtsmæssigt at have en forudgående dialog med markedet, inden den formelle udbudsproces igangsættes.

Det er vigtigt at holde sig for øje, at en havmøllepark repræsenterer en milliardinvestering for projektudviklerne. Den udbudte opgave har således karakter af et investeringsprospekt set i modsætning til fx et udbud af tjenesteydelser, som en leverandør kan byde ind på uden samme grad af forudgående overvejelser om alternativinvesteringer, markedsforhold, finansieringsomkostninger m.v.

På baggrund af ovenstående kan det overvejes at gøre brug af en eller en kombination af nedenstående former for kommunikation med markedet:

- Udarbejdelse og udsendelse af en forhåndsmeddelelse (EU-Tidende).
- Udarbejdelse af investeringsprospekt, hvori visionen, strategien og investeringsobjekterne for den planlagte havmølleudbygning fremlægges.
- Afholdelse af informationsmøder.
- Gennemførelse af en høringsrunde på baggrund af et udkast til udbudsmateriale.

I det følgende beskrives ovenstående muligheder nærmere, og der gives forslag til, hvilken kommunikation det fra statens side vil være mest hensigtsmæssigt at anvende ved et kommende udbud.

#### Offentliggørelse af en forhåndsmeddelelse

EU-Tidende giver mulighed for at offentliggøre en såkaldt forhåndsmeddelelse om, at et givet udbud er på vej. Det er ikke obligatorisk, og der er ikke de samme krav som til udbudsbekendtgørelsen om, at projektet beskrives relativt detaljeret. Samtidig giver en offentliggjort forhåndsmeddelelse sikkerhed for, at alle potentielle interesserede har haft mulighed for at se, at et udbud er på vej.

En forhåndsmeddelelse bør ikke stå alene, men kan indgå som første skridt i en forudgående dialog med potentielle bydere om udformningen af projekt- og udbudsmateriale. Forhåndsmeddelelsen kan for eksempel indeholde kontaktoplysninger eller oplysninger om forudgående dialogaktiviteter, som opdragsgiver tænker gennemført, inden der udarbejdes endelig udbudsbekendtgørelse og øvrigt udbudsmateriale, herunder eksempelvis gennemførelse af et informationsmøde, jf. beskrivelsen i det følgende.

Samtidig vil en forhåndsmeddelelse i højere grad legitimere, at opdragsgiver selv kan tage direkte kontakt til kendte aktører, som man ønsker input fra i en sådan forudgående fase. Der er således mindre risiko for at handle i strid med ligebehandlingsprincippet, når alle potentielle interesserede har haft mulighed for selv at kontakte opdragsgiver.

**Investeringsprospekt og forudgående dialog**

For at afdække potentielle byderes interesse og få kritiske input til løsningskonceptet, herunder for eksempel tidsplan m.v., kan der med fordel gennemføres informationsmøder. Forud herfor bør der udsendes et investeringsprospekt, der formidler og markedsfører følgende:

- Baggrund og rammevilkår for investering i danske havmølleparker.
- Tidligere erfaringer fra andre selskaber, der har vundet havmøllekoncessioner i Danmark.
- Et overblik over hvilke indtjenings- og afkastmuligheder projektudviklerne vil have ved investering i etablering og efterfølgende drift af den/de konkrete havmølleparker, herunder hvilke faciliteter staten stiller til rådighed (fx nettilslutning og VVM).

Investeringsprospektet vil ikke skulle indeholde dybtgående undersøgelser om det givne site, herunder VVM, men der kan for eksempel være gennemført indledende undersøgelser af bundforhold, bølge- og vindforhold m.v., der bør være en del af prospektet. Informationsmøderne vil i sammenhæng med investeringsprospektet give staten mulighed for at tilkendegive over for markedet, at Danmark er et attraktivt sted at investere i havmølleparker. Samtidig synliggøres det, at de danske myndigheder er villige til at indgå i dialog om udformningen af det konkrete projekt og udbudsmateriale.

Endelig kan et udkast af udbudsmaterialet med fordel sendes i høring blandt potentielle bydere med henblik på at få deres umiddelbare vurderinger af og tilkendegivelser til materialet. Det kan stilles som krav, at de indkomne bemærkninger skal være anonymiseret, så der ikke efterfølgende kan sås tvivl om, hvorvidt myndighederne ved færdiggørelse af udbudsmaterialet har taget mere hensyn til én byder end til andre.

En forudgående dialog behøver ikke at indebære en større udvidelse af tidsplanen. I forvejen vil der skulle foretages en række faglige og politiske afklaringer inden offentliggørelse af en udbudsbekendtgørelse. Ved på et tidligt tidspunkt i processen at offentliggøre en forhåndsmeddelelse og gennemføre forudgående markedsdialog vil den forudgående dialog indgå som en del af den forberedelsesproces, der alligevel vil skulle finde sted.

I de følgende afsnit vil de udvalgte udbudsmodeller blive analyseret med henblik på en konkret vurdering af, hvordan de kan anvendes i praksis.

## 8.2 Analyse af single site udbudsmodel

### 8.2.1 Overordnet karakteristik af udbudsmodellen og dens anvendelse

Single site udbudsmodellen er karakteriseret ved, at der fra opdragsgivers side udbydes ét konkret geografisk område, inden for hvilket der kan bydes på at anlægge en havmøllepark.

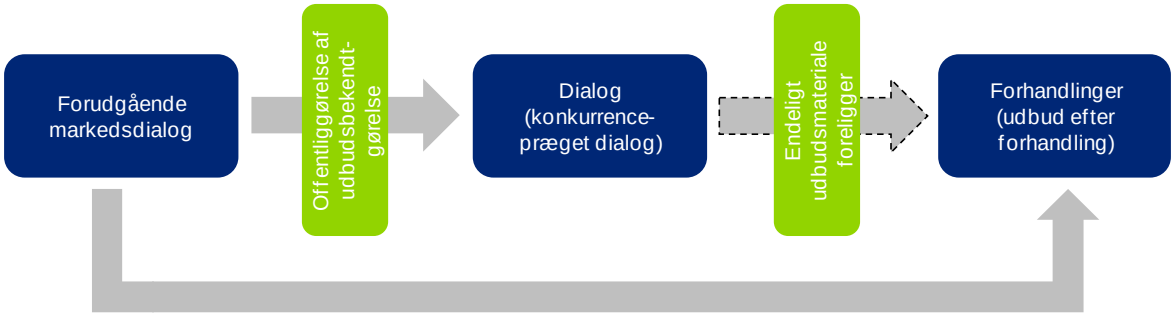
I Danmark har der indtil nu været gennemført tre udbud af havmølleparker, og alle disse tre udbud har været baseret på en single site udbudsmodel. Staten har i forbindelse med udbuddene således på forhånd udpeget de konkrete sites, og der har kun været udbudt ét site ad gangen.

Single site udbudsmodellen er i denne analyse konkret vurderet i forhold til store havmøller længere væk fra kysten, omend det bør nævnes, at single site udbudsmodellen også kan anvendes, så-

fremt staten ønsker at udbyde et konkret site for kystnære møller. Ved kystnære møller anvendes for nuværende åben dør-modellen, hvor byderne ansøger om at anlægge en havmøllepark. Imidlertid kan der fra statens side være en række fordele forbundet med at anvende udbudsformen, idet der hermed blandt andet er bedre mulighed for at sikre, at kapacitetsudbygningen sker i rette tempo – til gavn for både elforbrugerne og samfundet generelt, jf. også rapport om rammer for kystnære havmøller og mindre havmølleparker (Energistyrelsen, 2011).

Med henvisning til kapitel 6 er det Deloittes vurdering, at der inden for en single site udbudsmodel kan sammensættes to modelvarianter, herunder en model med anvendelse af udbud efter forhandling og en model med konkurrencepræget dialog. Det er Deloittes vurdering, at modelvarianterne bør kombineres. Såfremt der efter den forudgående markedsdialog ønskes dialog om udbudsmaterialet, kan procedurerne fra konkurrencepræget dialog således med fordel anvendes, og hvis der herefter ønskes forhandlinger om bydernes tilbud, kan procedurerne fra udbud efter forhandling anvendes. Figur 8.1 nedenfor viser disse kombinationsmuligheder.

**Figur 8.1. Trin for dialog med markedet**




I afsnittene nedenfor følger en beskrivelse og analyse af de to modelvarianter, herunder fordele og ulemper, tidsmæssige aspekter m.v. Der foretages endvidere på baggrund af kapitel 7 en vurdering af, hvilken finansiel overbygning der vil være relevant for de enkelte udbudsvarianter, og endelig til sidst opstilles en sammenfattende vurdering af modellen.

## 8.2.2 Analyse af udbudsmodel 1A: single site med udbud efter forhandling og forudgående dialog

### Kort beskrivelse af modellen

Som anført i kapitel 6, er koncessioner på bygge- og anlægsområdet undtaget de almindelige formregler i udbudsdirektivet, og der er derfor kun få krav til udformningen af den faktiske procedure. Til trods herfor kan der være en række fordele ved at følge en eller en kombination af flere af de kendte procedurer, idet det herved sikres, at tilbudsgiver er bekendt med den anvendte procedure, og at udbudsforløbet i størst mulig grad er gennemskueligt.

Såfremt der vælges en model, hvor der indgår forhandlinger med byderne, og hvor procedurerne for udbud efter forhandling dermed følges, vil der i forhold til for eksempel offentligt udbud være mulighed for at gennemføre forhandlinger med de prækvalificerede bydere, inden de skal aflevere deres endelige tilbud. I beskrivelsen i det følgende gives konkrete eksempler på, hvad sådanne for-

handlinger kan indeholde, når der udbydes en konkret havmøllekoncession, og hvad opdragsgiver i den forbindelse skal være opmærksom på.

Udbud efter forhandling indebærer, at tilbudsgiver afgiver i alt to tilbud. Ét tilbud, inden forhandlingsrunden påbegyndes, og ét tilbud efter afsluttede forhandlinger.

Udbud efter forhandling er blevet anvendt i forbindelse med udbuddet af Horns Rev II og det første udbud af Rødsand. Ved disse udbud har der været gjort brug af to forhandlingsrunder med byderne.

### Tidsramme og konkret gennemførelse

Udbud efter forhandling vil for udbud af havmøllekoncessioner typisk foregå i tre faser med prækvalifikationsrunde, tilbudsrunde og efterfølgende forhandling. Der er for denne procedure minimumsregler for længden af perioderne til afgivelse af prækvalifikation og tilbud, men der findes ingen formelle regler for længden af den efterfølgende forhandling, herunder antallet af forhandlingsrunder.

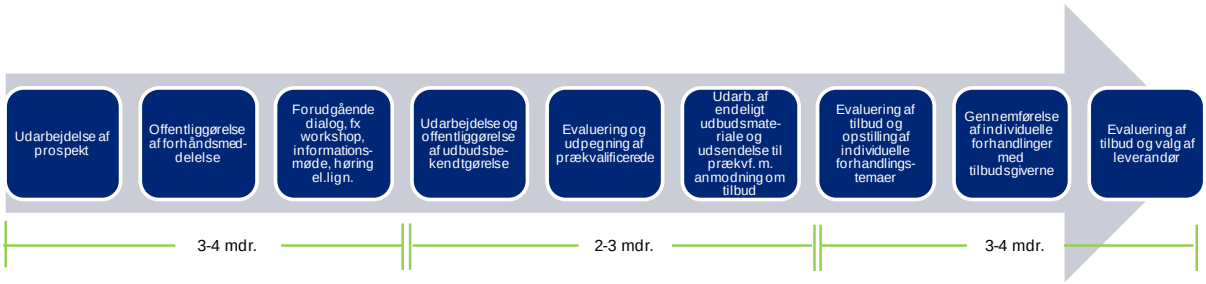
Som ved et offentligt udbud skal udbudsmaterialet være helt på plads og endeligt ved udsendelse af opfordring til de prækvalificerede om at afgive tilbud, idet udbudsmaterialet som udgangspunkt ikke kan tilpasses efterfølgende.

Den efterfølgende forhandling på baggrund af de afgivne tilbud giver mulighed for justeringer af de afgivne tilbud – men ikke af udbudsmaterialet. Af hensyn til ligebehandlingsprincippet kan der ikke ved forhandlingerne ske så omfattende ændringer af de forpligtelser, som tilbudsgiver påtager sig, at der reelt er tale om større ændringer i forhold til kravene i det oprindelige udbudsmateriale. I modsat fald skal hele udbuddet gå om.

Selvom udbud efter forhandling giver større muligheder for ændringer undervejs i tilbudsforløbet set i forhold til et offentligt udbud, er grænserne alligevel så relativt snævre, at udbudsmaterialet de facto skal være fuldstændigt og endeligt tidligt i processen. De høje krav til færdiggørelse giver altså stort set samme behov for forudgående markedsdialog som ved offentligt udbud.

En model med single site udbud med udbud efter forhandling kombineret med forudgående dialog vil for den offentlige opdragsgiver overordnet set indeholde de aktiviteter, der fremgår af figuren nedenfor.

**Figur 8.2. Aktiviteter ved single site udbud efter forhandling med forudgående dialog**




Det vurderes, at perioden indtil udsendelse af udbudsbekendtgørelsen realistisk vil kunne gennemføres i løbet af 3-4 måneder, hvis aktiviteter og nødvendige politiske processer gennemføres effek-

tivt. Typisk vil man sideløbende påbegynde udarbejdelsen af det samlede udbudsmateriale. Det betyder, at der realistisk vil kunne ske gennemførelse af prækvalifikation og udsendelse af udbudsmateriale i løbet af cirka et halvt år.

Den formelle del af udbudsprocessen med prækvalifikation og tilbudsproces kan gennemføres i løbet af få måneder (som udgangspunkt minimum 37 + 40 dage). Det er Deloittes vurdering, at det kan være hensigtsmæssigt at give tilbudsgiverne længere tid til udarbejdelse af tilbudsmateriale end de minimumskrav, der fremgår af udbudsdirektiverne, med henblik på at få så fuldstændige og gennemarbejdede tilbud som muligt.

Der findes ingen formelle krav eller retningslinjer for den tidsmæssige længde af forhandlingerne, herunder antallet af møder. Der kan ikke siges noget på forhånd om, hvor omfattende forhandlingerne vil blive, idet det afhænger helt af leverandørernes tilbud. Dog skal ligebehandlingsprincippet overholdes, således at der som udgangspunkt gennemføres lige mange forhandlingsmøder med alle bydere.

Forhandlingerne med byderne må omfatte alle de forhold, som byderne finder relevant at forhandle om, herunder for eksempel tidsplan for etablering af havmølleparken, fysisk udformning og andre elementer, der ikke fremgår entydigt af udbudsmaterialet.

På baggrund af forhandlingerne skal byderne afgive endeligt tilbud. Der er ingen formelle frister for længden af denne anden tilbudsrunde.

I forhold til mere traditionelle offentlige udbud vil den offentlige opdragsgiver ved brug af udbud efter forhandling skulle anvende flere ressourcer. Opdragsgiveren skal gennemgå og evaluere tilbudsmaterialet af to omgange og skal derudover forberede og gennemføre individuelle forhandlingsrunder med de prækvalificerede bydere. Det er vurderingen, at udbud efter forhandling tager minimum to måneder mere end offentligt udbud at gennemføre. Til gengæld er der større sandsynlighed for at modtage endelige tilbud, der i højere grad lever op til opdragsgivers krav og forventninger.

### Tildelingskriterier

For en single site model vil der kunne anvendes et simpelt og gennemskueligt tildelingskriterium som pris, eller der kan anvendes en mere nuanceret tilgang, hvor der både ses på pris og andre kriterier, såkaldt økonomisk mest fordelagtige tilbud. Der har ved de tidligere udbudte havmøller i Danmark været anvendt den simple model, hvor prisen har været eneste tildelingskriterium. Ulempen er, at opdragsgiver ved denne model er tvunget til at vælge det billigste tilbud på afregningspris for strømmen, uanset om andre tilbud vil kunne levere et bedre projekt i samfundsøkonomisk henseende fx fordi de kan tilbyde en mere attraktiv tidsplan eller forhold, der letter statens opgave omkring nettilslutning. Hertil kommer, at en ensidig fokusering på prisen kombineret med ufravigelige betingelser på alle andre aspekter meget vel kan indebære, at nogle potentielle investorer helt afholder sig fra at byde og i stedet søger mod andre og mere interessante projekter i andre lande.

Såfremt der i stedet ønskes en mere nuanceret vurdering af de indkomne tilbud, hvor øvrige kriterier skal spille en rolle ved det endelige valg, kan det være en fordel at anvende både prisen og andre relevante kriterier. Den tilbudte afregningspris bør dog tillægges relativt større vægt end de øvrige kriterier. Blandt de øvrige kriterier vil det især være relevant at inddrage tidsplan og milepæle

for etablering af parken, herunder dokumenteret leverancesikkerhed, idet projektudviklerne ofte vil have forskellige muligheder for hurtig levering og eftersom dette både kan være af samfundsøkonomisk betydning og påvirke den tilbudte afregningspris. Derudover kan det i nogle tilfælde overvejes at lade projektudviklernes forslag til fysisk/teknisk udformning indgå som kriterium. Hvis Kriegers Flak opsplittes i flere koncessioner kunne det fx være relevant at vurdere, hvilke teknologier og foranstaltninger tilbudsgiverne vil stille til rådighed for at begrænse statens omkostninger til transformatorstationer m.v. i forbindelse med nettilslutningen. Foranstaltninger til sikring af størst mulig oppetid i driftsfasen er en anden parameter, der kunne overvejes. Det bør dog afklares i dialogfasen om sådanne yderligere tildelingskriterier er nødvendige, eller det kan håndteres ved, at staten fastsætter nogle acceptable generelle betingelser, som alle tilbud skal opfylde.

### 8.2.3 Analyse af udbudsmodel 1B: single site udbud med konkurrencepræget dialog

#### Kort beskrivelse af modellen

Den konkurrenceprægede dialog er en fleksibel udbudsprocedure, der giver opdragsgiver mulighed for at drøfte løsningen af en opgave med potentielle bydere – også efter udbudsbekendtgørelsen er offentliggjort.

Konkurrencepræget dialog har ikke tidligere i Danmark været anvendt inden for havmølleområdet, men der er dog nogen erfaring med proceduren inden for andre områder, herunder for eksempel store komplekse OPP-projekter og it-projekter. I Storbritannien anvendes konkurrencepræget dialog i forbindelse med udbud af multi site-runder på havmølleområdet, herunder senest i forbindelse med gennemførelsen af Runde III.

#### Tidsramme og konkret gennemførelse

Konkurrencepræget dialog er den udbudsprocedure, der tager længst tid. Dette modsvares dog af, at metoden giver væsentlig større sikkerhed for, at der skabes et udbudsgrundlag, der er markedskonformt[52], og som derfor alt andet lige vil appellere til flest mulige potentielle leverandører og skabe den mest effektive konkurrence. Formelt set gælder de samme minimumsregler for processens længde som ved udbud efter forhandling (prækvalifikation og tilbudsrunde). Der er ingen formelle regler for længden af dialogfasen. Reelt set vurderes det dog, at en dialogfase vanskeligt kan gennemføres på mindre end 3-5 måneder fra forberedelse af dialogmøder over dialogrunder til udsendelse af endeligt udbudsmateriale og valg af leverandør.

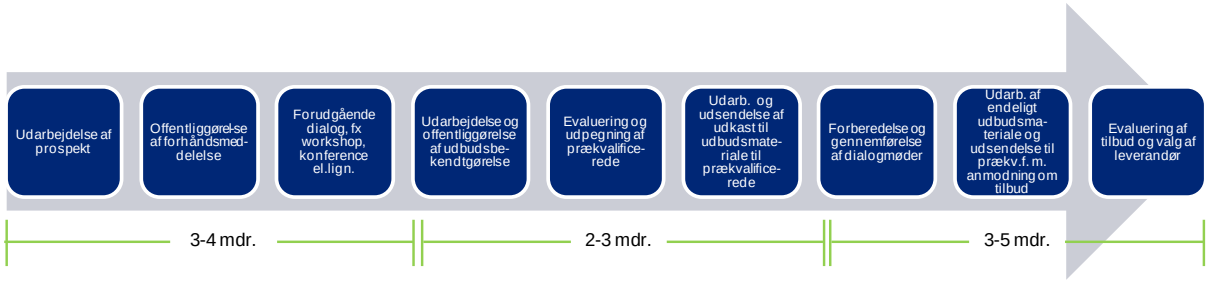
Ved konkurrencepræget dialog indbydes de prækvalificerede til et antal dialogmøder på baggrund af et udkast til udbudsmateriale. Der er ingen formelle regler for, i hvor høj grad udbudsmaterialet skal have færdig karakter. Det kan dog anbefales, at udbudsmaterialet har en så høj færdiggørelsesgrad som muligt, idet arbejdet ellers blot forskydes til et senere tidspunkt, hvor det også er ressourcekrævende for tilbudsgiverne at deltage i dialogmøderne.

[52] Et markedskonformt udbudsgrundlag betyder, at vilkårene i udbudsmaterialet appellerer til en bred kreds af bydere og dermed ikke stiller krav, som kun få bydere kan leve op til.

Da der først sent i processen, det vil sige efter dialogfasen, skal foreligge endeligt udbudsmateriale, er behovet for forudgående markedsdialog knap så stort som ved de øvrige udbudsformer. Dog vil en forudgående markedsdialog kunne afdække de områder, hvor der er behov for mere detaljeret dialog med de enkelte potentielle bydere. En forudgående dialog vil derfor kunne effektivisere og dermed forkorte dialogfasen, således at den kun kommer til at omhandle de emner, der er centrale for at opnå en optimal konkurrencesituation. Herudover kan den forudgående dialog (som ved de andre udbudsprocedurer) skabe interesse blandt investorerne, så de kan se fordelene ved at investere i et havmølleprojekt i Danmark.

En model med single site udbud med konkurrencepræget dialog kombineret med forudgående dialog vil for den offentlige opdragsgiver overordnet set indeholde de aktiviteter, der er angivet i figuren nedenfor.

**Figur 8.3. Aktiviteter ved single site udbud med konkurrencepræget dialog med forudgående dialog**




Det vurderes, at perioden indtil udsendelse af udkast til udbudsmateriale, det vil sige inklusive prækvalifikation, realistisk vil kunne gennemføres i løbet af et halvt år, hvis aktiviteter og nødvendige politiske processer gennemføres effektivt.

Dialogfasen, inklusive valg af leverandør, vurderes at kunne gennemføres på 3-5 måneder, omend det afhænger meget af, hvor mange dialogmøder der er behov for. Ligebehandlingsprincippet skal overholdes, så der som udgangspunkt gennemføres lige mange dialogmøder med alle bydere. Det vurderes, at en fokuseret og velforberedt dialogfase vil kunne bestå af 1-2 møder med hver deltager. Der må dog gives mulighed for forberedelse mellem møderne, både for byderne og opdragsgiver. Realistisk set bør der derfor gå cirka en måned mellem møderne.

Dialogmøderne er med til at forme det endelige udbudsmateriale og kan derfor indeholde alle de forhold, der behandles i det første udkast til udbudsmaterialet, herunder for eksempel tidsplan for opførelse af havmølleparken, fysisk udformning, tekniske krav m.v. Der bør i forbindelse med udsendelse af udkast til udbudsmateriale fremsendes en liste over de dialogtemaer, som opdragsgiver vurderer relevante. På baggrund af det første dialogmøde kan der åbnes op for, at tilbudsgiverne kommer med forslag til yderligere dialogtemaer, der kan behandles på kommende dialogmøder. Dialogmøderne må ikke omhandle pris for det konkrete projekt, omend økonomiske forhold med betydning for prisen kan indgå i dialogerne.

Det må forventes, at der ved dialogmøderne skal deltage en række ressourcepersoner fra opdragsgivers side. Endvidere vil der være behov for advokatbistand og bistand til kommerciel og teknisk afklaring. Til forskel fra udbud efter forhandling er det erfaringen, at dialogmøderne ofte strækker sig over længere tid end forhandlingerne ved udbud efter forhandling. Såfremt den forudgående di-

alog med markedet forberedes grundigt, vil det dog dels mindske behovet for efterfølgende dialog, dels afkorte de dialoger, der gennemføres.

I forhold til anvendelse af udbud efter forhandling vil den offentlige opdragsgiver ved brug af konkurrencepræget dialog således skulle anvende flere ressourcer, omend det begrænses, hvis den forudgående markedsdialog, herunder høring af udbudsmaterialet, gennemføres effektivt. Det er vurderingen, at konkurrencepræget dialog potentielt kan tage op til et par måneder mere end udbud efter forhandling, idet der skal afsættes omkring en måned mellem hvert dialogmøde med de respektive bydere.

Som anført tidligere bør det overvejes, om udbud efter forhandling og konkurrencepræget dialog skal kombineres – alt efter behovet for yderligere dialog og forhandling med byderne.

#### Tildelingskriterier

Ved anvendelse af konkurrencepræget dialog for en single site model vil der kunne anvendes de samme tildelingskriterier som ved udbud efter forhandling. Jo mere komplekst udbuddet er, og jo flere parametre opdragsgiver ønsker at vurdere tilbudsgiver på, jo mere kan det tale for, at der bør anvendes pris og andre kriterier, herunder fx tidsplan, fysisk udformning, dokumenteret leverancesikkerhed m.v.. Som anført tidligere er det muligt at lade pris vægte tungest i forhold til de øvrige kriterier. Det vil dog også være muligt udelukkende at anvende pris, omend der normalt for konkurrencepræget dialog foretages en vurdering af det økonomisk mest fordelagtige tilbud. Imidlertid er der for koncessionskontrakter ingen procedurekrav, og der er således større frirum i forhold til at sammensætte udbuddet, som det ønskes.

### 8.2.4 Sammenfattende vurdering af modelvarianterne

Det gælder for begge modelvarianter, at såfremt rammevilkårene gøres tilstrækkelig attraktive for byderne, vil de også have incitament til at byde på den udbudte koncession. Herved sikres det, at kapacitetsudbygningen vil finde sted. Single site udbudsmodellen sikrer endvidere i sig selv, at kapacitetsudbygningen sker i det tempo, der fra regeringens side er vurderet mest hensigtsmæssig.

For **udbudsmodel 1A**, hvor udbuddet baseres på proceduren for udbud efter forhandling, er det forventningen, at konkurrencen vil øges i forhold til en mere simpel udbudsprocedure som for eksempel offentligt udbud. Dette skyldes, at muligheden for forhandling vil tiltrække flere bydere, idet disse i forbindelse med interview har anført, at muligheden for forhandling eller dialog med myndighederne har stor betydning for, hvor attraktivt byderne finder udbuddet. Den øgede konkurrence vil, alt andet lige, øge sandsynligheden for, at den samfundsøkonomisk bedst mulige pris identificeres ved udbuddet – med deraf afledte effekter på den pris, elforbrugerne i sidste ende skal betale.

For **udbudsmodel 1B**, hvor udbuddet gennemføres som konkurrencepræget dialog, er det forventningen, at der vil opnås størst mulig konkurrence i forhold til både et offentligt udbud og udbud efter forhandling. Dette skyldes, at der ved denne modelvariant er mulighed for at indgå i dialog med byderne om det konkrete udbudsmateriale. Det er således muligt for byderne at påvirke rammevilkårene for koncessionen, herunder eksempelvis risikodeling mellem stat og projektudvikler. Denne mulighed er der ikke i samme omfang ved udbud efter forhandling, hvor formålet i højere grad er at få tilbudsgiverne til at tilpasse deres første tilbud. Konkurrencen vil være med til at sikre, at vur-

deringskriterierne bliver opfyldt, men det er dog også klart, at modellen er den mest ressourcekrævende model af de to modelvarianter.

På baggrund af ovenstående og afsnittet i øvrigt *foreslås*, at det efter den forudgående markedsdialog anvendes en kombination af udbud efter forhandling og konkurrencepræget dialog, således at det både er muligt at have en dialog med byderne om udbudsmaterialet, som derefter kan tilpasses, og gennemføre forhandlinger med byderne om deres afgivne tilbud.

I afsnit 8.2.6 længere nede gives Deloittes konkrete forslag til single site modellen. Igen er det væsentligt at være opmærksom på, at der ved koncessionskontrakter ikke er krav om at følge en bestemt procedure.

### 8.2.5 Finansielle rammevilkår for en single site model

For de danske single site udbud har der hidtil været gjort brug af en finansiel reguleringsmodel, der kontrollerer mængden, idet der udbydes en koncession på et bestemt antal MW. På baggrund af priskonkurrencen aftales en fast tarif med koncessionsvinderen.

Hvis udgangspunktet fortsat skal være en single site model, hvor den udbudte park og kapacitetsmængden ligger fast, kan det på baggrund af analyserne i kapitel 8 konkluderes, at det fortsat vil være relevant at lade afregningen være bestemt af den tarif, der tilbydes i det vindende tilbud. Det kan ydermere konkluderes, at en fast tarif er at foretrække frem for en fast præmie. En fast tarif nedsætter risikoen for udsving i elprisen og tilskynder den enkelte byder til at fastsætte et noget lavere afkastkrav og dermed en lavere tilbudt tarif, end hvad der ville have været gældende under en fast præmie. Desuden har en fast tarif en mere udjævnende tendens end et fast præmie i forhold til den forbrugeroplevede elpris.

Det er vigtigt at være opmærksom på, at en single site model med priskonkurrence om tarifniveauet som udgangspunkt er væsentlig mindre attraktiv for investorerne end for eksempel de engelske og tyske afregningsmodeller samt andre markeder med fixed feed-in tariffs, der skaber større indtjeningsmuligheder for investorerne. Set i sammenhæng med den i forvejen begrænsede konkurrence på markedet for havmøller er der således en risiko for, at konkurrencen omkring udbuddene vil være så ringe, at prisen kan ende på et meget højt niveau og dermed – stik mod intentionen om at presse byderne på prisen til fordel for elforbrugerne – føre til et samlet tab for samfundet set i forhold til alternative finansielle reguleringsmodeller.

Som følge af dette trade-off er det vigtigt at sikre så megen konkurrence som muligt, hvilket kan ske ved, at staten udviser en vis tilbageholdenhed i forhold til priskonkurrenceelementet. Dette kan for eksempel ske ved at lade andre tildelingskriterier end prisen være medbestemmende for tildelingen og/eller ved at gøre alle de øvrige rammevilkår ud over budprisen så attraktive for investorerne som overhovedet muligt. Det omfatter også bodsbestemmelserne, som Deloitte foreslår afgrænset til en passende vedståelsesbod for den vindende byder. Denne vedståelsesbod skal der stilles garanti for.

Hvis der opstår konkrete ønsker om hurtig færdiggørelse af et udbudt havmølleprojektkan det med fordel adresseres gennem en sprinterbonus frem for en forsinkelsesbod. Selvom begge typer incitamenter til hurtig færdiggørelse i princippet bør have den samme økonomiske virkning (set i sammenhæng med, hvorledes de påvirker den tilbudte tarif), vil en sprinterbonus, jf. de gennemfør-

te investorinterview, blive opfattet som mere attraktiv og derfor i mindre grad afskrække potentielle investorer end en forsinkelsesbod.

### 8.2.6 Anbefalinger til en single site model

I tabellen nedenfor fremgår, hvorledes Deloitte samlet set foreslår, at single site udbudsmodellen bør udformes, såfremt der ved fremtidige udbud gøres brug af denne model. Afregningsformen bør fastholdes som den er i dag med en fast tarif, der fastsættes på baggrund af det vindende tilbud. Herudover bør det også i fremtiden være staten, der står for og betaler VVM-undersøgelsen og nettilslutningen. Disse elementer i modellen har byderne udtrykt stor tilfredshed med, og det er også Deloittes vurdering, at de samfundsøkonomisk giver de bedste løsninger under en single site model.

Som nævnt ovenfor vil de primære ændringer således være i forhold til udbudsprocedure og tildelingskriterier. Desuden foreslås det, at forsinkelsesbod og bindinger på byder nr. 2 undlades. En sprinterbonus vil næppe heller være relevant for Kriegers Flak, givet den lange planlægningshorisont og rummelige tidsfrist, men hvis der fremover er behov for at etablere parker vil det være at foretrække frem for en forsinkelsesbod. Såfremt den tilbudte tidsramme for færdiggørelse af havmølleparken indgår som tildelingskriterium vil det dog være relevant med en forsinkelsesbod, der fastholder tilbudsgiver på buddet, frem for en sprinterbonus.

**Tabel 8.1. Anbefalinger til en single site model**

| | Single site model (anbefalinger) |
|---|---|
| **Afgrænsning af udbud** | Et single site udbud er i sagens natur afgrænset til et bestemt geografisk site, en bestemt kapacitetsmængde samt specifikke tidsrammer og krav til den fysiske udformning og nettilslutning af den udbudte havmøllepark.<br>Det anbefales, at afgrænsninger i forhold til kapacitetsmængden, tidsrammerne, den fysiske udformning og nettilslutningen gøres til genstand for forudgående dialog med de potentielle investorer og andre interessenter, inden udbudsmaterialet udformes. |
| **Udbudsprocedure** | Eftersom havmølleparker udbydes som koncessionskontrakter, der er undtaget den almindelige regulering af procedurer i udbudsdirektivet, er staten ikke bundet til de særlige procedurer, der knytter sig til offentligt udbud, udbud efter forhandling osv. Myndighederne har således en betydelig frihed til at tilrettelægge de procedurer, de vælger at tildele koncessionen på baggrund af, dog under hensyntagen til de almindelige EU-retlige grundprincipper.<br>Deloitte anbefaler, at koncessionerne tildeles efter en procedure, hvor der (sammenlignet med Anholt-udbuddet) gennemføres en udvidet dialog med investorerne både før og under den formelle del af udbudsproceduren, herunder:<br>• Forudgående dialog/høringer inden udsendelse af det endelige udbudsmateriale.<br>• Konkurrencepræget dialog med henblik på endelig fastlæggelse af udbudsmaterialet, så der opnås større sikkerhed for den mest optimale afvejning mellem statens ønsker til tilbuddene og markedets muligheder.<br>• Forhandlinger med henblik på opnåelse af de bedst mulige tilbud inden for rammerne af det endelige udbudsmateriale.<br>Deloitte vurderer, at det i tilrettelæggelse af udbudsprocessen kan være formålstjenligt at |

| | |
|---|---|
| | anvende en kombination af elementer fra de formelle procedurer omkring konkurrencepræget dialog og udbud efter forhandling. Der bør inden udsendelse af udbudsmaterialet tages stilling til, om der efterfølgende er behov for at kunne foretage ændringer i udbudsmaterialet på baggrund af dialog med byderne, og/eller om dialogen snarere skal dreje sig om forhandlinger om betingelser i de indkomne tilbud. |
| **Udarbejdelse af VVM** | Det anbefales, at det fortsat er staten (ved Energinet.dk), der forestår og betaler udarbejdelsen af en VVM-undersøgelse, inden koncessionen tildeles. VVM-undersøgelsen bør foreligge i forbindelse med offentliggørelse af udbudsmaterialet. |
| **Tildelings-kriterier** | Det anbefales at tildele koncessionerne til det økonomisk mest fordelagtige tilbud, det vil sige basis af pris, men evt. også andre relevante kriterier, såsom tidsrammer og tekniske/fysiske forhold.<br>Pris som tildelingskriterium bør vægtes så tilpas højt, at det vil være nødvendigt at byde ind med en konkurrencedygtig pris for at vinde udbuddet, men andre kriterier bør også gives nogen vægt. Dette er dels begrundet ud fra det hensyn, at single site modellen ikke bør forsøge at presse byderne på prisen i så høj grad, at der opstår en uhensigtsmæssig udbudssituation med for få bydere, dels ud fra det hensyn, at tildeling alene på baggrund af prisen kan være uhensigtsmæssigt, hvis nogle af byderne også kan tilbyde andre fordele med væsentlig samfundsøkonomisk betydning, herunder for eksempel mere optimale tidsrammer eller større leverancesikkerhed. |
| **Afregnings-form** | Den anbefales, at afregningen som hidtil sker til en aftalt fast tarif defineret af budprisen i det vindende bud.<br>Afregningen bør fortsat ske til en aftalt fast tarif, der op til en given mængde strøm træder i stedet for markedsprisen for el, hvorefter afregningen sker på normale markedsvilkår. |
| **Supplerende støtte** | Deloitte vurderer, at det i den nuværende situation ikke vil være fordelagtigt at yde supplerende støtte ud over afregningsprisen for den producerede strøm.<br>Såfremt der i forbindelse med den videre udbygning med havmøller i Danmark vil opstå væsentlige problemer med at få adgang til risikovillig kapital for de private investorer, kan statslig långivning på attraktive vilkår overvejes som en supplerende støtteform. |
| **Incitamenter til færdiggørelse** | Det anbefales, at incitamenterne til færdiggørelse for den vindende byder afgrænses til en passende vedståelsesbod, som der skal stilles finansiel garanti for. Såfremt der måtte opstå konkrete ønsker om hurtig færdiggørelse af et udbudt havmølleprojekt, kan dette med fordel adresseres gennem en sprinterbonus frem for en forsinkelsesbod.<br>Hvis den tilbudte tidsramme for færdiggørelse af havmølleparken indgår som tildelingskriterium, vil en forsinkelsesbod, der fasholder tilbudsgiver på buddet, være mere relevant end en forsinkelsesbid. |
| **Nettilslutnings-regime** | Der anbefales, at staten via Energinet.dk fortsat står for og finansierer nettilslutningen, eftersom det i væsentlig grad nedsætter risikoen for investorerne, og eftersom Energinet.dk udfører nettilslutningen på konkurrencedygtige vilkår. |

# 8.3 Analyse af multi site udbudsmodel

## 8.3.1 Overordnet karakteristik af udbudsmodellen og dens anvendelse

Multi site udbudsmodellen er karakteriseret ved, at der udbydes flere sites i én og samme omgang. Det giver investorerne mulighed for at udse egnede projekter til deres portefølje under hensyntagen til synergi med andre projekter og komparative fordele omkring projektudviklingen inden for bestemte geografiske områder. En multi site udbudsrunde vil således kunne højne attraktiviteten af markedet og bringe flere bydere i spil, dels fordi de enkelte bydere har større muligheder for at vinde mindst én koncession og skabe synergi mellem projekter, dels fordi der alt andet lige vil være et større antal bydere, når det samlede udbud har et større omfang.

En multi site model er særligt anvendt i Storbritannien, hvor der har været udbudt store mængder kapacitet i zoner, inden for hvilke byderen selv identificerer og foreslår sites. Endvidere har man i Holland en model, hvor der gennemføres en auktion over et bestemt antal MW med loft over den samlede støttemængde, hvorefter projektudviklere har budt en pris per MW på et site. Tildelingen sker efter et kaskadeprincip, hvor det første antal MW tildeles byderen med den laveste pris og så fremdeles, indtil støtten er opbrugt.

Som tidligere beskrevet, er det ikke realistisk, at volumen af den danske havmølleudbygning vil komme i nærheden af at matche den britiske volumen. Indtil 2020 er det kun Kriegers Flak, der ifølge regeringens *Energistrategi – 2050* skal udbydes ud over 400 MW kystnære møller. Dette repræsenterer dog sammenlagt en ganske betydelig udbygning på 1 GW, der som en overgangsordning kan udbydes i en samlet udbudsrunde med Kriegers Flak, hvor sidtsnævnte opsplittes i mindre koncessionsstørrelser for så at udbyde disse i samme omgang.[53] Det er herunder vigtigt at holde sig en række *trade-offs* for øje. Ved at udbyde Kriegers Flak i mindre koncessionsstørrelser kan der gennemføres en multi site udbudsrunde, der potentielt vil være mere attraktiv for investorerne. Omvendt vil de ekstra stordriftsfordele ved en 600 MW park forsvinde, hvilket dermed vil forhøje budprisen. Det er vigtigt, at disse *trade-offs* nøje afvejes før et udbud.

Alt afhængigt af kommende udbygningsplaner kan det også efter 2020 være hensigtsmæssigt at overveje multi site modellen. To varianter af multi site modellen vurderes relevante:

- En multi site model afgrænset til bestemte sites og størrelser.
- En multi site model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW.

I det følgende analyseres begge modelvarianter, og på baggrund af analysen opstilles anbefalinger til, at en multi site model afgrænset til zoner er den mest egnede model, såfremt det besluttes at gå videre med en multi site model. Endvidere anbefales finansielle rammevilkår, der er passende til denne modelvariant.

[53] Dette vil indebære, at udbuddet indeholder to spor (eller delaftaler) med hver deres betingelser, hvor projektudviklerne selv kan vælge, om de vil byde ind på begge eller kun det ene spor. Dette praktiseres også i en lang række andre sammenhænge for at udnytte stordiftsfordele ved en samlet udbudsrunde.

For begge de analyserede modelvarianter anvendes udbudsprocedurne udbud efter forhandling og konkurrencepræget dialog. Som for single site udbudsmodellen er det relevant at overveje, om der skal anvendes en kombination af de to procedurer. For en beskrivelse og gennemgang af den konkurrencepræget dialog og udbud efter forhandling henvises til afsnit 8.2.2 og 8.2.3. I vurderingerne og anbefalingerne inddrages overvejelser i forhold til at udstrække multi site modellen for store havmølleparker til også at omfatte kystnære havmølleparker.

### 8.3.2 Analyse af udbudsmodel 2A: multi site model afgrænset til bestemte sites og størrelser

#### Kort beskrivelse af modellen

Ved en multi site model afgrænset til bestemte sites og størrelser er det staten, der udvælger sites. Endvidere er der defineret et loft over det udbudte antal MW for at sikre en hensigtsmæssig udbygningstakt. Byderne vil få mulighed for at byde på flere sites, og myndighederne vil herefter have mulighed for at beslutte, hvilke(t) site(s) man ønsker at udbygge ud fra flere hensyn, såsom pris og tidsramme.

Ved at udbyde flere sites på én gang får staten mulighed for at sammenholde de indkomne tilbud og vurdere disse i forhold til hinanden. Det er også grunden til, at pris og andre kriterier er valgt som modellens tildelingskriterium, hvilket vil sige, at staten på baggrund af flere tildelingskriterier vælger det økonomisk mest fordelagtige tilbud. Hvis det kun var prisen, der var tildelingskriteriet, ville myndighederne være begrænset af at vælge projektet med den laveste pris. Da myndighederne har valgt sites på forhånd, er det ikke et spørgsmål om at vælge mellem gode og dårlige sites, men mere om at vælge mellem forskellige tidsplaner eller forskellige forslag til fysisk/teknisk udformning af parkerne. På denne baggrund skal myndighederne endvidere træffe beslutning om rækkefølgen i udviklingen af sites.

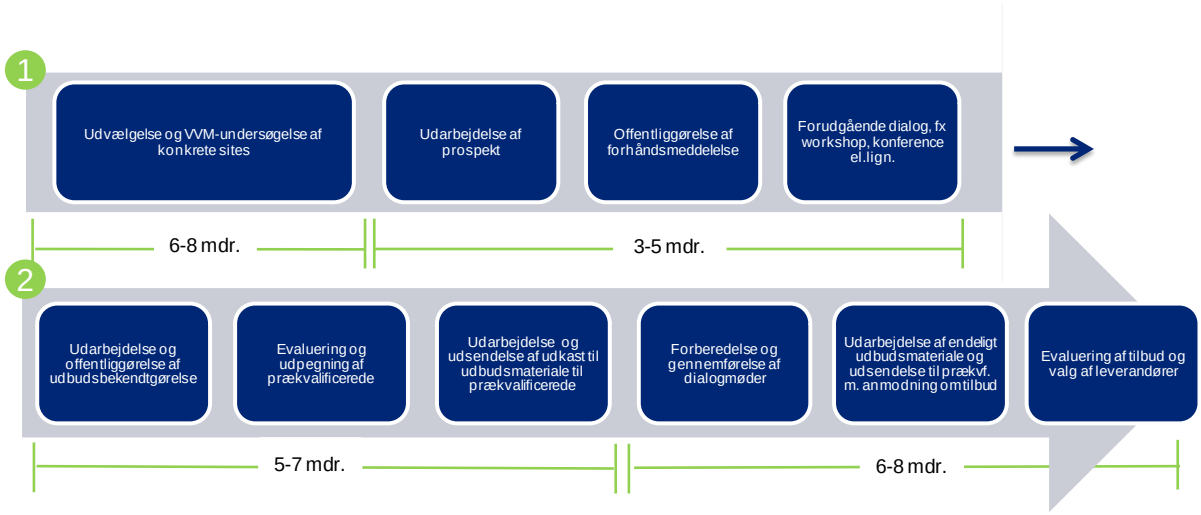
#### Tidsramme og konkret gennemførelse

Ved multi site udbudsmodellen afgrænset til sites skal staten først screene og udvælge et antal relevante sites for herefter at udbyde disse. Det ville være naturligt at basere udvælgelsen af sites på dels havmølleudvalgets liste over relevante sites, dels på en yderligere undersøgelse af mulige sites i 10-20 kilometer-zonen og lavvandede områder i Nordsøen, jf. afsnit 8.5.4. Dette vil give en pulje af konkrete sites til successiv udnyttelse over en længere årrække, for eksempel indtil 2030.

Bortset fra at der udbydes flere sites, er den konkrete gennemførelse den samme som under single site udbud med konkurrencepræget dialog og forhandling. Dog vil model A på grund af udbuddets mere komplekse karakter også være mere tidskrævende, som det er vist i figur 8.4.

Multi site udbud vil være en mere kompleks opgave end single site udbud, dels fordi genstanden for udbuddet er mere kompleks, dels fordi det må forventes, at der skal håndteres flere selvstændige tilbud, herunder flere fra de enkelte bydere. Multi site udbud med konkurrencepræget dialog og forhandling vil derfor også være mere tidskrævende end single site udbud med konkurrencepræget dialog og forhandling. Dog må det bemærkes, at der kan opnås betydelig synergi i planlægning og gennemførelse af udbudsproceduren, da flere sites udbydes på én gang, i stedet for at der udbydes ét site ad gangen med få års mellemrum.

**Figur 8.4. Aktiviteter for opdragsgiver ved multi site udbud afgrænset ved sites med konkurrencepræget dialog**




Det vurderes, at den samlede proces for at gennemføre et multi site udbud med konkurrencepræget dialog vil vare mellem 12 og 19 måneder som illustreret i figur 8.4. Dette estimat er dog usikkert, da tidsrammen afhænger af det konkrete antal af udbudte sites og af antallet af interesserede bydere. Hertil skal lægges tid til gennemførsel af eventuelle forhandlingsmøder med byderne, såfremt der ønskes mulighed for at gennemføre individuelle forhandlinger med de enkelte bydere om deres tilbud. Den samlede evaluering af tilbuddene ved et multi site udbud må forventes at blive væsentlig mere kompleks end under single site modellen, idet man må påregne at skulle sammenholde forskellige projektudvikleres tilbud på forskellige sites og kombinationer heraf. [54]

## 8.3.3 Analyse af udbudsmodel 2B: multi site model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW

### Kort beskrivelse af modellen

Ved en multi site model afgrænset til bestemte zoner og med loft over antal MW er det staten, der definerer et antal geografiske zoner af en størrelse, der rummer flere mulige sites. Zonerne skal dække de områder, hvor det i forhold til mulighed for nettilslutning, miljøhensyn, fysiske forhold m.v. er mest hensigtsmæssigt at udbygge havmøllekapaciteten. Det er dernæst op til byderne at identificere og definere størrelsen på de konkrete sites. Fordelen herved er, at det tilskynder projektudviklerne til at finde egnede sites, der er mere omkostningseffektive end dem staten indtil videre har udpeget samtidig med, at staten bevarer en betydelig grad af styring med omfanget og placeringen af havmølleparker. Ulempen er, at det i så fald ikke i samme grad vil være muligt for staten at gennemføre detaljerede VVM-undersøgelser m.v. af de enkelte potentielle sites inden for zonen inden udbuddet, hvorved omkostningerne og risikoen flyttes over på projektudviklerne.

En multi site model med åbne muligheder for at byde med sites indenfor geografiske zoner har indtil videre vist sig at fungere effektivt i den britiske udbudsrunde III. Zonerne er af staten udpeget

[54] Der bør inden udbuddet være en fastlagt proces for, hvordan man vurderer de indkomne tilbud, og hvordan man herunder håndterer de eventuelt meget forskellige tilbud.

som egnede til havmølleprojekter på baggrund af forudgående undersøgelser og screening, hvilket øger chancerne for at opnå tilladelser til konkrete sites på baggrund af VVM-undersøgelser, som staten medfinansierer i forlængelse af koncessionstildelingen. Det britiske marked er dog markant større end det danske, og Deloitte vurderer derfor, at der mindst skal være behov for og målsætning om koncessionstildeling for 5-10 danske sites før en multi site udbudsrunde med åbne forslag indenfor geografiske zoner giver mening. Dette kan blive aktuelt, hvis der sker en sammentænkning i forhold til de mere kystnære havmølleparker, og/eller hvis de danske målsætninger for kapacitetsudbygning af havvindenergi fremover øges.

For multi site modellen afgrænset til geografiske zoner bør der tildeles koncessioner til de økonomisk mest fordelagtige tilbud, det vil sige i forhold til en vurdering af pris og andre kriterier. Sammenlignet med beauty contest-kriteriet, der er kendt fra Storbritannien, hvor prisen ikke er del af tildelingskriterierne, vil prisen kunne vægtes, så den stadig er den afgørende konkurrenceparameter, men det ville også være muligt at vægte andre kriterier, såsom den tekniske udformning og tidsrammer for etablering af parken. Vigtigheden af denne mulighed understreges af de hollandske erfaringer. I Holland endte auktionspriserne med at blive højere end forventet af myndighederne, som på grund af et loft over støttemængden kun kunne tildele koncessioner til en leverandør og måtte indskrænke tildelingen fra 950 til 600 MW.

Ved anvendelse af flere kriterier – særligt ved sammenligning af bud på forskellige sites – opnås en mere helhedsorienteret vurdering, der understøtter valg af de havmølleprojekter, der ud fra en samlet vurdering giver de bedste løsninger for samfundet. Det er dog vigtigt at holde sig for øje, at der ikke må lægges *alt* for meget vægt på prisen, da de tilbudte sites ikke er ens, og der derved kan være andre vigtige forskelle mellem sites, som det er vigtigt at tillægge en tilsvarende vægt. Erfaringerne fra Frankrigs hidtil eneste udbudsrunde af havmølleparker viser for eksempel, at det er vigtigt at inddrage tildelingskriterier, der i tilstrækkelig grad giver mulighed for at vægte realiserbarheden af de foreslåede havmølleprojekter.

Klima- og Energiministeriets rapport *Rammer for kystnære møller og mindre havmølleparker* indeholder en række anbefalinger i relation til forskellige ambitionsniveauer, som det er muligt at forfølge i forhold til udbygning med kystnære møller. Af det første ambitionsniveau fremgår det, at forsøgsprojekter skal have førsteret til de kystnære placeringer. For disse forsøgsprojekter gennemføres et udbud af et nærmere fastsat antal MW, og prisen indgår ligeledes som et kriterium. Dette udbud af forsøgsprojekter gennemføres som et multi site udbud, hvor der frit kan vælges placeringer inden for zoner, der på forhånd er udpeget på baggrund af en screening.

De geografiske zoner i multi site model B for store havmøller kunne – i overensstemmelse med disse anbefalinger vedrørende kystnære møller – udvides til også at omfatte kystnære zoner, hvor der kunne gives mulighed for at byde ind med sites. Dette vil muligvis kræve ét sæt af betingelser og tildelingskriterier for de kystnære møller og et andet for de store havmøller, således at udbudsrunden indeholder to delaftaler

### Tidsramme og konkret gennemførelse

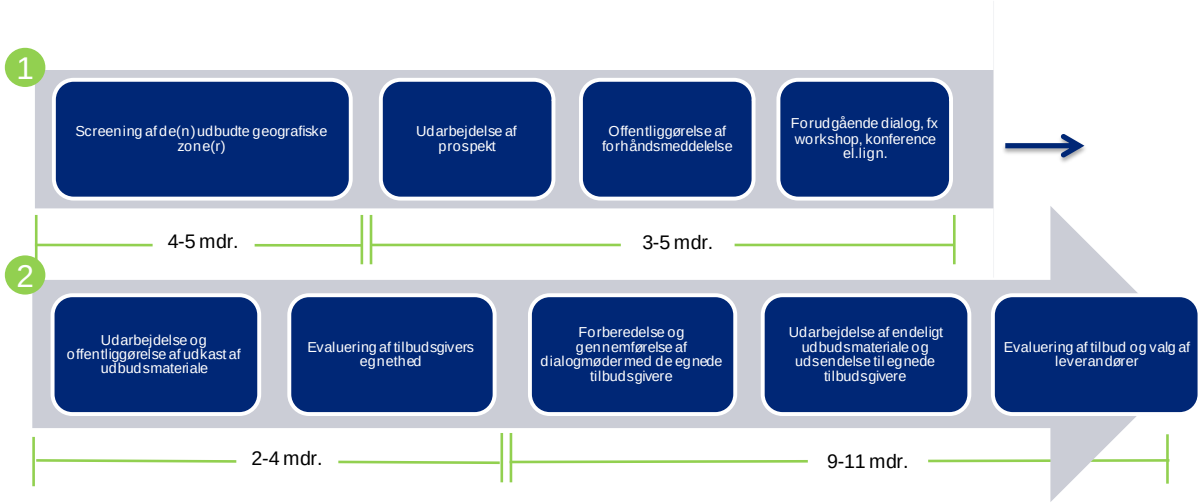
For bedst muligt at forberede grundlaget for at byde ind med konkrete sites indenfor den eller de geografiske zoner, der skal indgå i udbuddet, foreslår Deloitte, at staten foretager en grundig screening af zonerne i god tid inden udbudsrunden med henblik på at indkredse områder, hvor der på forhånd er forventning om ingen eller kun begrænsede problemer i forhold til miljø- og naturbeskyttelseshensyn, reservater, sejlruter og andre konfliktende arealinteresser. Dette vil blive supple-

ret af projektudviklernes egne forundersøgelser som led i forberedelsen af projektforslag for de foreslåede sites. Før endelig tilladelse til etablering af havmølleparker kan gives, vil det derudover være nødvendigt at gennemføre en fuld VVM-vurdering af de foreslåede sites. De fulde VVM-redegørelser foreslår Deloitte gennemført i forlængelse af udbudsrunden, dvs. efter der er givet en betinget koncessionstilladelse. Det foreslås, at VVM-vurderingerne ligesom i Storbritannien gennemføres i et samarbejde, og med deling af omkostningerne, mellem staten og de projektudviklere, der har fået tildelt koncession betinget af efterfølgende miljøgodkendelse.

Opdragsgivers aktiviteter i forbindelse med udbud af zoner under multi site udbudsmodellen er angivet i figur 8.5.

Efter zonerne er udpeget, vil dialogen med markedet blive indledt, herunder i form af for eksempel workshopper, konferencer m.v. Herefter følger en fase, hvor et udkast til udbudsmaterialet udarbejdes og offentliggøres, og tilbudsgivernes egnethed evalueres. Da tilbudsgiverne byder ind med deres identificerede sites, og der derfor er flere faktorer, der afgør, hvilke potentielle havmølleprojekter der bør gives koncession til, vil det være mere hensigtsmæssigt at gennemføre en evaluering af tilbudsgivernes egnethed i stedet for en egentlig prækvalificering. Dette vil også sikre den mest effektive proces. I denne egnethedsvurdering vil tilbudsgiverne blive vurderet i forhold til deres finansielle og tekniske kapacitet. Dette gøres, da der skal være en klar skillelinje mellem vurdering af projektudviklernes egnethed og de konkrete tilbud. Efter en evaluering af tilbudsgivernes egnethed vil de egentlige dialogmøder med de egnede tilbudsgivere indledes.

**Figur 8.5. Aktiviteter ved multi site udbud afgrænset ved zoner med konkurrencepræget dialog**




Dialogmøderne skal dels sikre, at der sker en drøftelse af rammer og vilkår, dels sikre, at tilbuddet på de foreslåede sites (eller kombinationer heraf) er tilstrækkelig belyst. Dialog om rammer/vilkår og forhandling/præcisering kan eventuelt foregå mere eller mindre parallelt.

Slutteligt evalueres tilbuddene, og der gennemføres eventuelt en række forhandlingsmøder med byderne om de afgivne tilbud. Leverandørerne vælges ud fra det samme tildelingskriterium som ved multi site model A: pris og andre kriterier. Tildelingskriteriet vil dog have andre implikationer end ved multi site model A, idet sitets beliggenhed vil medføre en række forhold, der vil kunne afklares i dialogmøderne, herunder for eksempel overvejelser om nettilslutning samt lokale samfundsøkonomiske fordele og ulemper knyttet til den geografiske beliggenhed af de foreslåede sites m.v.

Det må forventes, at den samlede udbudsproces vil være mere tidskrævende end ved multi site model A og kan tage mellem 14 og 20 måneder. Dette begrundes med, at det er projektudviklernes egne forslag til sites, der skal vurderes, drøftes og givetvis belyses yderligere.

### 8.3.4 Sammenfattende vurdering af de opstillede multi site modeller

Multi site model A og B adskiller sig væsentligt på flere centrale parametre. For det første er der forskel på, i hvilket omfang der inden udbuddet offentliggøres skal være gennemført fulde VVM-redegørelser, eller om der blot skal være gennemført screeninger af de(t) udpegede område(r). Ved model A skal der i forbindelse med offentliggørelse af udbudsmaterialet være gennemført VVM-undersøgelser af konkrete sites, mens det ved model B vurderes mest hensigtsmæssigt, at der indledningsvist udelukkende er gennemført screeninger af de geografiske zoner, der skaber rimelige forventninger til hvilke områder, der har størst chance for efterfølgende at blive godkendt som sites til etablering af havmølleparker. Efter udbudsrunden vil de vindende tilbudsgivere i samarbejde med staten skulle gennemføre egentlige VVM-undersøgelser.

For det andet anvender begge multi site udbudsmodeller procedurer inspireret af konkurrencepræget dialog og udbud efter forhandling, men da byderne i model B tilbyder et site (som de selv har identificeret), vil det være mere hensigtsmæssigt at gennemføre en kortere egnethedsvurdering end en egentlig prækvalificering. Man må desuden forvente, at dialogen med byderne i multi site model B bliver mere kompleks og tidskrævende, idet en række forhold ved de tilbudte sites må forventes at skulle afklares.

En stor fordel ved multi site model B er, at der i større grad er mulighed for at afklare flere forhold under dialogmøderne, da disse i større grad vil omhandle det tilbudte sites karakter. Som det blev beskrevet ovenfor, bør man ved siden af tildelingskriteriet pris også have tildelingskriterier, der sikrer, at det er de bedste projekter, der vælges, for eksempel ud fra overvejelser om tidsrammen for etablering, nettilslutningsmuligheder m.v. Tildelingskriterierne bør således sikre, at det er muligt at vælge de mest attraktive sites, som projektudviklerne har identificeret. Tabel 8.2 viser de væsentligste potentielle tildelingskriterier ud over pris (og dermed forhold til afklaring i dialogen) under henholdsvis multi site model A og B. Det ses af tabellen, hvordan model B i større grad giver mulighed for stat og projektudvikler at afstemme krav og forventninger til de tilbudte projekter.

**Tabel 8.2. Forhold, der afklares under dialog i multi site model A og multi site model B**

| | Multi site model afgrænset ved sites (model A) | Multi site model afgrænset ved zoner (model B) |
|---|---|---|
| **Forhold, der afklares under dialog** | • Tidsramme<br>• Teknisk udformning/ løsningsforslag. | • Sandsynlighed for efterfølgende opnåelse af miljøgodkendelse<br>• Overvejelser om nettilslutning og aftag af den producerede strøm<br>• Samfundsøkonomiske fordele og ulemper knyttet til den geografiske beliggenhed af de foreslåede sites<br>• Teknisk/fysisk udformning af den foreslåede havmøllepark<br>• Tidsplaner for etablering af den foreslåede havmøllepark<br>• Dokumenteret sikkerhed for leverancer og tidsplaner i forbindelse med |

| | | |
|---|---|---|
| | | etableringen m.v. |

Endelig vil model B virke mere attraktiv for bydere, idet de selv får lov til at identificere og foreslå mere omkostningseffektive sites.

En anden central forskel ved de to udbudsmodeller er, at under model A afgrænset ved sites vil det være mest hensigtsmæssigt, at staten betaler nettilslutningen, hvorimod det vil være mest hensigtsmæssigt, at det er projektudvikleren, der betaler nettilslutningen, i model B, idet projektudvikleren selv foreslår sites. Hvis staten skulle påtage sig ansvaret for nettilslutningen i model B, ville det være nødvendigt at foretage en vurdering af nettilslutningsmulighederne og omkostningerne for alle de tilbudte sites, hvilket vil være ressourcekrævende og risikabelt.

Ud fra ovenstående vurderes det, at multi site model B afgrænset til zoner set i forhold til multi site model A afgrænset til sites vil være mere attraktiv for byderne, men også vil give større mulighed for at afklare centrale forhold mellem projektudvikler og stat i forbindelse med dialog- og forhandlingsmøderne. Endvidere vil multi site modellen afgrænset til zoner i højere grad end modellen afgrænset til sites kunne indpasses i forhold til også at inkludere de kystnære møller.

### 8.3.5 Finansiel overbygning

Multi site udbud har indtil videre været gennemført i Storbritannien, Holland og Frankrig. Der har været gjort brug af forskellige finansielle rammevilkår, henholdsvis VE-certifikater, aftalte faste tariffer via auktion og aftalte faste tariffer via en udbudsrunde for et bestemt antal MW. Erfaringerne har været blandede. De finansielle rammevilkår i Storbritannien har været attraktive, men er på vej til at blive afløst af fixed feed-in tariffs. I Holland og Frankrig er der de seneste år gennemført udbudsrunder karakteriseret ved, at der ikke blev tildelt koncessioner i det forventede omfang.

I Holland endte auktionspriserne med at blive højere end forventet af myndighederne, som derfor valgte at indskrænke tildelingen fra 950 til 600 MW – det hele til én byder (uden konkret vurdering af denne byders leveringsdygtighed, da auktionskriteriet alene er prisen, hvilket har affødt en del kritik). I Frankrig var de opstillede kriterier ud over prisen, og vægtningen af disse, ikke tilstrækkelig gennemtænkt, hvilket skabte problemer i forhold til tildelingen, og myndighederne valgte derfor ligeledes at indskrænke koncessionsmængden (til 105 ud af 500 MW) til kun to bydere ud af de 11, der havde budt, jf. afsnit 5.2 i *Baggrundsrapport 1*. Selvom de negative erfaringer i Frankrig i høj grad også hang sammen med ekstremt pressede tidsrammer, illustrerer både de franske og de hollandske erfaringer vanskeligheden ved at fastlægge egnede finansielle rammer og tildelingskriterier for multi site udbud.

Eftersom udbudsrunder er en integreret del af en multi site model, er en mængdereguleringsmodel med priskonkurrence omkring afregningstarifferne det naturlige udgangspunkt for de finansielle rammevilkår. Spørgsmålet er herefter, om tarifferne bør fastsættes på basis af en auktionsmodel, hvor den tilbudte tarif er det eneste tildelingskriterium, eller på basis af en mere almindelig udbudskonkurrence, hvor tildeling sker i forhold til det økonomisk mest fordelagtige tilbud, herunder såvel foreslåede tariffer som andre tildelingskriterier. Det blev i kapitel 6 foreslået at se bort fra auktionsmodellen, idet det ikke vurderes tilstrækkeligt alene at tage højde for de priser, der bydes ind med på auktionen, når der samtidig frit kan bydes ind med sites, der kan have forskellige samfundsøkonomiske konsekvenser, ud over hvad der er afspejlet i prisen, for eksempel varierende

nettilslutningsmuligheder, behov for strøm og konfliktende arealinteresser, jf. også ovenstående afsnit.

Den tilbudte tarif er således ikke et tilstrækkeligt sammenligningsgrundlag, og derfor anbefales det, at afregningen fastlægges på basis af tariffen i det økonomisk mest fordelagtige tilbud, der ikke nødvendigvis behøver at indeholde den laveste budpris, men dog altid vil være blandt de laveste, såfremt prisen vægtes tilstrækkelig højt.

Ligesom for en single site model anbefales det, at afregningsprisen har form af en fast tarif for en bestemt mængde strøm frem for en fast præmie oven i elprisen..

Multi site udbud inden for geografiske zoner forventes som udgangspunkt at være mere attraktive for investorerne end single site udbud, og dermed vil der opstå større konkurrence om koncessionerne i udbudsrunden, hvilket (set i sammenhæng med projektudviklernes muligheder for selv at finde omkostningseffektive sites at byde ind med) må forventes at øge sandsynligheden for lavere priser.

### 8.3.6 Anbefalinger til en multi site model

Forudsat at det besluttes at gå videre med en multi site model for udbygningen af havmøller i Danmark, er det Deloittes vurdering, at udbudsmodellen bør afgrænses til udpegede zoner med loft over antal MW og samlet set bør have en udformning og tilhørende rammevilkår, som beskrevet i tabel 8.3 nedenfor. Ligesom for single site modellen bør de finansielle rammer være en fast tarif, som aftales på baggrund af de indkomne tilbud. Da projektudvikler selv har ansvar for at byde ind med et givet site, er det herudover Deloittes vurdering, at projektudvikler selv bør betale Energinet.dk eller en anden leverandør for at udføre nettilslutningen samt påtage sig en betydelig del af omkostningerne til finansiering af den efterfølgende VVM-vurdering.

**Tabel 8.3. Anbefalinger til en multi site model**

| | Multi site model (anbefalinger) |
|---|---|
| **Afgrænsning af udbud** | Det anbefales at anvende en multi site model med udbudsrunder for bestemte geografiske zoner med respektive lofter over det samlede antal MW. Inden for disse zoner kan projektudviklerne frit søge og foreslå sites til en bestemt budpris og andre karakteristika og få tildelt koncessioner for disse. |
| **Udbudsprocedure** | Samme anbefalinger som for single site modellen.<br>Herudover er det Deloittes vurdering, at udvælgelsen af tilbudsgivere til efterfølgende dialog og forhandlinger bør være baseret på en egnethedsvurdering, der ikke blot tager hensyn til tilbudstilbudsgivernes generelle kvalifikationer, men også er baseret på en forhåndsvurdering af relevansen af de konkrete forslag til sites, der bydes ind med. |
| **Udarbejdelse af VVM** | Det anbefales, at projektudvikler påtager sig en betydelig del af omkostningerne til finansiering af en VVM-undersøgelse. Det anbefales endvidere, at VVM-undersøgelsen først udarbejdes, når koncessionen er tildelt, og at koncessionerne gøres betinget af VVM- og miljøgodkendelse. |
| **Tildelingskriterier** | Det anbefales at tildele koncessionerne til det økonomisk mest fordelagtige tilbud, det vil sige på basis af pris, men også andre kriterier, der især bør omhandle sandsynligheden |

| | |
|---|---|
| | for at opnå miljøgodkendelse, realismen af de foreslåede projekt- og tidsplaner samt fordele og ulemper i relation til nettilslutning og aftag af strøm fra det foreslåede site.<br>Endvidere anbefales det, at der ikke lægges *for meget* vægt på prisen, da de tilbudte sites ikke er ens, og der derved kan være andre vigtige forskelle af samfundsøkonomiske betydning end den tilbudte tarif, som det er vigtigt at tillægge en vis vægt. |
| **Afregningsform** | Det anbefales, at afregningen i en multi site model afgrænset til geografiske zoner fastlægges på basis af tariffen i det økonomisk mest fordelagtige tilbud, der ikke nødvendigvis behøver at indeholde den laveste budpris, men dog altid vil være blandt de laveste, såfremt prisen vægtes tilstrækkelig højt.<br>Afregningen bør fortsat ske til en fast tarif, der op til en given mængde strøm træder i stedet for markedsprisen for el, hvorefter afregningen sker på normale markedsvilkår. |
| **Supplerende støtte** | Som under single site model. |
| **Incitamenter til færdiggørelse** | Som under single site model |
| **Nettilslutningsregime** | Der anbefales, at projektudviklerne betaler Energinet.dk eller andre leverandører for at udføre nettilslutning, da projektudviklerne selv har ansvaret for at byde ind med de pågældende geografiske sites. |

## 8.4 Analyse af åben dør-model

### 8.4.1 Overordnet karakteristik af modellen og dens anvendelse

Åben dør-modellen adskiller sig fra single site- og multi site modellerne ved, at koncessionerne ikke udbydes. I stedet ansøger projektudviklerne de danske myndigheder om adgang til at opføre havmølleparker på sites, som de selv har identificeret. Det gælder endvidere aktuelt for åben dør-modellen i Danmark, at der er defineret en lovbunden fast præmie, som projektudviklerne er garanteret oven i markedsprisen for el i en given periode, såfremt de tildeles og udnytter det ansøgte site.

Åben dør-modellen anvendes blandt andet i Tyskland, mens den i Danmark primært har fundet anvendelse for landmøller og kystnære møller. For større havmølleparker har modellen, grundet den relativt lave præmie på 25 øre/kWh oven i elprisen, ikke været attraktiv for projektudviklerne at anvende.

Som det fremgår af *Havmøllehandlingsplan 2008*, har staten udpeget en række sites, der er vurderet som de samfundsøkonomisk mest velegnede sites at anvende til udnyttelse af vindenergi. Det kan dog ikke uden videre antages, at alle relevante sites er identificeret, og flere bydere har også tilkendegivet, at de ser det som en fordel, hvis de selv har mulighed for at identificere og udvikle sites. Der vurderes i særdeleshed at være muligheder for at finde attraktive sites i lavvandede områder i den danske del af Nordsøen og generelt i 10-20 kilometer-zonen fra kysten, der indtil videre ikke er blevet kortlagt af staten, jf. afsnit 8.5.4. Denne tilgang stiller nogle krav til afregningsform, nettilslutningsregime m.v., der vil blive analyseret nærmere i det følgende.

På baggrund af valget af modeller i kapitel 6 er der identificeret én relevant model for åben dør-modellen: en model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW.

I det følgende analyseres denne model, og der gives anbefalinger til den mest hensigtsmæssige finansielle overbygning.

### 8.4.2 Analyse af åben dør-model 3A: åben dør-model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW

#### Kort beskrivelse af modellen

Ved en åben dør-model afgrænset til bestemte zoner med loft over antal MW udpeger staten relevante zoner, inden for hvilke projektudviklere kan ansøge om at opføre havmølleparker på konkrete sites – inden for et fastsat kapacitetsloft over det samlede antal MW. Herved sikres det, at en række af risiciene i forbindelse med identifikation og screening af relevante sites pålægges projektudviklerne, og at staten fortsat har overblik over og kontrol med, i hvilke zoner havmølleparkerne placeres, og hvor meget havmøllekapacitet der udbygges med.

Åben dør-modellen finder både anvendelse for zoner langt fra land og kystnære zoner, omend der særligt i forhold til afregningsformen bør overvejes en ændring i forhold til den nuværende model, hvis modellen også skal fremme udbygning med offshore vindenergi længere fra land såvel som i den kystnære zone, jf. afsnittet i det følgende om den finansielle overbygning.

Det er imidlertid Energistyrelsens vurdering, jf. rapporten *Rammer for kystnære havmøller og mindre havmølleprojekter*, at økonomien for store havmølleparker over 200 MW er så betydelig, at disse parker fortsat bør vurderes af Havmølleudvalget og konkurrenceudsættes via statslige udbud, selvom de ligger i den kystnære zone. Det ligger uden for rammerne af Deloittes opdrag at foretage en nærmere vurdering af udbudsmodeller for de kystnære møller.

#### Tidsrammer og konkret gennemførelse

Åben dør-modellen er noget mere simpel at anvende for myndighederne end udbudsprocedurerne, idet der er langt færre krav til den praktiske gennemførelse. Så snart en given zone er identificeret, og muligheden for anvendelse er annonceret, er det op til byderne at vurdere, om de ønsker at foretage nærmere forundersøgelser af områder inden for zonen.

Staten har råderet og ejerbeføjelser over søterritoriet. Af den grund er der som udgangspunkt ingen pligt for staten til at imødekomme åben dør-ansøgninger. Det fremgår af VE-loven, at ansøgninger om forundersøgelsestilladelser kan afslås, hvis et projekt på den pågældende lokalitet ikke skønnes relevant. Imidlertid vil begrundelsen næppe kunne anvendes ved denne modelvariant af en åben dør-model, idet staten på forhånd har udpeget en konkret zone. Denne zone må således på forhånd have været vurderet relevant. Staten kan dog afslå en ansøgning, hvis det vurderes, at ansøgeren ikke har de rette tekniske og økonomiske kompetencer til at kunne gennemføre projektet.

Som under multi site udbudmodellen afgrænset til zoner ansøger projektudviklerne indledningsvis om tilladelse til forundersøgelser, der også vil omfatte en VVM-redegørelse af det konkrete site. Projektudvikleren skal altså gennemføre VVM-vurderinger som led i forberedelsen af ansøgningen. Så snart der er givet tilladelse til at gennemføre forundersøgelser, og disse viser, at opstilling af møller er mulig, har ansøgerne krav på at modtage etableringstilladelse. Såfremt møllerne opfø-

res i overensstemmelse med de fastsatte vilkår i etableringstilladelsen, har ansøgeren endvidere krav på produktionstilladelse, og møllerne kan overgå til drift.

Ligesom for udbudsmodellerne gælder det, at der ved en åben dør-model afgrænset til bestemte zoner med fordel kan gennemføres markedsføringsaktiviteter og en forudgående dialog af et vist omfang rettet mod markedet. Dette omfatter for eksempel informationsaktiviteter, hvor mulighederne inden for zonen forklares, og hvor rammevilkårene beskrives, herunder loftet for antal MW, præmiestørrelse m.v.

Når ansøgningen er afsendt og modtaget af myndighederne, vil der yderligere, som for udbudsmodellerne, skulle gennemføres en række dialogaktiviteter. Der vil til forskel fra single site og multi site modeller med formelle udbud være tale om et mindre omfang af dialog og forhandlinger og dermed et tilsvarende mindre ressourceforbrug. Dialogen vil eksempelvis kunne omhandle tidsplan for etablering af havmølleparken, den konkrete fysiske udformning, nettilslutningsbetingelser m.v.

### Tildelingskriterier

For nuværende anvendes for åben dør-modellen først-til-mølle princippet, der indebærer, at den projektudvikler, der først ansøger om et givet site og lever op til fastsatte krav om for eksempel finansiel og teknisk formåen, får lov til at gennemføre forundersøgelser på sitet. Tildeling efter først-til-mølle-princippet har imidlertid den ulempe, at såfremt staten ønsker at afvise et projekt, der af forskellige årsager vurderes mindre attraktivt for samfundet, er det ikke muligt, hvis projektet ellers lever op til krav om miljøundersøgelser og krav om projektudviklerens tekniske og økonomisk formåen.

Som alternativ kan der anvendes en model, der i højere grad gør det muligt at vurdere ansøgningerne på baggrund af en såkaldt *beauty contest*, der kendes fra blandt andet Storbritannien. Modellen forudsætter, at de løbende ansøgninger vurderes op imod nogle objektivt fastsatte kriterier for, hvad der kendetegner et attraktivt projekt. Herved vil det i højere grad end i dag være muligt at afvise ansøgninger, der på forhånd vurderes at være mindre egnede. På denne måde afhjælpes til dels åben dør-modellens udfordring med, at der, efter en ansøgning er indgivet, efterfølgende kan komme en mere attraktiv ansøgning inden for samme site.

Tildelingskriterier for en *beauty contest* kan formuleres med inspiration i tabel 8.2, der omhandler mulige tildelingskriterier for en multi site model med åbne forslag til sites indenfor geografiske zoner. Kriterierne bør nedfældes i regler, så de er kendt for alle parter, og således at myndighederne kan basere deres skøn på disse kriterier.

Det er kendetegnende for åben dør-modellen, at ansøgninger ikke skal være indgivet på et bestemt tidspunkt, men at der er mulighed for løbende at ansøge om sites inden for zonen. Grundet denne omstændighed og fordi ansøgerne ikke nødvendigvis ansøger om de samme sites, er der ikke mulighed for at kunne foretage sammenligninger på tværs af ansøgningerne. Objektive kriterier nedfældet i regler vil således skulle anvendes til at foretage individuelle vurderinger af, om der for en given ansøgning kan gives tilladelse. Kun undtagelsesvist vil kriterierne skulle bruges til at holde projekter op imod hinanden.

### 8.4.3 Finansielle rammevilkår for en åben dør-model

I forhold til de finansielle rammer lægger en åben dør-model umiddelbart op til en prisreguleringsmodel, hvor der enten ydes en fast tarif eller en fast præmie oven i elprisen, der er ens for alle tildelte koncessioner, og hvor den udbudte mængde overlades til projektudviklerne i form af en foreslået kapacitet for det enkelte havmølleprojekt. Mængden foreslås dog overordnet reguleret gennem for eksempel et loft over den samlede kapacitet, som der kan tildeles koncessioner for inden for zonen.

En sådan finansiel ramme vurderes, jf. overvejelserne i kapitel 7, generelt at være hensigtsmæssig i forhold til fremme af konkurrencen. En åben dør-model med prisregulering har således den fordel, at den tilskynder projektudviklerne til at finde de sites, der er mest omkostningseffektive med hensyn til anlægs- og driftsomkostninger set i forhold til produktionspotentialet og den gældende tarif. Udfordringerne ved åben dør-modellen er dog, at der skal være tilstrækkelig viden om omkostningerne ved etablering af havmølleparker til, at tariffen eller præmien kan fastsættes på et nogenlunde passende niveau, samt at der efterfølgende må påregnes justeringer i tarif-/præmieniveauet, efterhånden som udviklingen ændrer sig. Endvidere vil fixed feed-i tariff regulering være problematisk, hvis der kun skal etableres meget få sites, men i så fald, vil en åben dør-model i det hele taget ikke være anbefalesværdig, jf. overvejelserne i kapitel 7 samt i den tværgående vurdering i kapitel 9.

Spørgsmålet er herefter, om afregningsmodellen bør baseres på en fast præmie eller en fast tarif. Koncessioner tildelt efter den nuværende danske åben dør-model er et eksempel på en fast præmie kombineret med markedsprisen for el. Den faste præmie er fastsat i VE-loven og udgør 25 øre/kWh og 2,3 øre/kWh for balanceringsomkostninger for de første 22.000 fuldlasttimer. Projektudvikleren skal selv finansiere nettilslutningen i form af transformatorstation og ilandføringskabel til nærmeste punkt på land. I modsætning hertil er den tyske prisreguleringsmodel for åben dør baseret på en fast tarif (fixed feed-in tariff), der ikke varierer med elprisen.

Jævnfør overvejelserne i kapitel 7 om fast tarif versus fast præmie anbefales det, at også en åben dør-model baseres på en fast tarif, da dette nedsætter risikoen for investorerne og dermed gør markedet mere attraktivt, samtidig med at det vil have en udjævnende tendens i forhold til den forbrugeroplevede elpris.

I forhold til den nuværende danske åben dør-model er anbefalingen således at ændre afregningen til en fast tarif som i Tyskland og i øvrigt hæve niveauet væsentligt, idet den nuværende præmie på 25 øre oven i elprisen ikke giver tilstrækkeligt incitament til fremme af havmøller. Den nuværende faste tarif i Tyskland ligger således på cirka 97 øre/kWh for havmølleparker, der etableres inden 2015 (tarifniveauet for parker, der etableres efter 2015, er endnu ikke afklaret). Hertil kommer en eventuel sprinterbonus og særlige tarifreguleringer på grund af stor havdybde eller lang afstand til land.

En regulering af den faste tarif i forhold til havdybde, afstand til land osv. kan ikke umiddelbart anbefales for Danmark, idet det vil have en tendens til at eliminere projektudviklernes incitamenter til at finde og foreslå særligt omkostningseffektive sites. Deloitte finder det således ikke problematisk, at nogle sites vil generere et større overskud end andre set i forhold til tarifniveauet, da fremme af omkostningseffektive sites vil øge det samlede velfærdsøkonomiske overskud, forudsat at de ikke-prissatte elementer af havmølleparkerne er håndteret og vurderet gennem de supplerende tildelingskriterier.

Såfremt det vælges at anvende en åben dør-model for både store havmøller længere fra land og kystnære møller, kan det dog overvejes at arbejde med 2-3 niveauer af faste tariffer, for eksempel:

- En fast tarif for alle koncessioner over 20 kilometer fra kysten (dvs. zonen hvor de nuværende store havmøller er beliggende).
- En fast tarif for alle koncessioner i afstanden 10-20 kilometer fra kysten (dvs. den mellemzone som endnu ikke er udnyttet, men som flere interessenter taler for, vil være relevant).
- En fast tarif for alle koncessioner indtil 10 kilometer fra kysten (dvs. zonen for de kystnære møller).

Den differentierede støtte vil være med til at sikre, at kapacitetsudbygningen både sker for kystnære møller og for store havmøller længere fra land, jf. også regeringens målsætning i energistrategien.

Med hensyn til supplerende støtte og bodsbestemmelser er anbefalingerne de samme som for single site- og multi site modellerne. Det omfatter blandt andet en vedståelsesbod med tilhørende finansiel garantistillelse, hvilket er særlig vigtigt i en åben dør-model for at sikre, at projekter, der viser sig urealisable, ikke medfører belastninger af staten og Energinet.dk.

### 8.4.4 Anbefalinger til en åben dør-model

Tabel 8.4 nedenfor opsummerer Deloittes samlede anbefalinger til åben dør-modellen såfremt det besluttes at gå videre denne model. Der foreslås udover ovennnævnte visse ændringer i forhold til den model, der i dag anvendes for åben dør i relation til landmøller. De centrale ændringer er, at koncessionstildelingen afgrænses til bestemte geografiske zoner og indenfor et loft over det samlede antal MW. Desuden foreslås afregningsformen ændret fra en præmie oven i markedsprisen for el til en fast tarif, der fx er inddelt i tre niveauer for henholdsvis havmølleparker i kystnær zone, i mellemzone og i en zone længere ude i det åbne farvand. Disse takstzoner er selvfølgelig under forudsætning af, at det vælges at gå videre med en åben dør-model for havmøller (og dermed lader modellen omfatte både landmøller, kystnære og havmøller), hvilket Deloitte under de nuværende betingelser ikke anser for realistisk eller hensigtsmæssigt, jf. den tværgående vurdering.

Da projektudvikler selv har ansvar for at byde ind med et givet site, er det herudover Deloittes vurdering, at projektudvikler selv bør betale Energinet.dk eller en anden leverandør for at udføre nettilslutningen samt påtage sig en betydelig del af omkostningerne til finansiering af den efterfølgende VVM-redegørelse.

**Tabel 8.4. Anbefalinger til en åben dør-model**

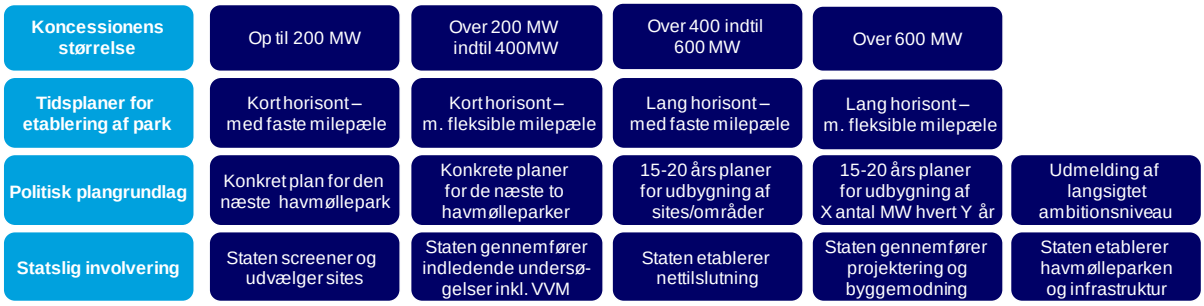
| | Åben dør-model (anbefalinger) |
|---|---|
| **Afgrænsning af udbud** | Da udbygningsbehovet i Danmark er relativt begrænset, er det Deloittes anbefaling, at åben dør-modellen bør anvendes inden for afgrænsede zoner med loft over antal MW. Zonerne kan dog være væsentlig større end under en multi site model med afgrænsede udbudsrunder, idet ansøgningerne under en åben dør-model foregår løbende, og der ikke er noget behov for at foretage sammenligninger mellem tilbud. |
| **Udbudsproce-** | Den nuværende model, hvor ansøgeren sender en ansøgning til myndighederne anbefales |

| | |
|---|---|
| **dure** | opretholdt. |
| **Udarbejdelse af VVM** | Som under den nuværende åben dør-model anbefales det, at projektudviklerne i første omgang søger om tilladelse til at gennemføre forundersøgelser inden for et konkret site. Disse forundersøgelser bør også indeholde en VVM-redegørelse, dvs. projektudvikleren finansierer selv VVM-redegørelsen i forbindelse med ansøgning om det konkrete site. |
| **Tildelings-kriterier** | Det anbefales, at der på kort sigt fortsat tildeles koncessioner på baggrund af først til mølle-princippet, men at der på længere sigt arbejdes hen imod en model, der vurderer ansøgninger på baggrund af en såkaldt beauty contest med objektive kriterier. Herved vil det blandt andet i højere grad end i dag være muligt at afvise ansøgninger, der på forhånd vurderes at være mindre egnede. |
| **Afregnings-form** | Der foreslås en prisreguleringsmodel, hvor der ydes en fast tarif, der er ens for alle tildelte koncessioner, og hvor den udbudte mængde overlades til projektudviklerne i form af en foreslået kapacitet for det enkelte havmølleprojekt.<br>Den faste tarif bør kunne justeres med jævne mellemrum, dog således at niveauændringerne kun har betydning for koncessioner, der tildeles, efter ændringer er foretaget (det vil sige, at ændringerne af hensyn til investeringsplanlægning ikke bør have tilbagevirkende kraft).<br>En regulering af den faste tarif i forhold til havdybde, afstand til land osv. kan ikke umiddelbart anbefales for Danmark, idet det vil have en tendens til at eliminere projektudviklernes incitamenter til at finde og foreslå særligt omkostningseffektive sites.<br>Såfremt det vælges at anvende en åben dør-model for både store havmøller længere fra land og møller tættere på kysten, kan det overvejes at arbejde med 2-3 niveauer af faste tariffer, for eksempel:<br>• En fast tarif for alle koncessioner over 20 kilometer<br>• En fast tarif for alle koncessioner i afstanden 10-20 kilometer fra kysten<br>• En fast tarif for alle koncessioner indtil 10 kilometer fra kysten. |
| **Supplerende støtte** | Samme anbefaling som for single site- og multi site modellerne, det vil sige ingen supplerende støtte. |
| **Incitamenter til færdiggørelse** | Med hensyn til supplerende støtte og bodsbestemmelser er anbefalingerne de samme som for single site- og multi site modellerne. Det omfatter blandt andet en vedståelsesbod med tilhørende finansiel garantistillelse, hvilket er særlig vigtigt i en åben dør-model for at sikre, at projekter, der viser sig urealisable, ikke medfører belastninger af staten og Energinet.dk. |
| **Nettilslutnings-regime** | Det anbefales, at projektudviklerne betaler Energinet.dk eller andre leverandører for at udføre nettilslutning, da projektudviklerne selv har ansvaret for at byde ind med de pågældende geografiske sites. |

# 8.5 Øvrige rammevilkår

Dette afsnit har til formål at vurdere rammevilkår, der er uafhængige af udbudsmodellerne, men som kan have betydning for et konkret udbud af havmølleparker. Figur 8.6 illustrerer de forskellige rammevilkår, der blev identificeret i kapitel 6, herunder koncessionsstørrelse, tidsplaner for etablering, det politiske plangrundlag og graden af statslig involvering samt de potentielle løsningsmuligheder, der er identificeret inden for hvert rammevilkår.

**Figur 8.6. Øvrige rammevilkår og løsningsmuligheder**




I det følgende vurderes fordele og ulemper ved de potentielle løsningsmuligheder og, hvor det er muligt, anbefales løsningsmuligheder under de øvrige rammevilkår.

## 8.5.1 Koncessionens størrelse

Interview med de potentielle investorer viste forholdsvis entydigt, at størrelsen af en havmøllepark som minimum bør være på 200 MW af hensyn til at skabe de nødvendige stordriftsfordele i anlægs- og driftsfasen. Det hænger sammen med, at projektering af havmølleparken og installation af de første møller er en meget bekostelig affære og det generelle forhold, at de gennemsnitlige omkostninger er faldende, hvilket medvirker til at gøre parken billigere op til en meget høj kapacitetsgrænse. Fokuseringen på 200 MW-grænsen er endvidere begrundet i, at Energistyrelsen vurderer, at økonomien for havmølleparker over 200 MW er så betydelig, at disse parker bør konkurrenceudsættes via statsligt udbud.[55]

Omvendt kan havmølleparkerne blive så store, at det kan være vanskeligt at rejse kapital set i forhold til de risici, en investering i en sådan størrelsesorden indebærer. Energiselskaberne, der ofte finansierer store havmølleparker over deres egenkapital, er henvist til i betydelig grad at medfinansiere havmølleprojekter via fremmedkapital, når investeringerne kommer op i en størrelse af Anholt Havmøllepark og Kriegers Flak. Kriegers Flak er dimensioneret til 600 MW, hvilket er en betydelig størrelse sammenlignet med andre danske og internationale havmølleparker. En størrelse på 600 MW vurderes således at være noget nær det maksimale omfang for en enkelt koncession, især når der tages hensyn til, at dette udgør en meget stor del af Danmarks samlede målsætninger for havvindenergi. Medmindre Kriegers Flak opsplittes i flere koncessioner, vil det således ikke være

[55] Klima- og Energiministeriet: Rammer for kystnære møller og mindre havmølleprojekter, 2011.

muligt at tildele koncessioner for større havmølleparker til ret mange selskaber i Danmark inden 2020, selv når de kystnære møller tages i betragtning.

Den rette koncessionsstørrelse mellem 200 MW og 600 MW er et *trade-off* mellem på den ene side at udnytte stordriftsfordele og på den anden side at skabe attraktive vilkår for investorerne.

I forbindelse med større anlægsinvesteringer ses det ofte, at stordriftsfordele kan realiseres i forbindelse med optimering af processer, organisation, administration og sourcing. Af bilag C.5 fremgår det, at stordriftsfordelen ved at udbyde en 600 MW havmøllepark i forhold til at udbyde en 200 MW havmøllepark potentielt kunne reducere afregningsprisen per kWh med et sted mellem 9 og 20 øre pr kWh (2010-priser). Det synes derfor – ud fra en betragtning om stordriftsfordele – mere fordelagtigt at udbyde en 600 MW havmøllepark frem for en 200 MW havmøllepark.

På den anden side vil flere koncessioner også repræsentere flere muligheder for investorerne. De interviewede investorer har alle givet udtryk for, at det er vigtigt, at der er flere mulige investeringer, da der er en række engangsomkostninger ved at investere i et nyt marked. Et multisite-udbud med flere koncessioner vil dermed også være mere attraktivt for investorerne og give sig udslag i større konkurrence med deraf følgende lavere afregningspris.

I forhold til det prissættende britiske marked er det danske marked meget begrænset, hvorfor det anbefales at udbyde i mindre koncessioner, for eksempel to gange 300 MW, 400 MW + 200 MW eller 2 gange 300 MW, hvilket vil repræsentere flere muligheder for investorerne. De interviewede investorer har givet udtryk for, at det er vigtigt, at der er flere mulige investeringer samt en rimelig chance for at vinde mindst én koncession, da der er en række engangsomkostninger ved at investere i såvel tilbudsprocessen som opdyrkning af et nyt marked.

Fra statens synspunkt vil en opdeling i flere koncessioner give mulighed for at få nye energiselskaber ind på markedet, hvilket kan bidrage til langsigtet opbygning af øget konkurrence og spredning af risici i forhold til realisering af parkerne. Meget store koncessioner (på 400 MW og derover) vil desuden være så kapitalkrævende, at det vil begrænse interessen fra mindre energiselskaber og tvinge store energiselskaber til en betydelig grad af fremmedfinansiering. Dette kan betyde højere afkastkrav og dermed reduceres stordriftsfordelene på afregningsprisen til et væsentligst lavere niveau end angivet ovenfor.

De potentielle stordriftsfordele - herunder mulige besparelser i den del af nettilslutningen, der vedrører transformatorstationer – ved én stor koncession skal således holdes op mod de økonomiske fordele, der vil kunne realiseres gennem den øgede konkurrence som flere koncessioner tilskynder til. Ved at der udbydes større koncessioner end 200 MW, som ovenstående stordriftsfordele er beregnet i forhold til, vil stordriftsfordelene også være væsentlig mindre end de 9-20 øre/kWh. Desuden vil en del af stordriftsfordelene alligevel kunne hjemtages via driftsfællesskaber og samarbejder mellem de forskellige koncessionshavere i anlægsfasen.

Set i forhold til ovenstående stordriftsfordele ses en konkurrenceeffekt ved at opsplitte Kriegers Flak derfor som mere afgørende.

Det er dog vigtigt at bemærke, at hvis de kystnære møller tænkes ind i danske udbygningsplaner, for eksempel ved multisite-udbud, vil der være et tilsvarende mindre behov for at opsplitte Kriegers Flak.

For at sikre en konkret afvejning af stordriftsfordele overfor attraktive vilkår for projektudviklerne ved flere koncessioner foreslår Deloitte, at koncessionsstørrelsen indgår i den indledende markedsdialog med projektudviklere

### 8.5.2 Tidsplaner for etablering af park

De stramme og ufleksible tidsrammer koblet med den høje forsinkelsesbod var en af de væsentligste årsager til den manglende byderinteresse og den høje pris for etableringen af Anholt Havmøllepark. Det vil derfor ved kommende udbud af havmølleparker være formålstjenligt at operere med en mere rummelig tidsplan for etablering af havmølleparken.

På baggrund af Deloittes omfattende drøftelser med aktører på havmølleområdet er det vurderingen, at der er to væsentlige årsager til, at en stram tidsplan kan påvirke prisen i opadgående retning. Disse er:

- Manglende mulighed for indgåelse af leverandøraftaler i tilstrækkelig god tid.
- Manglende mulighed for at indpasse det givne projekt i investorens projektportefølje.

Såfremt tidsplanen betyder, at der ikke er tilstrækkelig god tid til at gennemføre forhandlinger med underleverandører, herunder også reservation af skibe, vil forhandlingspositionen forringes, hvorved anlægsomkostningerne, alt andet lige, forhøjes. Denne risiko mindskes dog, såfremt projektudvikleren har indgået mere faste rammeaftaler med underleverandørerne. På samme måde vil prisen blive presset i vejret, hvis investoren ikke har mulighed for at tænke det udbudte projekt ind i sin projektportefølje, idet muligheden for en planlægning af, hvornår det, set fra investorens synspunkt, er mest optimalt at påbegynde etableringsfasen, forringes. I en sådan situation vil investoren pålægge prisen et risikotillæg.

Beregningerne i tabel 8.5 nedenfor bekræfter ovenstående. Tabellen angiver, hvordan sandsynligheden for at få pålagt en bod ved manglende færdiggørelse i kombination med stigninger i anlægsomkostningerne ved en presset tidsramme påvirker afregningsprisen per kWh. Den med rødt markerede afregningspris på 78,1 øre/kWh er den afregningspris, der ved beregning af business casens base case i kapitel 5 er den teoretiske minimumsafregningspris ved Kriegers Flak. Hvis en halvering af den normale tidsramme ingen konsekvenser havde for anlægsomkostningerne, og den i øvrigt var mulig at realisere (dvs. der ikke ville blive udløst nogen bod), ville den hurtigere færdiggørelse alt andet være en fordel, idet parken så kunne etableres til en afregningspris på knap 4 øre mindre pr. kWh som følge af de hurtigere opnåede indtægter fra elsalget. På baggrund af vurderingerne i business casen, at det dog vurderingen, at en halvering af tidsplanen vil medføre, at anlægsinvesteringerne vil stige med mellem 5 og 15 procent (jf. bilag C). Afregningsprisen kan således under base casens forudsætninger stige til næsten 85 øre/kWh, svarende til en stigning på lidt over 8 procent.

Pålægges der samtidig projektudvikleren en bod, hvis havmølleparken ikke er færdiggjort til et bestemt tidspunkt, vil afregningsprisen stige yderligere. Fastsættelse af en sådan forsinkelsesbod skal således overvejes nøje.

**Tabel 8.5. Afregningspris ved sandsynlighed for bod og afledt stigning i anlægsinvesteringerne**

| Bodssandsynlighed (%) | Stigning i anlægsinvesteringer (%) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0% | 5% | 10% | 15% | 20% | 25% |
| 0% | 74,3 | 77,7 | 81,0 | 84,4 | 87,7 | 91,1 |
| 10% | 74,5 | 77,9 | 81,2 | 84,6 | 87,9 | 91,3 |
| 20% | 74,8 | 78,1 | 81,5 | 84,8 | 88,2 | 91,5 |
| 30% | 75,0 | 78,4 | 81,7 | 85,1 | 88,4 | 91,8 |
| 40% | 75,2 | 78,6 | 81,9 | 85,3 | 88,6 | 92,0 |
| 50% | 75,5 | 78,8 | 82,2 | 85,5 | 88,9 | 92,2 |
| 60% | 75,7 | 79,1 | 82,4 | 85,8 | 89,1 | 92,5 |
| 70% | 75,9 | 79,3 | 82,6 | 86,0 | 89,3 | 92,7 |
| 80% | 76,2 | 79,5 | 82,9 | 86,2 | 89,6 | 92,9 |
| 90% | 76,4 | 79,8 | 83,1 | 86,5 | 89,8 | 93,2 |
| 100% | 76,6 | 80,0 | 83,3 | 86,7 | 90,1 | 93,4 |

Af hensyn til at holde omkostningerne nede og sikre attraktive rammevilkår foreslår Deloitte derfor, at tidsplanerne for de fremtidige havmølleparker gøres rummelige både mht. milepæle og færdiggørelse. I forhold til hver enkelt koncession bør det dog overvejes at sætte en tidsfrist for opstilling af første mølle således, at myndighederne kan planlægge kapacitetsudbygningen i forhold til målsætningerne for vedvarende energi. Projektudviklerne har et særligt stærkt incitament til at få parken færdig, efter de har investeret store ressourcer i opstilling af den første mølle, hvorfor der ikke er det store behov for yderligere bindende tidsfrister end denne.

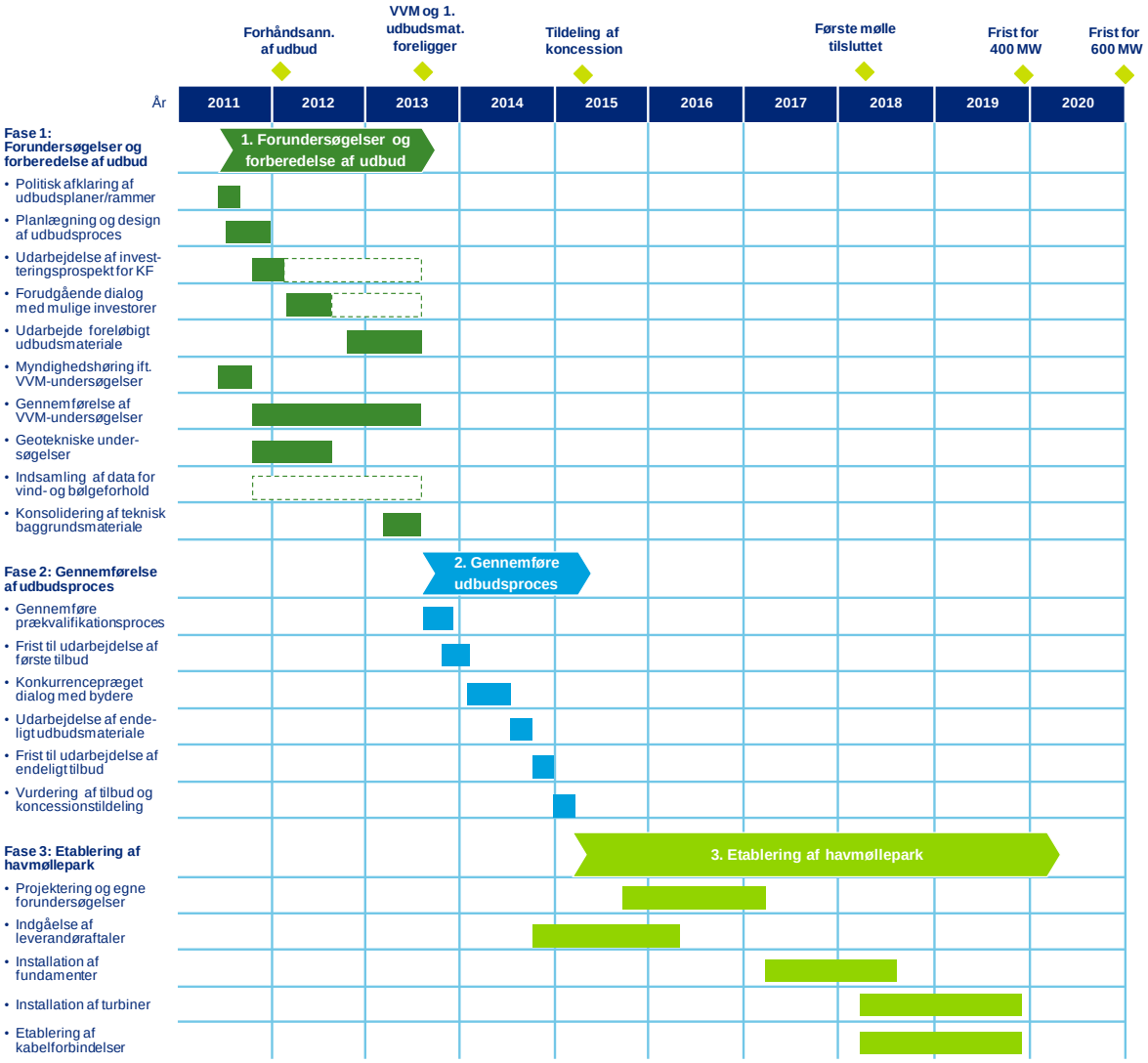
Hvis der er et konkret behov for færdiggørelse af havmølleparken inden et vist tidspunkt, bør det overvejes, at indarbejde bestemmelser således, at markante overskridelser af tidsfristen for opstilling af første mølle medfører, at vedståelsesboden forfalder til betaling. Alternativet vil være at indføre en forsinkelsesbod af overkommelig størrelse. En forsinkelsesbod bør desuden overvejes i tilfælde af, at den tilbudte tidsramme for færdiggørelse af havmølleparken indgår som tildelingskriterium. I modsat fald vil tilbudsgiverne kunne fremsætte urealistiske løfter om hurtig færdiggørelse, uden at dette får konsekvenser, hvilket ikke vil være befordrende for en efficient og gennemskuelig tildeling.

Tidsplan og konkrete milepæle kan ligesom koncessionsstørrelsen indgå i den forudgående dialog med potentielle investorer samt evt. i tildelingskriterierne.

For det specifikke udbud af Kriegers Flak er det Deloittes vurdering, at såfremt processen med forberedelse af dialog, udbud og forundersøgelser igangsættes i løbet af 2012 og koncession(er) tildeles senest i 2015, vil der være rigelig tid til, at en havmøllepark på 600 MW kan blive etableret i perioden 2018-2020. En sådan tidsramme vil være tilstrækkelig rummelig for projektudvikleren til at kunne indgå de fornødne leverandøraftaler på fornuftig vis og til at sikre den fornødne fleksibilitet i etableringsfasen forhold til indpasning med andre projekter. Et overordnet forslag til tidsplan for Kriegers Flak fremgår af figur 8.7 nedenfor.

Herudover vurderes det at være gunstigt for anlægsomkostningerne, at etablering af parken først påbegyndes efter 2015, hvor de store udbygninger af de britiske runde III havmølleparker forventes at være aftaget, hvor de store 5-7 MW havmøller forventes at være i produktion, og hvor udbudssituationen på leverandørmarkederne derfor vil være mere fordelagtig.

**Figur 8.7. Forslag til tidsplan for etablering af en havmøllepark ved Kriegers Flak**




I forbindelse med den endelige forberedelse af udbuddet ved Kriegers Flak bør der foretages en mere detaljeret projektplanlægning af de enkelte faser omfattende estimering af ressourceforbrug og vurdering af kompetencebehov i de nødvendige faser.

## 8.5.3 Politisk plangrundlag

Fastlæggelsen af det rette politiske plangrundlag for udbygningen af havmølleparker er et *trade-off* mellem, på den ene side, at signalere attraktive vilkår for de potentielle investorer og, på den anden side, ikke at binde staten over en meget lang årrække, da skift i råvarepriser eller udviklingen af teknologier for vedvarende energi muligvis vil kunne indebære mere attraktive alternativer til opnåelse af miljømålsætningerne end havvindenergi. I det følgende beskrives fem mulige niveauer

for et politisk plangrundlag. De fem niveauer vil desuden kort blive sammenholdt med udbudsmodellerne.

### Konkret plan for udbygning med havmølleparker

Den danske regering har med *Energistrategi – 2050* på området for havvind opsat en målsætning om, at Kriegers Flak på 600 MW skal udbydes. Der eksisterer derved et konkret politisk plangrundlag for den næste havmøllepark, hvilket med fordel kunne udvides i forhold til at sikre mere attraktive vilkår for investorerne.

På området for havvind er det vigtigt, at der eksisterer et politisk plangrundlag, der signalerer sikkerhed for, at der udbygges med havvind over for potentielle investorer. I interview med potentielle investorer blev de manglende danske udbygningsplaner set som en faktor, der mindskede interessen for Anholt Havmøllepark. Potentielle investorer i dette marked fastlægger typisk deres portefølje 10 år frem i tiden og giver derfor udtryk for, at de har svært ved at indpasse enkeltstående danske projekter, der udbydes med meget kort varsel. Ved at der kun er udsigt til én havmøllepark, vil investorerne have svært ved at foretage mere langsigtede beslutninger, som opsætning af et projektkontor eller kontrakter, der sikrer levering af havmølleparkers komponenter.

Der er i Danmark ikke konkrete planer for de to næste havmølleparker, men der eksisterer planer for yderligere udbygning med havvind. Af *Energistrategi – 2050* fremgår det, at der, ud over udbygningen med Krigers Flak, opføres i alt 400 MW mindre havmølleanlæg tættere på kysten end de egentlige havmølleparker, herunder blandt andet til forsøg og demonstration af nye møller, fundamenter m.v. samt til produktionsmøller. Ved at gøre disse havmølleanlæg til en mulig investering ud over Krigers Flak vil det gøre det danske marked til et mere attraktivt marked.

### 15-20 års planer for udbygning med sites/områder

15-20 års planer for udbygning med konkrete sites/områder vil ud fra ovennævnte betragtning om, at investorerne ønsker sikkerhed for de næste mulige investeringer, gøre Danmark til et mere attraktivt marked. Omvendt kan det også medvirke til, at staten låser sig fast og ikke kan reagere på uforudsete faktorer som skift i teknologi eller råvarepriser.

Hvis der fremsættes 15-20 års planer for udbygning, vil det i større grad være hensigtsmæssigt at gøre det for områder end for sites, idet staten ville skulle udpege sites, som man potentielt først efter 20 år udbygger. Chancen for, at man i mellemtiden ville kunne finde endnu mere attraktive sites eller ønsker en anden udbygning med vedvarende energi end havvind, er så stor, at det forekommer uhensigtsmæssigt at planlægge konkrete havmølleparker på navngivne sites over så lang en horisont. Det kan i højere grad overvejes at udpege områder for udbygning med havvind over de næste 15-20 år, da man derved til stadighed vil kunne finde og foreslå mere omkostningseffektive sites inden for områderne. Dette kræver naturligvis, at man skaber både et velfunderet grundlag og en bred politisk beslutning om de zoner, man vil udbyde.

Et andet muligt politisk plangrundlag er at definere specifikke størrelser på parker og det præcise år for udbygningen. Dette ville givetvis signalere en stor grad af sikkerhed for de fremtidige udbygningsplaner for investorer, og dermed gøre Danmark til et mere attraktivt marked. Omvendt kan det også medføre en uhensigtsmæssig situation for staten, da den i forhold til en så specifikt defineret udbygningsplan ikke ville kunne manøvrere i forhold til stigende råvarepriser og skift i

teknologier, og mister evnen til at manøvrere fx i forhold til at skifte til en helt anden vedvarende energi som biomasse eller solceller, såfremt de viser sig at blive billigere.

#### Udmelding af langsigtet ambitionsniveau

En udmelding af et langsigtet ambitionsniveau for et givent marked har vist sig at være et forhold, der skaber øget attraktivitet. For eksempel var de britiske udmeldinger om en 25 GW-udbygning i forbindelse med Runde III et klart signal til investorerne om, at markedet indeholdt meget store muligheder.

Sammenlignet med de ovennævnte 15-20 års planer specificeret på størrelse og tidspunkt er en udmelding af et ambitionsniveau mindre bindende. Et langsigtet ambitionsniveau vil alt efter formuleringen naturligvis have en politisk bindende karakter, men det vil give staten større mulighed for at manøvrere sammenlignet med 15-20 års planer specificeret på størrelse og tidspunkt. En udmelding af et langsigtet ambitionsniveau på baggrund af et bredt politisk mandat vil signalere en større grad af sikkerhed om den fremtidige udbygning til investorerne. Det er vigtigt for investorerne, at udmeldingen af et langsigtet ambitionsniveau er specifik for havvindenergi (og ikke blot et samlet mål for land- og havmøller), samtidig med at et udmeldt ambitionsniveau er baseret på en bred politisk aftale.

#### Sammenfatning vedrørende politisk plangrundlag

Det rette plangrundlag vil skulle ses i forhold til, hvilken udbudsmodel der vælges. Hvis der er tale om en single site model, vil det være anbefalelsesværdigt, at mindst to sites indgår i en konkret udbygningsplan. Dette vil også som minimum gøre sig gældende for en multi site model afgrænset til sites, hvor man med fordel dog kunne medtage flere sites for at udnytte de bedre konkurrenceskabende forhold i modellen, jf. afsnit 8.3. For en multi site model afgrænset til zoner og for en åben dør model vil konkrete udmeldinger i forhold til det ønskede antal havmølleparker være nødvendig for at skabe sikkerhed om den ønskede udbygning blandt byderne.

Et meget konkret signal om den fremtidige udbygning som eksempelvist specifikke udbygningsplaner med antal MW og det præcise år for udbud over en 10-15 års periode synes - ud fra et hensyn om ikke at binde staten - ikke formålstjenligt. Endvidere bør staten ikke binde sig over en meget lang årrække (fx 10-15 år) til specifikke enkeltstående sites, da chancen for at man i mellemtiden ville kunne finde endnu mere attraktive sites eller ønsker en anden udbygning af vedvarende energi end havvind, vil være relativt stor.

Omvendt vil et signal til potentielle investorer være givtigt i forhold til at skabe øget konkurrence om danske udbud af havmølleparker. Deloitte vurderer det således formålstjenligt, at der udmeldes et langsigtet ambitionsniveau for udbygningen med havvind. En sådan udmelding behøver ikke være en fastlagt model til 2050, men det vil signalere en klar retning for investorerne. Dette vil sammen med målsætningerne om udbygning med vedvarende energi signalere større sikkerhed for potentielle energiselskabers investering i Danmark.

### 8.5.4 Graden af statslig involvering

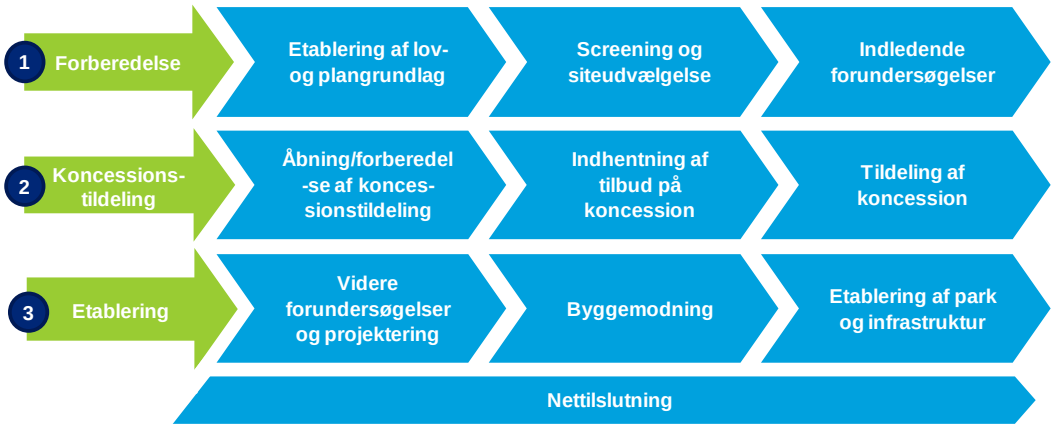
En central overvejelse ved udbud af store havmølleparker er, hvilken grad af statslig involvering der bør være. I det følgende analyseres og vurderes centrale mulige snitflader mellem projektud-

vikler og stat, herunder fordele og ulemper ved, at staten spiller en mere aktiv rolle med henblik på at understøtte udbygningen.

Forskellig grader af statslig involvering kan belyses ud fra statens rolle i forskellige faser af et havmølleprojekt. Figur 8.8 illustrerer de overordnede faser af et havmølleprojekt, der vil blive anvendt i vurderingen af fordele og ulemper ved statslig involvering.

I første hovedfase *forberedelse* vil staten etablere lovgrundlaget, hvorefter sites screenes, og de indledende forundersøgelser gennemføres. I den anden hovedfase *koncessionstildeling* gennemføres udbudsproceduren; tilbud bliver indhentet, og koncessionen bliver tildelt. I tredje hovedfase *etablering* påbegyndes den egentlige projektering og etablering af parken, og sideløbende bliver nettilslutningen udført.

**Figur 8.8. Tre overordnede faser i gennemførelsen af et havmølleprojekt**




I nedenstående vurdering af fordele og ulemper ved forskellige grader af statslig involvering er statens involvering i udbuds- og ansøgningsprocedurer for tildelingen af koncession (fase 2 koncessionstildeling) udeladt. Dette begrundes med, at der i udbudsprocedurerne, for eksempel offentligt udbud eller konkurrencepræget dialog, allerede er klart definerede myndighedsroller for staten.[56] Vurderingen af graden af statslig involvering fokuserer derfor på de to øvrige hovedfaser: (1) statslig involvering i forberedelsesfasen og (2) statens rolle i forbindelse med projektudvikling i etableringsfasen, herunder nettilslutning.

## Statslig involvering i forberedelsesfasen

I tidligere danske udbud har det været staten, der på baggrund af en indledende screening har udvalgt havmøllearealet. Endvidere har staten haft forskellig grad af involvering i forhold til de indledende forundersøgelser. I forlængelse heraf vil der i det følgende blive foretaget en vurdering af fordele og ulemper ved forskellige grader af statslig involvering i henholdsvis fasen med screening og siteudvælgelse og fasen med indledende forundersøgelser.

[56] For en uddybende beskrivelse af de forskellige udbudsprocedurer henvises til bilag E.

### Screening og siteudvælgelse

I Danmark er der hidtil anvendt en singlesite-udbudsmodel, hvorefter screening og siteudvælgelse gennemføres af staten. Et udvalg nedsat af Energistyrelsen har i rapporten *Fremtidens havmølleplaceringer – 2025* defineret syv sites, der i prioriteret rækkefølge anbefales til fremtidige udbud. De syv sites er udvalgt på baggrund af en række økonomiske og faglige vurderinger, hvor der lægges vægt på havdybde, afstand til kyst og mulige netløsninger samt vindforhold. Udvalget har repræsentanter fra Energistyrelsen, Risø DTU, Søfartsstyrelsen, Naturstyrelsen (tidligere Skov- og Naturstyrelsen) og Energinet.dk. Udvalget er således bredt sammensat og repræsenterer faglig ekspertise fra en række områder.

På trods af den faglige ekspertise og de underliggende økonomiske vurderinger kan det ikke udelukkes, at private projektudviklere vil være i stand til at identificere og foreslå sites, der er mere omkostningseffektive og samfundsøkonomisk fordelagtige end nogle af de foreslåede sites i *Fremtidens Havmølleplaceringer - 2025*. Flere at de interviewede aktører giver således udtryk for, at de identificerede sites langt fra indeholder en udtømmende liste over mulighederne for omkostningseffektive sites, og at det især i afstanden 10-20 kilometer fra kysten vil være muligt at finde sites, der er mere omkostningseffektive.

Fordele og ulemper ved, at staten udvælger og foreslår sites, afhænger af den givne udbudsmodel. Hvis staten udvælger og foreslår sites, vil der være tale om en singlesite- eller multisite-model afgrænset til bestemte sites og størrelser. Hvis projektudvikleren udvælger og foreslår sites, kan der være tale om henholdsvis en åben dør-model, hvor projektudvikleren selv identificerer sitet, eller en multisite-model afgrænset til bestemte zoner.

Hvis der arbejdes videre med en singlesite-model eller en multisite-model afgrænset til bestemte sites og størrelser, vil forudsætningen for disse modeller være, at de(t) udbudte site(s) er identificeret af staten på forhånd og dernæst udbudt til interesserede projektudviklere. Afstandskravet til opsætning af havmøller bør i så fald revurderes, og det bør overvejes at gennemføre en landsdækkende undersøgelse og screening af mulige sites i den 10-20 kilometer-zone, der ligger mellem den nuværende zone for kystnære møller (op til 10 kilometer for land) og den nuværende zone for de store havmølleparker (mindst 15 kilometer fra land). Særligt vil der være gode muligheder for at identificere nye mulige sites i Nordsøen.[57] Denne landsdækkende undersøgelse skal sikre, at det er de bedste sites, der udvælges og udbygges.

Hvis der omvendt arbejdes videre med en multisite-model eller åben dør model afgrænset til bestemte zoner, bør det overvejes at overlade screening og siteudvælgelse til de private projektudviklere. Dette vil kunne ske med afsæt i et rationale om, at decentral tilvejebringelse af viden på baggrund af økonomiske incitamenter til at finde profitable sites forventeligt vil kunne sikre en billigere og mere dækkende kortlægning.

### Indledende forundersøgelser

Indledende forundersøgelser er på baggrund af tidligere udbud og samtaler med projektudviklere og interessenter defineret til at omfatte følgende: vurdering af virkninger på miljøet (VVM-

[57] Det EU-finansierede projekt *Windspeed* har afdækket, at der er særligt gunstige forhold i Nordsøen set i forhold til andre havområder i Europa.

redegørelse), geotekniske undersøgelser (herunder en indledende geofysisk undersøgelse) og målinger af vind- og bølgeforhold.

Det er umiddelbart en fordel, at forundersøgelserne gennemføres af staten og stilles til rådighed for alle potentielle investorer, da de hermed stilles lige, i stedet for at de hver især gennemfører deres egne forundersøgelser.

Flere af de interviewede investorer har desuden udtrykt tilfredshed med, at VVM-redegørelsen blev foretaget af staten i forbindelse med Anholt-udbuddet[58], idet det nedsætter risikoen for, at der efter tildeling af koncessionen opstår problemer i forhold til miljøhensyn, jf. afsnit 2.4.3.

En betydelig del af forundersøgelserne i Anholt-udbuddet, herunder VVM-redegørelsen og dele af de geotekniske undersøgelser, blev foretaget sideløbende med bydernes udarbejdelse af tilbud. Dette har ifølge flere af investorerne været problematisk, da investorerne ikke har haft det fornødne informationsgrundlag på det rette tidspunkt i tilbudsprocessen. Endvidere understregede flere investorer, at undersøgelserne ikke var tilstrækkelig omfattende og detaljerede. For eksempel gav de geotekniske undersøgelser ifølge investorerne ikke tilstrækkelige data til at afklare usikkerheden omkring bundforholdene ved Anholt. Desuden blev der ikke i tilstrækkelig grad udført bølge- og vindmålinger på sitet, hvilket ifølge investorerne fremadrettet bør gives højere prioritet og indgå i det samlede forundersøgelsesgrundlag.

I en singlesite- eller multisite-udbudsmodel med pris som det centrale tildelingskriterium er det helt afgørende, at de potentielle bydere har et fornødent informationsgrundlag, da byderne alternativt vil omregne usikkerhederne omkring de fysiske forhold til en risikopræmie, der forøger budprisen.

Deloitte vurderer ud fra interview med energiselskaber, at der afsættes en reserve på op til 20 procent af en havmølleparks samlede kapitalomkostninger med henblik på dækning for diverse risici og usikkerheder. Ud af en havmølleparkinvestering på 10 mia. kr. vil den usikkerhedsrelaterede reserve således i dette tilfælde være helt op til 2 mia. kr. Denne reserve vil kunne nedjusteres, i takt med at en række af de fysiske forhold afklares.

I forhold til for eksempel bundforhold viser Deloittes business case beregninger af forholdene ved Krigers Flak, at kapitalomkostningerne, i tilfælde af problematiske bundforhold, vil kunne forøges med 632 mio. kr. Det vil sige, at hvis staten foretager geotekniske undersøgelser, der afdækker gode bundforhold på Krigers Flak,[59] og dermed fratager denne risiko fra projektudvikleren, vil den usikkerhedsrelaterede reserve kunne nedsættes med op til 632 mio. kr., svarende til en reduktion af

[58] Ved udbuddet af Anholt Havmøllepark bestod forundersøgelserne af en VVM-redegørelse samt af geofysiske og geotekniske undersøgelser, der beskrev havbunden ved den foreslåede placering. Havbundsundersøgelserne skulle detaljeres i en grad, der gjorde det muligt at fastlægge den relevante fundamenttype, men ikke de eksakte placeringer af møllerne. Endvidere skulle havbunden beskrives for en alternativ placering (Energistyrelsen: *Beskrivelse af forundersøgelser af en 400 MW havmøllepark i Kattegat mellem Djursland og Anholt*, 2008). Energinet.dk havde endvidere udlagt en ADCP-strøm- og bølgemåler i projektområdet, og vinddata for Anholt 1999-2008 blev målt af DMI.

[59] Hvis de geotekniske undersøgelser omvendt afslører dårlige bundforhold, vil kapitalomkostninger stadig forøges med 632 mio. kr.

afregningsprisen på cirka 5 procent. Dette er en betragtelig fordel ved, at staten tilvejebringer de geotekniske undersøgelser, der er vurderet til en udgift på 20-30 mio. kr.

På baggrund af interview med flere energiselskaber og interessenter vurderer Deloitte, at fyldestgørende forundersøgelser samlet set vil beløbe sig til omkring 47 mio. kr.[60] Dette er en merudgift på cirka 17 mio. kr. i forhold til Anholt-forundersøgelserne[61], hvilket må siges at være en begrænset merudgift i forhold til størrelsen af den risikopræmie, som fyldestgørende undersøgelser kan være med til at nedbringe. I et givent havmølleprojekt vil der naturligvis stadig være en risikopræmie efter afklaringen af alle fysiske forhold, men hvis informationsgrundlaget er tilstrækkeligt, kan præmien nedsættes markant, hvilket vil få direkte betydning for budprisen.

I de tilfælde hvor staten udvælger sites kan det således anbefales, at staten forestår og gennemfører fyldestgørende forundersøgelser, herunder VVM-undersøgelser, geotekniske undersøgelser og målinger af vind- og bølgeforhold, og at de offentliggøres i tilstrækkelig tid til at give potentielle bydere et godt grundlag for at anvende målingsdata som grundlag for deres tilbud.

Fremadrettet bør de geotekniske undersøgelser i den indledende forundersøgelsesfase på baggrund af en initial geofysisk undersøgelse og geotekniske stikprøveboringer tilvejebringe et overordnet og retvisende billede af bundforholdene.[62] Endvidere bør der opsættes målestationer på de relevante sites, så data om vind- og bølgeforhold kan indsamles. I forhold til Krigers Flak, der ifølge regeringens *Energistrategi – 2050* skal udbydes med idriftsættelse 2018-2020, kan det dog ikke umiddelbart betale sig med særskilte målestationer på det relevante site, da en stor mængde data kan tilvejebringes via den tyske målestation FINO.

I de tilfælde hvor projektudviklerne selv udvælger sites (multi site udbudsrunder indenfor geografiske zoner eller åben dør model) foreslås det, at projektudviklerne tager ansvar for at gennemføre indledende forundersøgelser på de foreslåede sites. Det vil dog være hensigtsmæssigt, at staten indledningsvis har foretaget en screening af de geografiske zoner, der er genstand for udbudsrunden eller ansøgningerne, især mhp. indkredsning af områder indenfor hvilke, opstilling af havmøller ikke umiddelbart forventes uforenelige med miljøhensyn eller andre konfliktende arealinteresser. I forhold til multi site udbudsrunder kan det endvidere overvejes, at staten og projektudviklerne i fællesskab gennemfører og finansierer efterfølgende VVM-vurderinger af de sites, som har opnået betingede koncessioner.

### Statens rolle i forbindelse med projektudvikling i etableringsfasen

Der er tre overordnede niveauer for statens involvering i projektudvikling og etableringsfasen:

[60] De 47 mio. er det centrale estimat for et spænd mellem 35 og 59 millioner. Spændet er sammenlagt af følgende oplyste priser på de enkelte forundersøgelser: 10-20 mio. for vindkraftmålinger, 2-4 mio. for bølgekraftmåling, 20-30 mio. for de geotekniske undersøgelser og 3-5 millioner for VVM-redegørelsen.

[61] Energistyrelsen har oplyst, at VVM og forundersøgelser til Anholt-udbuddet beløb sig til 30 millioner kroner.

[62] Når den egentlige etableringsfase indledes af bygherren, vil der skulle gennemføres mere omfattende forundersøgelser, jf. figur 8.1. Disse omfatter geotekniske boringer på hvert enkelt sted, hvor der skal stå et havmøllefundament.

1. Staten udfører, finansierer og garanterer for nettilslutning: Dette er den grad af statslig involvering, der har været i etableringsfasen ved udbuddet af Anholt Havmøllepark.

2. Staten projekterer og byggemodner: Staten har hermed ansvar for projektering af parken og opstilling af fundamenter, men overlader etableringen af havmøllerne (opstilling og kabelforbindelse af turbiner) til den private projektudvikler, der således overtager det byggemodnede site.

3. Staten projektudvikler og etablerer havmølleparken: Staten er dermed bygherre og sælger herefter parken videre.

Fordele og ulemper ved de tre forskellige grader af statslig involvering vurderes i nedenstående. Endvidere vurderes to statslige grader af involvering ud over projekterings- og etableringsfasen i form af:

- Staten fungerer som operatør af havmølleparken.
- Staten indgår i havmølleprojekter som passiv medinvestor.

### Staten etablerer nettilslutning

Nettilslutning omfatter etablering og drift af transformerplatform og kabler, der kan bringe strømmen fra havmølleparken ind i det overordnede elnet på land. I Danmark er det Energinet.dk, der står for udførelsen af nettilslutning.

Der er flere forhold, der gør, at statslig etablering af nettilslutning er en fordelagtig grad af statslig involvering:

- Det nedsætter risikoen for byderne.
- Det øger attraktiviteten af det danske marked.
- Det vil ikke være billigere, at projektudvikleren udfører nettilslutningen.

Alle potentielle bydere fremhæver, at den finansielle garanti for nettilslutning er et væsentligt forhold, der nedsætter risikoen for investorerne. Endvidere signalerer garantien for nettilslutning over for potentielle bydere, at det givne projekt *vil* blive realiseret. For byderne er det således en stor fordel, at nettilslutning er garanteret af staten.

At den danske stat udfører, finansierer og garanterer nettilslutning bidrager desuden til, at Danmark er et attraktivt marked for projektudviklere i forhold til konkurrerende markeder, da de private projektudviklere i for eksempel Holland og Storbritannien selv skal betale for nettilslutning. [63]

Energinet.dk, der står for nettilslutning af havmølleparker, har stor erfaring og gode kompetencer i forhold til nettilslutning. Hvis en projektudvikler selv skulle udføre nettilslutningen, ville det derfor sandsynligvis blive dyrere og overvæltet i en merpris på den tilbudte afregningspris, der mere

[63] I Tyskland betaler og garanterer staten for udførelsen af havmølleprojekter påbegyndt før 2015.

end overstiger omkostningerne for Energinet.dk ved at gennemføre og garantere nettilslutningen. Nettilslutningen udgør typisk 15-25 procent af en havmølleparks samlede omkostninger.[64] Til sammenligning udgør Energinet.dk's budget for nettilslutning til Anholt Havmøllepark 1,3 mia. kr., hvilket svarer til rundt regnet 10 procent af de samlede anlægsomkostninger for Anholt Havmøllepark.

Det kan således anbefales, at staten etablerer nettilslutningen, hvis staten på forhånd har udvalgt det konkrete site. Hvis der dog anvendes en multi site model afgrænset til zoner eller en åben dør model, hvor projektudvikleren selv skal screene og foreslå sites, vil det være mest hensigtsmæssigt, at projektudvikleren også etablerer nettilslutningen.[65] Hvis staten skulle påtage sig ansvaret for nettilslutningen, ville det være nødvendigt for myndighederne at foretage en vurdering af nettilslutningsmulighederne og omkostningerne for alle de tilbudte/ansøgte sites, hvilket vil være ressourcekrævende og risikabelt.

### Staten gennemfører projektering og byggemodning

At staten projekterer og byggemodner vil sige, at staten håndterer de videre forundersøgelser og projektering, jf. figur 8.1, og opstiller fundamenter og klargør til opsætning af havmøller. Den endelige opsætning af møller vil herefter skulle overlades til markedsaktører. Det vil sige, at et statsligt driftsselskab som eksempelvis Energinet.dk varetager opgaven og herunder udbyder store dele til underleverandører af fundamentkonstruktioner og installationsskibe.

At staten byggemodner er en fordel, fordi det derved sikres, at byggemodning foretages i henhold til den ønskede kapacitetsudbygning. At staten gennemfører projektering og byggemodning indebærer dog også væsentlige ulemper:

- Man kan herved skabe en risiko for en konkurrenceforvridende situation.
- Vigtige synergieffekter i etableringsfasen vil gå tabt.
- Staten vil skulle bære en stor risiko.
- Staten vil alligevel skulle udbyde en meget stor del af opgaverne til underleverandører.

At staten opstiller fundamenter kan potentielt skabe en konkurrenceforvridende situation, idet der er risiko for, at de opstillede fundamenter givetvis ikke vil passe til alle typer havmøller. En del af havmølleleverandørerne vil dermed kunne opnå en konkurrencefordel.

En anden ulempe er, at vigtige synergieffekter i etableringsfasen vil gå tabt. Der er betragtelige synergieffekter ved at projektere havmøller og fundamenter som et integreret system. Ved at skille etablering af fundamenter fra etablering af havmøller vil denne projektering blive vanskeliggjort. I udbuddet af Anholt Havmøllepark var det defineret, hvor mange møller der måtte opstilles, men

[64] Jf. *Baggrundsrapport 2*.

[65] Det kan stadig være Energinet.dk, der etablerer nettilslutningen, men så skal projektudvikleren kompensere herfor.

opstillingsmønstret skulle defineres af koncessionshaver. [66] Koncessionshaver kunne derved selv bestemme mølletype og placeringen i forhold til optimal udnyttelse af vindforholdene.

Staten vil endvidere løbe en ikke ubetydelig risiko, idet opstilling af fundamenter typisk udgør mellem 15 og 25 procent af en samlet havmølleparks omkostninger. Hvis det dernæst er svært at finde private projektudviklere til at etablere havmøllerne, vil staten potentielt set kunne blive presset på prisen eller i den værst tænkelige situation ikke lykkes med at finde en leverandør til at sætte havmøllerne op.

Endvidere vil den egentlige fysiske etablering af fundamenter m.v. skulle foretages af markedsaktører, hvorfor staten alligevel skal udbyde en række opgaver til underleverandører. Dette kræver indsigt og markedskendskab, som private projektudviklere har bedre forudsætninger for. En situation, hvor den samlede opgave udbydes til én projektudvikler, der dernæst køber leverandører ind, er dermed at foretrække.

En grad af statslig involvering, hvor staten sørger for projektering og byggemodning og derefter overlader færdigetableringen til private aktører, kan således ikke anbefales.

### Staten projektudvikler og etablerer parken

Et alternativ til den nuværende udbudsmodel kunne være at lade et statsselskab stå for hele opførelsen af havmølleparken. Parken kunne så sælges videre efter etablering.

Fordelen ved en model, hvor staten projektudvikler og etablerer parken, er, at man dermed ikke er afhængig af udbuddet af havmøllekapacitet fra projektudviklernes side. Endvidere vil man have en garanti for, at den nødvendige kapital kan rejses, og at den politisk besluttede kapacitetsudbygning med sikkerhed vil finde sted. Et statsligt selskab vil givetvis have et mindre profitkrav end private selskaber, hvorfor det umiddelbart kunne tænkes at afføde en lavere pris på havmølleparken. Der er dog væsentlige ulemper ved, at staten etablerer parken, som det er nødvendigt at indregne, og som vil fordyre et givent havmølleprojekt:

- Man vil ikke få gavn af konkurrencen mellem private projektudviklere.
- Det vil være svært at rekruttere og fastholde de omfattende kompetencer, staten vil skulle bruge for at løfte opgaven.
- Staten og dermed forbrugerne vil påtage sig en stor risiko for uforudsete omkostninger i milliardklassen, som den enten vil skulle bære eller forsikre sig imod.

Hvis staten projektudvikler og etablerer parker, vil Danmark også være en tilsvarende mindre attraktiv investering for energiselskaberne. De interviewede investorer lagde netop vægt på, at det er vigtigt, at man kan planlægge efter flere fremtidige potentielle investeringer, så man kan indpasse disse i porteføljen.

[66] Energistyrelsen: *Betingelser for offentligt udbud om Anholt Havmøllepark*, 30. april 2009.

Endvidere er der i Europa etableret en rimelig konkurrence mellem energiselskaberne om at byde ind på etablering af havmøllearealer. Hvis tilsvarende konkurrence kan etableres i Danmark, vil det have positive effekter for prisen på udviklingen af et dansk havmølleareal, for eksempel Kriegers Flak. Netop Kriegers Flak repræsenterer et interessant havmølleareal for projektudviklerne. Det er således sandsynligt, at store tyske og svenske energiselskaber på havmølleområdet vil have særlige interesser i at byde på en havmøllepark ved Kriegers Flak på grund af deres erfaringer med dette område og mulighed for synergieffekter i forhold til deres øvrige koncessioner på den tyske og svenske del af flakket. Den endelige grad af konkurrence afhænger naturligvis af, hvordan udbudsbetingelser m.v. tilrettelægges, men umiddelbart ville det ikke være en fordel for staten selv at etablere Kriegers Flak, da der potentielt er store gevinster at hente i form af en lavere pris på baggrund af konkurrencen mellem energiselskaberne.

Som det tidligere er beskrevet, vil den danske udbygning med havvind ikke kunne matche den tyske eller den britiske udbygning i størrelse. I Danmark vil vi i stedet udbygge havvindkapaciteten med flere års mellemrum.[67] De lange pauser mellem etablering af havmølleparker kan udvikle sig til en anden ulempe, ved at et statsligt selskab etablerer parken, da dette selskab vil have svært ved at rekruttere og fastholde de omfattende og specifikke kompetencer, det kræver at udføre så omfattende forsynings- og infrastrukturprojekter som etablering af havmølleparker.

Endvidere er en havmøllepark så stor en investering, at det samtidig repræsenterer en betydelig risiko. Et havmølleprojekt kan potentielt indebære uforudsete omkostninger i milliardklassen med deraf følgende risiko for udsving i priserne for elforbrugerne. Om staten bør løbe denne risiko bør nøje overvejes i forhold til den makroøkonomiske udvikling.

I en økonomisk situation, hvor konkurrencen mellem projektudviklere med interesse i danske udbud er begrænset, kan det ikke afvises, at det potentielt kunne være en fordel, at staten løber denne risiko. Det er særligt den store britiske udbygning, der har gjort, at projektudviklernes portefølje er blevet fyldt, men i takt med at projektudviklerne får et nyt overskud i deres porteføljer, er det også sandsynligt, at interessen for danske udbud vil blive større. Hvis et statsejet selskab i en sådan situation har defineret den danske havmølleudbygning, vil man ikke kunne høste fordelene ved de fremtidige forbedrede konkurrenceforhold mellem projektudviklerne.

Endvidere er det værd at nævne, at staten i forvejen ejer 76 procent af DONG, hvorfor det kan virke uhensigtsmæssigt at etablere et nyt statsligt selskab med ansvar for etablering af havmølleparker.

Det kan således ikke anbefales, at staten overtager den fulde opgave omkring projektudviklingen af danske havmølleparker.

### Staten som operatør

Staten som operatør af havmølleparker er en anden mulig grad af statslig involvering. Fordelen vil være, at staten herved ikke er afhængig af energiselskabernes efterspørgsel efter at operere havmølleanlæg. Fordelen kan dog også ses som en ulempe, idet et statsligt selskab påtager sig en op-

[67] For eksempel gik der fra offentliggørelse af Rødsand-udbuddet til offentliggørelse af Anholt-udbuddet cirka fire et halvt år.

gave (produktion af el), som er kerneforretning for energiselskaber, og hvor konkurrencen derfor også er tilsvarende god.

En anden væsentlig ulempe er, at staten ikke har kompetencer i forhold til at drive havmølleparker og først vil skulle oparbejde disse kompetencer. En involvering af staten som operatør kan dermed ikke anbefales. De indsamlede internationale erfaringer og interview med potentielle investorer og interessenter har ydermere ikke peget på dette som et reelt alternativ til, at markedsaktører varetager driften af havmølleparkerne.

#### Staten som passiv medinvestor

En anden mulig grad af statslig involvering er staten som passiv medinvestor, som man for eksempel kender det fra efterforskning og produktion af olie og naturgas. Fordelen ved dette er, at staten vil kunne stille billig kapital til rådighed, og det vil nedsætte projektudviklerens risiko betragteligt. Ulempen er, at staten herved også påtager sig en stor risiko, hvis der opstår problemer med det givne havmølleprojekt. Endvidere kan staten som pasiv medinvestor medføre en konkurrenceforvridende situation, der potentielt vil være i konflikt med reglerne om statsstøtte.

Det tyder på, at finansielle investorer i fremtiden i større grad vil gå ind i havmølleprojekter og hermed afhjælpe projektudviklerne i forhold til finansiering.[68] Da der således tilsyneladende er privat risikovillig kapital til rådighed for havmølleprojekter, synes det ikke umiddelbart hverken nødvendigt eller formålstjenligt, at staten indgår i en rolle som passiv medinvestor.

### 8.5.5 Sammenfatning vedrørende mulig statslig involvering

På baggrund af ovenstående vurdering kan der anbefales følgende i forhold til statens involvering i forskellige faser af et havmølleprojekt:

#### Forberedelsesfasen

Deloitte foreslår, at de indledende forundersøgelser – VVM, indledende geotekniske undersøgelser og målinger af vind- og bølgeforhold – udføres af staten, når udbuddet gennemføres efter en single site model. Tilvejebringelsen af det fornødne informationsgrundlag har karakter af et kollektivt gode, der bedst varetages samlet af staten frem for, at hver enkelt investor forsøger at fremskaffe det individuelt. Yderligere fordele er, at alle bydere dermed stilles lige, samt at det reducerer deres risikopræmie og dermed budprisen under forudsætning af, at statens forundersøgelser er tilstrækkeligt detaljerede og rettidige.

I de tilfælde hvor projektudviklerne selv udvælger sites (multi site udbudsrunder indenfor geografiske zoner eller åben dør model) foreslås det, at projektudviklerne tager ansvar for at gennemføre indledende forundersøgelser på de foreslåede sites. De vil dog være hensigtsmæssigt, at staten indledningsvis har foretaget en screening af de geografiske zoner, der er genstand for udbudsrunden eller ansøgningerne, især mhp. indkredsning af områder indenfor hvilke, opstilling af havmøller ikke umiddelbart forventes uforenelige med miljøhensyn eller andre konfliktende arealinteresser. I forhold til multi site udbudsrunder kan det endvidere overvejes, at staten og projektudviklerne i

[68] Senest ved PensionDanmarks og PKA's opkøb af halvdelen af Anholt Havmøllepark.

fællesskab gennemfører og finansierer efterfølgende VVM-vurderinger af de sites, som har opnået betingede koncessioner.

### Etableringsfasen

Deloitte vurderer ikke, at det vil være formålstjenligt at lade staten være ansvarlig for projektering og byggemodning. Ulemperne vil være, at det kan føre til en konkurrenceforvridende situation samt at vigtige synergier i etableringsfasen går tabt. Endvidere vil staten påtage sig en betydelig risiko samtidigt med, at staten under alle omstændigheder vil skulle udbyde store dele af opgaverne i forbindelse med byggemodning. Såvel udførelsen af projektering og byggemodning som udbuddet af store dele af opgaverne kræver desuden projekt- og markedsindsigter, som staten, herunder energinet.dk, ikke nødvendigvis råder over.

Deloitte vurderer heller ikke, at det vil være formålstjenligt, at staten påtager sig den fulde etablering af de fremtidige havmølleparker, eftersom det vil hæmme konkurrencen mellem private projektudviklere på markedet. Desuden vil det være vanskeligt at rekruttere og fastholde de nødvendige kompetencer. Endelig vil staten dermed påtage sig hele risikoen for etableringen af havmølleparkerne med deraf følgende risiko for udsving i priserne for elforbrugerne, hvis omkostningerne bliver højere end forventet. Der er ingen grund til at formode, at staten skulle kunne løse etableringsopgaven mere omkostningseffektivt og dermed være bedre til at bære risikoen end et privat marked for projektudvikling, hvor afkastkravene i stedet søges begrænset gennem stimulering af konkurrencen.

Deloitte foreslår, at staten som udgangspunkt udfører og finansierer nettilslutning, da det nedsætter risikoen for byderne, øger attraktiviteten af det danske marked og er billigere end hvis projektudvikleren gør det. I de tilfælde hvor projektudvikleren udvælger sites (multi site udbudsrunder indenfor geografiske zoner eller åben dør-model), anbefales det imidlertid, at projektudvikleren betaler Energinet.dk eller andre leverandører for at udføre nettilslutning, da projektudviklerne selv har ansvaret for at byde ind med de pågældende sites.

Mht. yderligere grader af statslig involvering (operatør/medinvestor) vurderer Deloitte, at:

- Det vil ikke være formålstjenligt, at staten er driftsoperatør, da staten vil konkurrere på et område, hvor der er gode konkurrenceforhold og kompetencer, som staten ikke kan matche.

- Det vil ikke være formålstjenligt, at staten er passiv medinvestor, dels fordi det kan føre til en konkurrenceforvridende situation, der potentielt vil være i konflikt med reglerne om statsstøtte, dels fordi flere potentielle investorer er på vej ind i finansieringen af havmølleparker, hvorfor der ikke er nogen begrundet forventning om, at der vil være mangel på risikovillig kapital.

# 9. Sammenfattende vurdering

Deloitte har forslået tre udbudsmodeller, der hver især vurderes egnede til at understøtte den fremtidige udbygning af havmøller i Danmark, såfremt de bygges op på grundlag af de anbefalede rammevilkår.

Hvilken udbudsmodel der er mest egnet i en dansk sammenhæng afhænger af en række præferencer og variable baggrundsbetingelser, der kan sammenfattes i nedenstående:

- Afvejningen mellem forskellige vurderingskriterier: (1) sikre tilstrækkelig og passende kapacitetsudbygning, (2) sikre attraktive, konkurrencefremmende vilkår og (3) sikre lavest mulige omkostninger for staten og elforbrugerne.

- De til enhver tid gældende målsætninger for, og efterspørgslen efter, havmøllekapacitet i Danmark, herunder antallet og størrelsen af sites, der ønskes etableret indenfor en given tidshorisont.

- Graden af konkurrence på markedet for etablering af havmøller.

- Graden af konkurrencen fra alternative EU-markeder med attraktive støtteordninger.

- Graden af usikkerhed omkring omkostningerne ved etablering af havmøller.

Eftersom både præferencerne og baggrundsbetingelserne vil kunne ændre sig over tid, kan der ikke gives en entydig anbefaling til valget af én model frem for de øvrige. Dog fremstår åben dørmodellen som den mindst egnede, så længe de danske målsætninger for udbygning af havmølleparker er begrænset til relativt få sites indenfor den aktuelle planlægningshorisont.

Som det fremgår af ovenstående analyser samt nedenstående tabel 9.1-9.3 med tværgående vurdering af modellernes fordele og ulemper indenfor de tre centrale vurderingskriterier, kan der drages følgende konklusioner:

- Single site og multi site modellen står stærkest i forhold til at sikre tilstrækkelig og passende kapacitetsudbygning, hvoraf single site er mest velegnet, hvis behovet er begrænset til få havmølleparker med mange års mellemrum, mens multi site er mere velegnet, hvis der skal ske en betydelig udvidelse af den danske havmøllekapacitet på flere forskellige sites (gerne 5-10 sites) indenfor få år. Sidstnævnte kan blive aktuelt, hvis udbygningshastigheden ønskes øget, eller hvis kystnære møller inddrages i en multi site udbudsrunde.

- Multi site modellen står som udgangspunkt stærkere end single site modellen i forhold til at sikre attraktive, konkurrencefremmende vilkår og lavest mulige omkostninger for staten og elforbrugerne. Multi site udbud indenfor geografiske zoner er således mere attraktiv for en bredere kreds af investorer qua den åbne markedsmodel, hvor der er flere forskellige muligheder for at byde ind med sites, der kan skabe synergier i projektporteføljen, og hvor der er større mulighed for at vinde en koncession. Muligheden for at byde ind med mere omkostningseffektive sites end de sites staten på forhånd har udpeget via havmølleudvalget er et andet aspekt ved denne model, der på sigt vil kunne bidrage til at skabe lavere priser for elforbrugerne.

- Multi site udbud indenfor geografiske zoner har dog den ulempe i forhold til single site modellen, at projektudviklerne vil opleve større risici i forhold til nettilslutningen samt i forhold til opnåelse af miljøgodkendelse på baggrund af en VVM-redegørelse i forlængelse af udbudsrunden. Deloitte vurderer, at det er centralt for multi site modellens effektivitet og de resulterende priser, at staten gennemfører en generel indledende screening af de zoner, der skal indgå i udbudsrunden, samt at der findes en pragmatisk løsning på efterfølgende VVM-producerer, eventuelt inspireret af måden dette har været håndteret på i den britiske udbudsrunde III.

- Åben dør-modellen er som udgangspunkt attraktiv for investorerne og indebærer lave transaktionsomkostninger, men har en række andre afgørende ulemper i forhold til de to øvrige modeller. For det første er det vanskeligt at styre kapacitetsudbygningen under en åben dør-model, idet der som udgangspunkt ikke er nogen kontrol med, hvor meget havmøllekapacitet der bygges, og hvornår (udover et eventuelt samlet loft over kapaciteten). For det andet indebærer en åben dør-model med fixed feed-in tariff en særlig risiko for samfundsøkonomisk suboptimering i det tilfælde, at kapacitetsloftet er så lavt, at der kun skal etableres ganske få sites. Her kan der opstå et forhandlingsspil mellem staten og de private projektudviklere omkring den ensartede tarif, hvor der ikke bliver etableret sites, før staten har hævet tariffen til niveau, der risikerer at blive højere end gennemsnittet af de tariffer, der alternativt ville fremkomme ved enkeltstående udbud.

Det følger af ovenstående, at åben dør-modellen næppe vil være egnet givet det relativt begrænsede antal sites for havmøller, der er udsigt til i Danmark. Det vil derfor være mest oplagt at anvende enten en multi site eller en single site model.

**Tabel 9.1. Tværgående vurdering af modellerne ift. kriteriet om passende kapacitetsudbygning**

| | **Single site model med tildeling pba. pris og andre kriterier, aftalt fast tarif og statslig finansieret nettilsutning** | **Multi site model afgrænset til zoner, pris og andre tild.kriterier, aftalt tarif og egenfinansiering af nettilslutning** | **Åben-dør model, først-til-mølle og regelbundne kriterier, fixed feed-in tariff og egenfinansiering af nettilslutning** |
|---|---|---|---|
| **Sikre tilstrækkelig og passende kapacitets-udbygning** | FORDELE<br>• Myndighederne kontrollerer i høj grad hvor og hvornår der skal bygges havmølleparker og mængden af kapacitet<br>• Modellen understøtter målsætninger om kapacitetsudbygning, der er begrænset til få store havmøllparker med mange års mellemrum<br>• Mulighed for særlig tæt planlægning og koordinering af nettilslutning med energinet.dk | FORDELE<br>• Myndighederne styrer i rimelig høj grad mængden og tidspunktet af kapacitetsudbygning gennem loftet over antal MW i zonerne<br>• Større incitamentet til at investere havmølleparker end under single site<br>• Modellen vil kunne understøtte betydelig udvidelse af den danske havmøllekapacitet på flere forskellige sites indenfor for få år, herunder integration af kystnære havmøller | FORDELE<br>• Myndighederne styrer i nogen grad mængden af kapacitetsudbygning gennem loftet over antal MW i zonerne: (zonerne er dog bredere defineret end under multi site)<br>• Projektudviklere vil have stærkt incitament til at investere i danske havmølleparker, hvis tariffen er tilstrækkelig høj |
| | ULEMPER<br>• Projektudviklernes incitamenter er mere begrænsede under denne model end de øvrige, hvilket indebærer en vis risiko for, at enkelte projekter ikke realiseres<br>• Hvis der på et tidspunkt skal ske en betydelig udvidelse af den danske havmøllekapacitet på flere forskellige sites indenfor få år vil det være tungt og bekosteligt at realisere gennem sucessive enkeltstående udbud. | ULEMPER<br>• Myndighederne har noget mindre kontrol med placeringen af sites end under single site modellen<br>• Modellen kan vise sig overflødig, hvis det fortsat kun er ambitionen at etablere få store havmøllparker med mange års mellemrum, eller hvis der ikke sker en integration med kystnære møller | ULEMPER<br>• Fejlestimering af omkostninger og forkert tarifniveau kan føre til for meget eller for lidt udbygning<br>• Myndighederne har mindre kontrol med placeringen af sites og timingen af udbygningen<br>• Modellen vil være direkte uhensigtsmæssig med mindre det er ambitionen at etablere relativt mange havmølleparker i Danmark |

### Tabel 9.2. Tværgående vurdering af modellerne ift. kriteriet om konkurrencefremmende vilkår

| | **Single site model med tildeling pba. pris og andre kriterier, aftalt fast tarif og statslig finansieret nettilsutning** | **Multi site model afgrænset til zoner, pris og andre tild.kriterier, aftalt tarif og egenfinansiering af nettilslutning** | **Åben-dør model, først-til-mølle og regelbundne kriterier, fixed feed-in tariff og egenfinansiering af nettilslutning** |
|---|---|---|---|
| **Sikre attraktive konkurrence-fremmende vilkår** | FORDELE<br>• Den faste tarif og statslige finansiering af nettilslutningen begrænser risci ved investeringen<br>• Gennem øget dialog med investorer før og under udbudsprocessen og inddragelse af andre kriterier udover pris i tildelingen kan udbud gøres mere attraktive | FORDELE<br>• Giver mulighed for at byde på flere sites, hvilket øger chancerne for at vinde udbud og skabe synergier mellem sites<br>• Projektudviklerne har incitament til at finde og foreslå økonomisk attraktive sites som myndighederne kan vælge at tildele koncession til<br>• Den fast tarif begrænser risici ved investeringen | FORDELE<br>• Giver stor fleksibilitet ift. hvornår det passer at ansøge om og udvikle en havmøllepark<br>• Projektudviklerne har stærkt incitament til at finde og foreslå økonomisk attraktive sites<br>• Fixed feed-in tariffs begrænser risici ved investeringen og skaber gode profit-muligheder |
| | ULEMPER<br>• Enkeltstående udbud med lange mellemrum er mindre attraktive for investorerne end puljer<br>• Massiv fokus på prisen for de enkelt-stående udbud svækker bydernes indtjeningsforventninger<br>• Mindre fleksibilitet, idet staten bestemmer sitet, størrelsen, tidsplanen og øvrige krav til havmølleparken (dialog omkring udbudsmaterialet vil dog hjælpe) | ULEMPER<br>• Investorerne har større omkostninger til forberedelse af projektforslag end under single site<br>• Investorerne skal selv finansiere nettilslutning, og til dels VVM, hvorfor der vil blive indregnet risikopræmier herfor | ULEMPER<br>• Ansøgninger indkommer ad-hoc, hvilket giver mindre sammenligningsgrundlag og konkurrence mellem projekforslag (dog mulighed for at afslå ufordelagtige ansøgninger på basis generelle lovhjemlede tildelingskriterier)<br>• Investorerne skal selv finansiere nettilslutning og VVM og risikopræmier vil dermed blive indregnet |

### Tabel 9.3. Tværgående vurdering af modellerne ift. kriteriet om lave omkostninger og priser

| | **Single site model med tildeling pba. pris og andre kriterier, aftalt fast tarif og statslig finansieret nettilsutning** | **Multi site model afgrænset til zoner, pris og andre tild.kriterier, aftalt tarif og egenfinansiering af nettilslutning** | **Åben-dør model, først-til-mølle og regelbundne kriterier, fixed feed-in tariff og egenfinansiering af nettilslutning** |
|---|---|---|---|
| **Sikre lavest mulige omkost-ninger for staten og elforbrugerne** | FORDELE<br>• Qua priskonkurrencen om det enkelte udbud presses den enkelte byder ned i pris, så en en større del af overskuddet fra det udbudte site fordeles til staten/ elforbrugerne (men den begrænsede konkurrence vil lægge en dæmper på, hvor langt prisen kan komme ned)<br>• Investorernes risikopræmie holdes nede pga. den faste tarif og statens finansiering og garanti af VVM og nettilslutning | FORDELE<br>• Konkurrencen på prisen som en blandt flere parametre, koblet med frihed til at finde omkostningseffektive sites, skaber samlet set et potentiale for lave priser<br>• Investorernes risikopræmie holdes nede pga. den faste tarif<br>• Samling af udbud i puljer bør alt-andet-lige reducere transaktionsomkostningerne set ift. enkeltudbud (men omk. forfalder i en koncentreret periode) | FORDELE<br>• Modellen skaber det største incitament til at finde omkotsningseffektive sites og dermed et potentiale for lave priser (men kun hvis tariffen ikke sættes for højt)<br>• Transaktionsomkostninger ved at gennemføre åben-dør procedure vil være lavere end for modeller med udbuds-procedure |
| | ULEMPER<br>• Konkurrencen på markedet for etablering af havmøllparker er som udgangspunkt begrænset, hvilket giver risiko for høje priser i udbudskonkurrencen<br>• Modellen er mindre attraktiv for investorerne, og mange vil derfor foretrække alternative markeder, hvilket svækker konkurrencen og presser priserne op på det danske marked (kan modvirkes noget ved at gøre de øvrige vilkår så attraktive som muligt) | ULEMPER<br>• Konkurrencen på markedet for etablering af havmøllparker er som udgangspunkt begrænset, hvilket giver risiko for høje priser i udbudskonkurrencen (modellen er dog mere attraktiv end single site og konkuurencen vil derfor være større)<br>• Der er en vis prisrisiko forbundet med at samle flere udbud i én runde, idet denne kan falde på et dårligt tidspunkt for markedet<br>• Modellen er noget mere krævende at implementere end single site | ULEMPER<br>• Projektudviklerene opnår en relativt større andel af det samfundsøkonomiske overskud, og mange af disse er udenlandske selskaber<br>• Hvis der kun skal etableres få sites er der risiko for, at der vil opstå et forhandlingsspil, hvor de potentielle investorer afstår fra et etablere sites, indtil tariffen bliver justeret til et niveau, der er unødig højt set ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt<br>• Justering af tariffen indebærer trans-aktionsomkostninger |

Hvis målsætningerne er, at der skal etableres mindst 5-10 sites over en sammenhængende periode indenfor en overskuelig fremtid, eller hvis det overvejes at lade store havmøller og mere kystnære møller være omfattet af de samme udbudsrunder, vurderer Deloitte, at en multi site model afgrænset til bestemte geografiske zoner vil være den mest egnede til at fremme konkurrencen.

Hvis målsætningerne derimod er et færre antal sites end ovennævnte indenfor en overskuelig fremtid, eller hvis der ikke er intentioner om at integrere store havmøller og mere kystnære møller under de samme udbudsregler, vurderes en single site model fortsat at være den mest egnede. I så fald kan det overvejes, at relativt store sites (som fx Kriegers Flak), opsplittes i 2-3 mindre koncessioner for derigennem at fremme konkurrencen. Der bør dog i hvert tilfælde foretages en afvejning af den forventede konkurrenceeffekt ved flere koncessioner set i forhold til eventuelle stordriftsfordele, der kan gå tabt.

Deloitte anser det for muligt i en overgangsfase at anvende en kombination af de to modeller, fx således at det på forhånd udpegede Kriegers Flak site indgår i en samlet multi site udbudsrunde på linje med åbne site forslag indenfor udpegede geografiske zoner, hvor der på forhånd fastsættes et loft over det antal MW, der tildeles koncessioner for i disse zoner.

Udover spørgsmålet om valget af den mest egnede udbudsmodel kan der fremhæves følgende centrale konklusioner fra den samlede analyse, som er særligt væsentligt at tage højde for i de fremadrettede bestræbelser på at fremme konkurrencen om etablering af store havmølleparker i Danmark:

- Givet den begrænsende størrelse af det danske marked, fraværet af detaljerede langsigtede planer for udbygningen af havmøller i Danmark og forventningen om en fortsat intensiv konkurrence fra kapacitetsudbygningen i andre lande, er det særligt vigtigt, at de øvrige rammevilkår, herunder afregningsform, bodsbestemmelser, udbudsprocedurer, tidsplaner, koncessionsstørrelser osv. er så attraktive som overhovedet muligt. Det gælder i særdeleshed, hvis Danmark vælger at fortsætte med en single site model, der i sit udgangspunkt er knap så attraktiv for investorerne som de øvrige modeller.

- At skabe så attraktive vilkår for investorerne som muligt indebærer for en single site model, at staten tilvejebringer det bedst mulige informationsgrundlag for de potentielle investorer, dvs. de indledende forundersøgelser (VVM, indledende geotekniske undersøgelser og målinger af vind- og bølgeforhold) leveres af staten i den fornødne detaljeringsgrad. Derudover handler det om at skabe fleksible vilkår for investorerne i forhold til timingen af havmølleparken (og muligvis lade dette og andre forhold indgå i tildelingskriterierne) samt at vælge den opdeling i koncessionsstørrelser, der er mest attraktiv for markedet.

- At skabe attraktive vilkår for en multi site model handler især om, at udvælgelsen og screeningen af de geografiske zoner forberedes tilstrækkelig godt til, at der kun sjældent opstår problemer i relation til de efterfølgende VVM-redegørelser, samt at staten tager et medansvar for gennemførelsen og finansieringen af sidstnævnte. Desuden er det vigtigt, at tildelingen sker på baggrund af gennemskuelige kriterier, og at muligheden for forhandlinger benyttes til at skabe tilfredsstillende partnerskabsorienterede løsninger set fra både projektudviklernes og statens synspunkt.

- Deloitte foreslår, at der gennemføres en væsentlig mere omfattende dialog med markedet end hidtil, både i forberedelsen af og som led i gennemførelse af udbudsprocedurerne. Dialogen er for det første et væsentligt element i at få mobiliseret øget interesse fra potentielle investorer, der hidtil har opfattet det danske marked som relativt lukket og som derfor har afholdt sig fra at byde på danske koncessioner. For det andet er en øget dialog med markedet nødvendig for at finde frem til hensigtsmæssige vilkår og betingelser for etablering af havmølleparker på de sites eller zoner, der ønskes udbudt. Givet den komplekse karakter af

havmølleprojekter og det omfattende investeringsprospekt, der er forbundet med de påkrævede milliardinvesteringer, er det ud fra et økonomisk synspunkt fordelagtigt at forsøge at tilpasse tidsplaner og andre krav til etablering i forhold til mulighederne i markedet frem for på forhånd at fastlåse vilkårene.

- Der er generel tilfredshed med den nuværende afregningsmodel, hvor der aftales en fast tarif på baggrund af det vindende tilbud. Deloittes analyser viser ligeledes, at afregningen i fremtiden bør basere sig på faste tariffer.

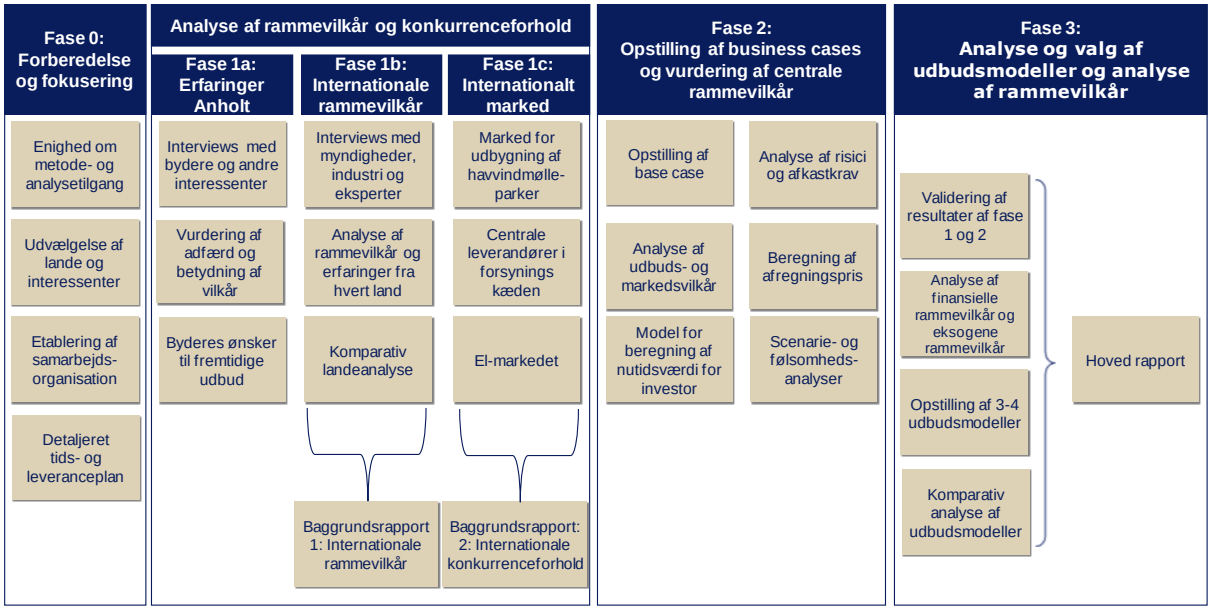
# Bilag A.Projektets tilrettelæggelse

## A.1 Projektforløbet

Projektet er gennemført i perioden december 2010 til april 2011 og har i alt bestået af fire faser, jf. figuren nedenfor. Den første fase har primært været en fokuseringsfase, hvor projektets tilgang blev endeligt fastlagt, mens de efterfølgende to faser har analyseret henholdsvis rammevilkår og konkurrenceforhold samt beregnet en konkret business case for det kommende udbud ved Kriegers Flak. Disse faser har ledt frem til det endelige valg af en række udbudsmodeller, der er beskrevet og analyseret i den sidste fase.

Nedenstående figur viser projektets faser og hovedaktiviteter i de enkelte faser.

**Figur A1. Projektets faser og hovedaktiviteter**




## A.2 Samarbejdsorganisation

I det følgende gives en kortfattet beskrivelse af samarbejdsorganisationen for projektet.

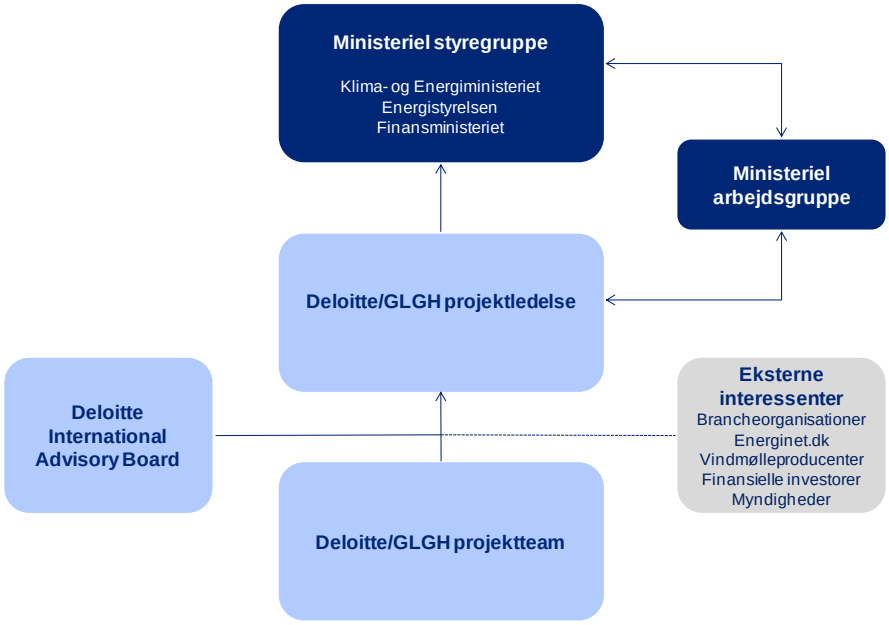
Deloitte har refereret til en styregruppe med repræsentanter fra Klima- og Energiministeriet, Energistyrelsen og Finansministeriet. Der har i alt været afholdt tre styregruppemøder.

Der har desuden været nedsat en arbejdsgruppe, der ligeledes har bestået af repræsentanter fra de tre organisationer. Der har været afholdt fem møder, og herudover har der været en løbende og tæt dialog om afklarende spørgsmål.

Udover ovenstående har en række eksterne interessenter været inddraget i forbindelse med interview og kvalitetssikring, og endelig har eksperter fra Deloittes og GL Garrad Hassans internationale organisationer bidraget med input og faglig sparring.

Samarbejdsorganisationen er vist i figuren nedenfor.

**Figur A.2: Projektets samarbejdsorganisation**



# Bilag B.Gennemførte interview og interviewguide

## B.1 Interviewede interessenter

Til brug for de udarbejdede analyser er der gennemført et omfattende antal interview med relevante aktører på havmølleområdet, herunder energiselskaber, finansielle investorer, myndigheder, Energinet.dk, en rådgivende ingeniørvirksomhed, brancheorganisationer og vindmølleproducenter.

For flere af de interviewede er der gennemført opfølgende interview med henblik på en nærmere afklaring af specifikke emner, lige som en række af interessenterne efterfølgende har henvendt sig med yderligere materiale.

Nedenfor fremgår, hvilke energiselskaber og finansielle investorer der er blevet interviewet. Energiselskaberne fremgår ligeledes af figuren til højre.

**Europæiske energiselskaber:**

- Dong Energy A/S
- E.ON
- Vattenfall
- Forum
- Fred Olsen Renewables
- EnBW
- WPD
- C-Power
- EDF
- Iberdrola

**Figur B.1: Interviewede energiselskaber**

Herudover har der været taget kontakt til fire øvrige energiselskaber, som af forskellige årsager ikke har ønsket at deltage i analysen.

**Finansielle investorer:**

- ATP
- Pension Danmark

- Nordic Investment Bank (NIB)

### Fremgangsmåde ved interview

Forud for interviewene har respondenten modtaget en kort sammenfatning af spørgetemaerne. På baggrund af interviewene er der udarbejdet opsamlingsnotater, som har dannet grundlag for det videre analysearbejde. De interviewede respondenter har haft mulighed for at kommentere på opsamlingerne. De enkelte respondenter er anonyme.

## B.2 Interviewguide – investorer og potentielle investorer

**1. Generel vurdering af Anholt vindmøllepark-udbud**

- Generel vurdering af det danske marked for havvindmøller herunder Anholt vindmøllepark-udbuddet
- Generel vurdering af Anholt-udbuddet set i forhold til tidligere udbud af vindmølleparker f.eks. Horns Rev mv.

**2. Vurdering af betydning af de enkelte rammevilkår for beslutningen om at byde/ikke byde på Anholt havvindmøllepark** *(og – for DONG – fastlæggelsen af en budpris*)

- Den generelle udbudsprocedure, herunder graden af afklaring og dialog i udbudsforløbet
- Udbuddets omfang, herunder projektets samlede økonomi og løbetid
- Krav til udbydere, herunder tekniske krav og kapacitet samt finansiel kapacitet
- Støtteform og omfang, herunder afregningspris, anlægstilskud, skattemæssig afskrivning af investeringer etc.
- Skattevilkår: Skatter og afgifter
- Tilslutningsregime ift. elnet, dvs. hvem der har ansvaret og den økonomiske byrde for dette
- Risikorelaterede krav, herunder fordeling af risici, bod og andre sanktioner ved mangler, forsinkelse mv., krav til garantier og forsikringer samt bestemmelser i forbindelse med ophør
- Myndighedskrav, herunder tilladelser, miljøkrav etc.
- Tidsfrister, herunder opførelsesperiode og idriftsættelsesdato
- Fleksibilitet, fx ift. teknisk udformning, opførelsesperiode, investeringsform etc.
- Eventuelle rygter om tildelingshistorik, herunder tendens til at vælge bestemte (danske) leverandører etc.

- Rangordning af ovenstående forhold: Hvilke rammevilkår har været mest afgørende i byders beslutning om at byde/ikke at byde på Anholt/Horns Rev.

**3. Sammenligning af rammevilkårene for Anholt udbuddet med vilkårene for udbud af koncessioner i udlandet**

- Er der andre europæiske markeder, hvor det er mere attraktivt at investere i havvindmølle-koncessioner end i Danmark *(hvis ja: hvad gør disse markeder mere attraktive)?*
- Hvilke markeder har [x] fortrinsvis planer om at investere i de kommende år?
- Har [x] foretaget investeringer i havvindmølleparker umiddelbart inden/efter udbuddet af Anholt? *(hvis ja: bed om en komparativ vurdering af de to investeringer).*
- Vurdering af den danske støtteordning sammenlignet med støtteordninger i Storbritannien, Tyskland, England og Holland.

**4. Vurdering af hvorledes markedsbestemte vilkår spiller ind i forhold til overvejelserne om at byde på havvindmølle-koncessioner og fastslæggelsen af en budpris**

- Konkurrenceforhold blandt projektudviklere og operatører, herunder reaktion på andre potentielle byderes ageren, udvikling af byders image mv.
- Positionering på markedet ift. fremtidige muligheder. Herunder overvejelser omkring statslige udbygningsplaner og efterspørgsel efter kapacitetsudbygning, udbud af havmølleparketablering- og drift
- Prisforhold i supply chain fx ift. vindmøller og reservedele, fundering, kabler, elnet og tilslutninger og installationsskibe
- Prisforhold på output-siden herunder udbud, efterspørgsel og prisdannelse på elmarkedet.
- Rangordning af ovenstående forhold: Hvilke markedsbestemte vilkår er mest afgørende for prisfastsættelsen
- Rangordning af hvor vigtige udbudsvilkårene er for fastlæggelse af budprisen sammenlignet med de markedsbestemte vilkår.

**5. Afkastskrav og risici ved investeringer i havvindmølleparker set i forhold til alternative investeringsmuligheder**

- Hvad vurderes at være de væsentligste risici for investeringer i havvindmølleparker?
    - Anlægsomkostninger
    - Anlægstidsfrister
    - Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
    - Teknisk levetid

- Nedtagelsesomkostninger
- Den markedsbestemte pris for afsætning af el
- Prisafregningsmodel, herunder betingelser for støtteudbetalingen
- Garantistillelser og bodsbestemmelser
- Kapitalomkostninger og kapitalbinding
- Reguleringsmæssige forhold, herunder politisk indblanding
- Andre forhold

- Hvad er den ”optimale” finansieringsform og andel?
- Er finansieringsmulighederne væsentlig for investeringsbeslutningen?
- Hvad er et ”rimeligt” afkastkrav til en investering i havvindmølleparker?
    a. 3-5%
    b. 6-8%
    c. 9-11%
    d. 12-14%
    e. 15-17%

**6. Fremtidige ønsker samt andet relevant ifm. dansk udbudsmodel**

- Hvordan skulle de danske rammevilkår ændre sig for, at Danmark bliver et attraktivt marked for investeringer i havvindmøllekoncessioner?
- Hvilke ønsker har [x] til de danske rammevilkår på følgende områder:
    - Langsigtet udbygningsplan for havvindmølleparker
    - Udbudsformen, f.eks. omfang, proces mv.
    - Støtteform og skattevilkår
    - Projektvilkår og fleksibilitet (fx, tidsfrister, krav til projektudformning mv.)
    - Andre risikorelaterede vilkår
    - Myndighedskrav og behandling
- Andre relevante pointer ift. Anholt-udbud eller i forhold til den danske udbudsmodel generelt.

# Bilag C. Business case beregninger

## C.1 Uddybning af effektivitetstab i energiproduktionen

Kølvandseffekt (intern): Dette effektivitetstab er relateret til energitabet i vinden, som følge af turbinernes placering i forhold til hinanden. Således vil vinden, som forlader den første turbine, have et lavere energiindhold end vinden foran turbinen, hvilket medfører et effektivitetstab. Niveauet er baseret på GL Garrad Hassans tidligere analyser og erfaringer på området.

Kølvandseffekt (ekstern): Modsat den interne kølvandseffekt relaterer dette effektivitetstab sig til udbygningerne fra Kriegers Flak 1 (den tyske del) og Kriegers Flak 2 (den svenske del), som også forventes at mindske energiindholdet i vinden. Niveauet er baseret på GL Garrad Hassans erfaringer.

Turbinerådighed: Effektivitetstabene relaterer sig til turbinernes nedetid i forbindelse med den løbende vedligeholdelse. Niveauet er baseret på GL Garrad Hassans erfaringer.

Systemeffektivitet: Dette tab er relateret til energitabet i forbindelse med transporten af el fra turbinerne til land. Niveauet er baseret på GL Garrad Hassans erfaringer.

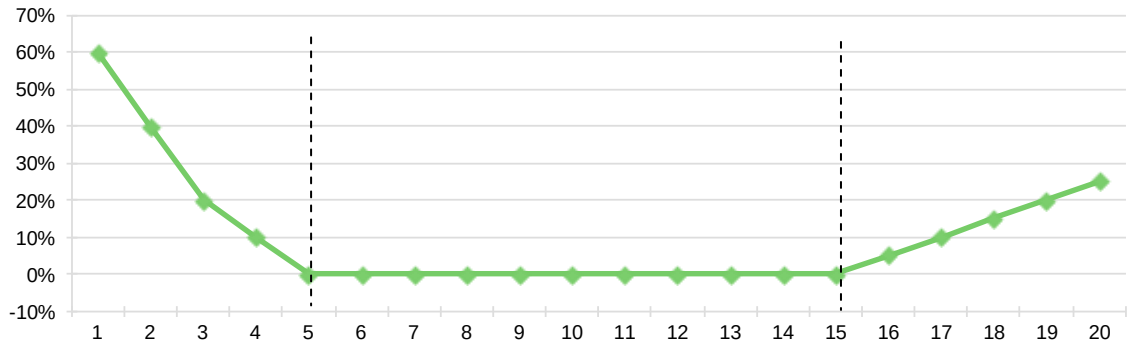
Vindhysterese: Dette effektivitetstab er relateret til de situationer, hvor vindhastigheden er så kraftig, at turbinerne stopper elproduktionen for at undgå nedbrud. Niveauet er baseret på GL Garrad Hassans erfaringer.

## C.2 Udvikling i turbinernes rådighed i forhold til fejlraten pr. driftsår

Udviklingen i driftsomkostningerne for 6,0 MW turbinerne er blandt andet relateret til udviklingen i nedenstående trend for turbinernes rådighed målt ud fra den årlige fejlrate[69]:

[69] Der opereres med en 20-årig horisont i opgørelsen af turbinernes driftsmønster. Eftersom base case beregninger er foretaget over 25 år er trenden (driftsomkostningerne) forlænget yderligere 5 år med et niveau svarende til gennemsnittet af omkostningerne i de første 20 driftsår.

**Figur C.1. Fejlrate pr. driftsår**




Forudsætningerne omkring turbinernes rådighed er i høj grad bestemmende for størrelsen af de årlige driftsomkostninger. På baggrund af erfaringer indsamlet fra markedsaktører kan turbinernes rådighed inddeles i tre overordnede faser, som er styrende for driftsomkostningernes niveau.

Fase 1: Denne fase dækker de første fem driftsår og karakteriserer en periode, hvor turbinerne vil performe relativt ustabilt, hvilket skyldes operationelle fejl på de oprindeligt installerede turbiner. Disse fejl afhjælpes løbende, hvilket langsomt nedbringer fejlraten og øger turbinernes rådighed.

Fase 2: Denne fase løber fra 5-15 driftsår. I disse år opnås den maksimale turbinerådighed, som vil være relativt konstant i perioden. Der observeres kun få fejl på turbinerne, hvorfor turbinerådigheden ligger omkring 97 % i gennemsnit.

Fase 3: Antallet af driftsfejl stiger igen i fase 3, som følge af at turbinerne når deres tekniske levetid. Dette forringer turbinerådigheden og påvirker driftsomkostningerne.

## C.3 Input til beregning af afkastkrav

### Sammenlignelige selskaber (peer group)

Afkastkravet udbygges med udgangspunkt i en udvalgt gruppe af sammenlignelige selskaber.

På baggrund af en gennemgang af forskellige energiselskabers engagement i havmølleparker er nedenstående gruppe af sammenlignelige selskaber valgt:

- EDF Energies Nouvelles
- EDP Energias De Portugal SA
- Enel Spa
- Iberdrola Renovables SA
- RWE AG
- Scottish and Southern Energy PLC

- E.ON AG

Med udgangspunkt i markeds- og kursdata på de ovenstående selskaber kan et passende afkastkrav for investeringer med lignende risiko opgøres.

Resultaterne heraf fremgår af tabel C.1. herunder:

**Tabel C.1. Beregning af WACC**

| | |
|---|---|
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Markedsrisikopræmie | *5,0%* |
| Ugearet beta | *0,53* |
| Gearet beta | *0,93* |
| **Afkastkrav til egenkapitalen** | ***8,2%*** |
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Lånerente risikotillæg | *1,2%* |
| Skatteskjold | *25,0%* |
| Fremmedkapitalomkostning før skat | *4,7%* |
| **Fremmedkapitalomkostning efter skat** | ***3,5%*** |
| Kapitalstruktur (egenkapital/EV) | *57,4%* |
| **Vægtet gennemsnitligt afkastkrav (WACC)** | ***6,2%*** |

Med udgangspunkt i analysen af de sammenlignelige selskaber opgøres således en WACC på 6,2%.

Resultatet kan betragtes som et minimumsniveau, men anses af flere årsager som uegnet i forbindelse med business casen. Dette skyldes for det første, at de valgte selskaber udover drift af havmølleparker opererer indenfor en række lavrisikoområder, eksempelvis distribution af varme og elektricitet, hvorfor risikoprofilen ikke direkte kan overføres til investeringen ved Kriegers Flak.

For det andet indeholder beregningen ikke noget projektspecifikt tillæg som kompensation for risikoen relateret til anlægsfasen, eventuelle bodsbestemmelser, politisk risiko m.v.

## Branche -og analytikerrapporter

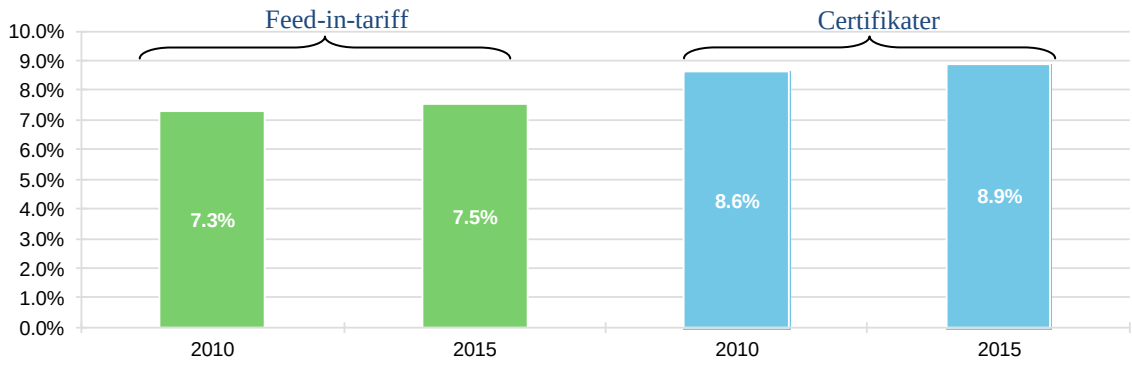
Som supplement til analysen af de sammenlignelige selskaber er der indsamlet data vedrørende afkastkravet fra eksterne branche- og analytikerrapporter.

I november 2007 udgav den europæiske bank Dexia en rapport omkring markedet for havmøller indeholdende analyser omkring afkastmuligheder og afkastkrav under forskellige udbudsmodeller.

På baggrund af en række faktorer opstilles WACC under to afregningsmodeller: Feed-in-tariff og grønne certifikater[70]. Resultaterne af analysen er angivet i figuren herunder:

[70] Beta-niveauerne anvendt i analysen stammer fra Green-X projektet, som blev gennemført af Europa Kommissionen.

**Figur C.2. Afkastkrav ved varierende udbudmodeller**




Kilde: Dexia rapport og Deloitte

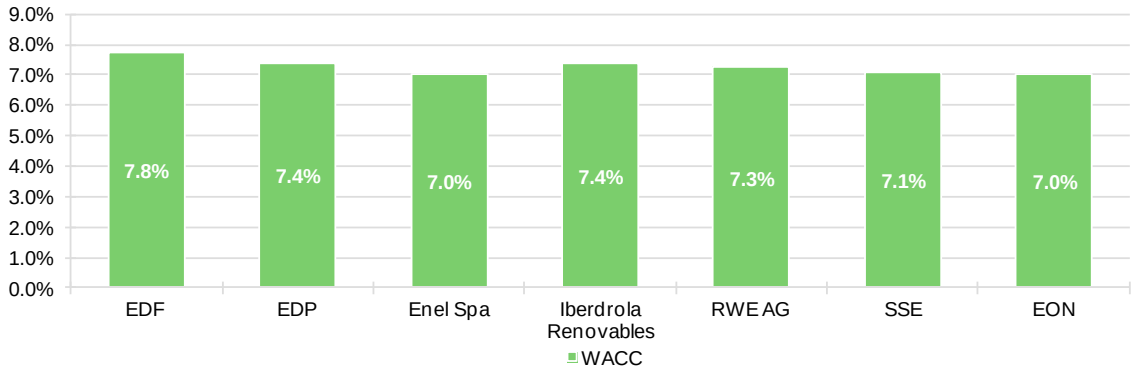
Som det fremgår af figuren, opgøres et afkastkrav for udbudsmodeller baseret på feed-in-tariff systemet i intervallet 7,3 % - 7,5% afhængigt af opgørelsesåret. Dette er ca. 1,4 % -point lavere end afkastkravet for havmølleparker udbudt under en model med grønne certifikater. Begrundelsen er en lavere risiko for investor, da indtægterne under en model baseret på tildeling af certifikater ikke er fastlåst men derimod afhængig af markedsprisen på el og de tildelte certifikater.

Til trods for, at analysen er udarbejdet i 2007 og på baggrund af europæiske markedsvilkår (og ikke danske), kan resultaterne til en vis udstrækning overføres til business casen på Kriegers Flak. Dette skyldes blandt andet, at den danske model også er baseret på faste tariffer.

Udover resultaterne af Dexias analyse er der indsamlet informationer om afkastkravet fra en række analytikerrapporter udarbejdet af internationale banker med fokus på de sammenlignelige selskaber, som blev præsenteret tidligere.

Figuren herunder viser resultaterne af denne informationsindsamling[71].

**Figur C.3. Afkastkrav indsamlet fra analytikerrapporter**




[71] Analytikerrapporterne er udarbejdet af Morgan Stanley, JPMorgan, HSBC, Royal Bank of Scotland og Macquarie.

Som det fremgår af tabellen er der relativt begrænset spredning i WACC-niveauerne anvendt af forskellige aktieanalytikere.

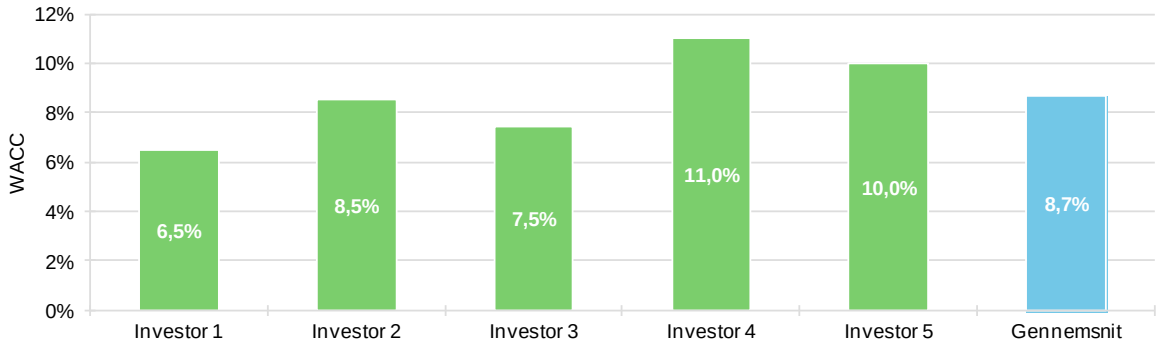
Det gennemsnitlige afkastkrav udgør 7,3%. Metoden er imidlertid baseret på nogle af de samme forbehold, som analysen af sammenlignelige virksomheder. Dette skyldes, at de præsenterede afkastkrav til en vis udstrækning også omfatter andre forretningsområder end havmøller. Dog er denne usikkerhed begrænset ved specifikt at udvælge selskabernes afkastkrav relateret til forretningsområder inden for vedvarende energi.

## Input fra interview med investorer

I forbindelse med de gennemførte interviews blev aktørerne spurgt om deres holdning til afkastkravet (WACC) i forbindelse med investeringer i havmølleparker.

Resultatet er besvarelserne er angivet i tabellen herunder:

**Figur C.4. Afkastkrav indsamlet via interviews**




De adspurgte investorer blev bedt om at angive et passende afkastkrav indenfor et på forhånd givet interval. De præsenterede resultater viser således gennemsnittet af de valgte intervaller.

Det er ikke alle de interviewede aktører, som har ønsket at oplyse afkastkravet, hvorfor analysen kun indeholder tilbagemeldinger fra 5 ud af i alt 13 adspurgte potentielle investorer.

Med udgangspunkt i disse besvarelser kan det gennemsnitlige afkastkrav estimeres til 8,7 %.

Dette niveau er højere sammenlignet med opgørelserne fra sammenlignelige selskaber og markedsrapporter. Årsagerne hertil kan være, at investorerne i de afgivne besvarelser, har taget højde for de risikotillæg, som ofte indregnes i afkastkravet i forbindelse med investeringskalkulerne for havmølleparker.

Hvorvidt aktørernes afgivne besvarelser reelt udtrykker de respektive selskabers faktiske afkastkrav er imidlertid usikkert, hvorfor resultaterne ikke entydigt angiver niveauet for et passende afkastkrav.

Det endelige afkastkrav anvedt i business casen indeholder elementer fra de tre gennemgående kilder og er angivet herunder:

### Tabel C.2. Afkastkrav

| | |
|---|---|
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Markedsrisikopræmie | *5,0%* |
| Ugearet beta | *0,70* |
| Gearet beta | *1,22* |
| **Afkastkrav til egenkapitalen** | ***11,1%*** |
| Risikofri rente | *3,5%* |
| Lånerente risikotillæg | *1,2%* |
| Skatteskjold | *25,0%* |
| Fremmedkapitalomkostning før skat | *4,7%* |
| **Fremmedkapitalomkostning efter skat** | ***3,5%*** |
| Kapitalstruktur (egenkapital/EV) | *57,4%* |
| **Vægtet gennemsnitligt afkastkrav (WACC)** | ***7,9%*** |

Risikofri rente: Som estimat for den risikofri rente er anvendt en 10-årig dansk statsobligation. Pr. 7. april 2011 udgjorde niveauet af denne rente 3,51%.

Markedsrisikopræmie: Denne præmie repræsenterer den merforrentning investor kræver ved at investere i aktier frem for obligationer. Niveauet er baseret på markedskonsensus.

Projektspecifik risiko: Det projektspecifikke risikotillæg på 1,5% er baseret på et subjektivt skøn af den merkompensation investor forventes at indregne i afkastkravet ved investering i havmøller.

Beta: Niveauet for ugearet beta er fastsat til 0,7 og er baseret på resultaterne af Dexias analyse for afregningsmodeller af feed-in-tariffer. Gearet beta beregnes ud fra Harris-Pringle's relation. Niveauet for beta præsenteret i tabel C3 herunder anses som uegnet i forbindelse med opbygningen af afkastkravet til havvindmøller, da de udvalgte virksomheder også har aktiviteter inden for mindre risikofyldte forretningsområder.

Lånerente risikotillæg: Risikotillægget svarer til et langsigtet risikotillæg for energiselskaber med en A- rating, som kan observeres for en række af de sammenlignelige selskaber. Risikotillæget udgør 1,2% og er baseret på opgørelser fra Reuters.

Kapitalstruktur: Forholdet mellem gæld og egenkapital stammer fra analysen af de sammenlignelige selskaber, da hovedparten af de interviewede investorer har meddelt, at de anvender selskabets langsigtede kapitalstruktur i forbindelse med finansielle analyser af havmølleparker.

### Tabel C.3. Kapitalstruktur og beta

| Virksomhedsnavn | EV (Mio.kr.) | Netto gæld/ EV | Egenkapital/ EV | Beta Ugearet |
|---|---|---|---|---|
| EDF Energies Nouvelles | 50.815 | 56% | 44% | 0,36 |
| EDP Energias De Portugal SA | 215.841 | 56% | 44% | 0,35 |
| Enel Spa | 774.833 | 45% | 55% | 0,42 |
| Iberdrola Renovables SA | 100.370 | 1% | 99% | 0,82 |
| RWE AG | 278.332 | 43% | 57% | 0,53 |
| Scottish & Southern Energy PLC | 117.212 | 26% | 74% | 0,60 |
| E On AG | 479.433 | 38% | 62% | 0,63 |
| **Simpelt gennemsnit** | **288.119** | **38%** | **62%** | **0,53** |
| **Median** | **215.841** | **43%** | **57%** | **0,53** |

Kilde: Thomson One Banker 7. april 2011

# C.4 Følsomhedsanalyser for centrale inputs

Da business casen og input hertil er behæftet med usikkerheder, er der blevet udarbejdet følsomhedsanalyser på de mest centrale inputelementers påvirkning på business casen i form af afregningsprisen. De mest centrale inputelementer er udvalgt ud fra en vurdering af usikkerheden behæftet i de enkelte input i kombination med disses økonomiske betydning for business casen.

Disse mest centrale inputelementer dækker over følgende:

- Den samlede anlægsinvestering
- De årlige driftsomkostninger
- Det anvendte afkastkrav fra investor
- Den fremtidige elpris

I tabel C.4 er vist påvirkningen på afregningsprisen ved ændring i henholdsvis den samlede anlægsinvestering de årlige driftsomkostninger:

**Tabel C.4. Følsomhed for afregningsprisen ved ændring i anlægsinvesteringen og driftsomkostninger**

| | | Ændring i anlægsinvestering (%) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | -20% | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% | 20% |
| Ændring i driftsomkostninger (%) | -20% | 59,0 | 62,5 | 66,1 | 69,6 | 73,1 | 76,6 | 80,2 | 83,7 | 87,2 |
| | -15% | 60,3 | 63,8 | 67,3 | 70,8 | 74,4 | 77,9 | 81,4 | 84,9 | 88,5 |
| | -10% | 61,5 | 65,0 | 68,6 | 72,1 | 75,6 | 79,1 | 82,7 | 86,2 | 89,7 |
| | -5% | 62,7 | 66,3 | 69,8 | 73,3 | 76,8 | 80,4 | 83,9 | 87,4 | 90,9 |
| | 0% | 64,0 | 67,5 | 71,0 | 74,6 | 78,1 | 81,6 | 85,1 | 88,7 | 92,2 |
| | 5% | 65,2 | 68,7 | 72,3 | 75,8 | 79,3 | 82,8 | 86,4 | 89,9 | 93,4 |
| | 10% | 66,5 | 70,0 | 73,5 | 77,0 | 80,6 | 84,1 | 87,6 | 91,1 | 94,7 |
| | 15% | 67,7 | 71,2 | 74,8 | 78,3 | 81,8 | 85,3 | 88,9 | 92,4 | 95,9 |
| | 20% | 68,9 | 72,5 | 76,0 | 79,5 | 83,0 | 86,6 | 90,1 | 93,6 | 97,1 |

Som ses af ovennævnte tabel er afregningsprisen relativt mere følsom over for niveauet på den samlede anlægsinvestering end over for niveauet for de årlige driftsomkostninger.

En ændring på +/- 5% i den samlede anlægsinvestering vil resultere i en ændring i afregningsprisen på +/- 3,5 øre/kWh i 2010-priser, men en ændring i niveauet for de årlige driftsomkostninger på +/- 5% vil resultere i en ændring i afregningsprisen på +/- 1,2 øre/kWh i 2010-priser.

Fra tabel C.5 nedenfor fremgår endvidere, at afregningsprisen målt i 2010-priser er relativt ufølsom overfor tidspunkt for koncessionstildeling i perioden 2014-2017.

**Tabel C.5. Følsomhed på afregningspris ved ændring af tidspunkt for koncessionstildeling**

| Markedsforhold | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|---|---|---|---|
| Idriftsættelsesår (1. mølle) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Idriftsættelsesår (fuld kapacitet) | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Anlægsinvestering, mio. kr. (2010-priser) | 10.309 | 10.037 | 9.801 | 9.314 |
| Anlægsinvestering, mio. kr. (nominelt) | 11.797 | 11.739 | 11.720 | 11.385 |
| Afregningspris, øre/kWh (2010-priser) | 78,2 | 78,1 | 78,2 | 76,4 |

Tabellen viser at en udskydelse af koncessionstidspunktet fra base casen (2015) til 2017 medfører et fald i minimumsafregningsprisen på 1,8 øre/kWh målt i 2010-priser. Tabellen viser ligeldes at en forskydning af koncessionstidspunktet på et år frem eller tilbage i forhold til base case vil medføre en marginalt højere afregningspris i 2010-priser. Det forudsættes i ovennævnte analyse at en forskydning af koncessionstidspunktet vil medføre en tilsvarende forskydning af installations- og betalingsplanen for havmølleparken.

I tabel C.6 nedenfor er vist påvirkningen på afregningsprisen ved ændring i niveauet for henholdsvis den fremtidige årlige elpris og investors anvendte afkastkrav:

**Tabel C.6. Følsomhed for afregningsprisen ved ændring i den årlige elpris og det anvendte afkastkrav**

| | | Ændring i elpriserne (%) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | -20% | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% | 20% |
| Ændring i WACC (%-point) | 2% | 95,1 | 94,0 | 93,0 | 91,9 | 90,8 | 89,8 | 88,7 | 87,6 | 86,6 |
| | 1,5% | 91,9 | 90,8 | 89,8 | 88,7 | 87,6 | 86,6 | 85,5 | 84,5 | 83,4 |
| | 1% | 88,7 | 87,6 | 86,6 | 85,5 | 84,5 | 83,4 | 82,3 | 81,3 | 80,2 |
| | 0,5% | 85,5 | 84,5 | 83,4 | 82,3 | 81,3 | 80,2 | 79,1 | 78,1 | 77,0 |
| | 0% | 82,3 | 81,3 | 80,2 | 79,1 | 78,1 | 77,0 | 76,0 | 74,9 | 73,8 |
| | -0,5% | 79,1 | 78,1 | 77,0 | 76,0 | 74,9 | 73,8 | 72,8 | 71,7 | 70,6 |
| | -1% | 76,0 | 74,9 | 73,8 | 72,8 | 71,7 | 70,6 | 69,6 | 68,5 | 67,5 |
| | -1,5% | 72,8 | 71,7 | 70,6 | 69,6 | 68,5 | 67,5 | 66,4 | 65,3 | 64,3 |
| | -2% | 69,6 | 68,5 | 67,5 | 66,4 | 65,3 | 64,3 | 63,2 | 62,1 | 61,1 |

En ændring på +/- 0,5% i det anvendte afkastkrav vil resultere i en ændring i afregningsprisen på +/- 3,2 øre/kWh i 2010-priser, men en ændring i niveauet for de årlige elpriser på +/- 5% vil resultere i en ændring i afregningsprisen på +/- 1,1 øre/kWh i 2010-priser.

## C.5 Scenarieberegninger

Resultaterne i base case scenariet i business casen beror i høj grad på de valgte udbuds- og markedsvilkår. Nærværende afsnit varierer disse forhold med henblik på at belyse konsekvenserne på investors adfærd målt ud fra afregningsprisen. Der er udvalgt syv specifikke scenarieanalyser, som anses som særligt relevante for et udbud ved Kriegers Flak og til dels øvrige fremtidige udbud.

## Anvendelse af 3,6 MW turbiner

En vigtig faktor for projektøkonomien ved investering i havmølleparker er turbinerådigheden, da lav rådighed medfører lavere produktion og højere driftsomkostninger. Da turbiner med en kapacitetsstørrelse på 3,6 MW i dag er den mest anvendte blandt investorer i havmølleparker[72], er et relevant scenarie at beregne projektøkonomien for Kriegers Flak ved anvendelse af en denne turbineklasse.

Tabellen nedenfor angiver de forudsætningsforskelle mellem 3,6 MW turbinen og 6,0 MW turbinen, der er lagt til grund for beregning af business casen.

**Tabel C.7. Sammenligning af 3,6 MW og 6,0 MW turbiner**

| | 3,6 MW | 6,0 MW |
|---|---|---|
| Gennemsnitlig vindhastighed | 9,4 | 9,6 |
| Total installeret kapacitet (MW) | 601 | 600 |
| Antal turbiner (skt.) | 167 | 100 |
| Rotordiameter (meter) | 120 | 150 |
| Navhøjde (meter) | 85 | 100 |
| Energioutput, netto (GWh/år) | 2.248 | 2.196 |
| Fuldlasttimer, netto | 3.738 | 3.660 |
| Samlede anlægsomkostninger (DKK mio., 2010-priser)* | 11.030 | 10.037 |
| Samlede anlægsomkostninger, (DKK mio, nominelt)* | 12.901 | 12.001 |
| Gns. anlægsinvestering pr. MW (DKK mio, 2010-priser)* | 18 | 17 |
| Gns. årlig drifts- og vedligeholdelsesomk. (DKK mio., 2010-priser) | 375 | 303 |
| Gns. årlig drifts- og vedligeholdelsesomk. (DKK mio., 2010-priser), pr. MW | 0,62 | 0,51 |

*Baseret på 2015-markedsforhold for sourcing af anlægsaktiver

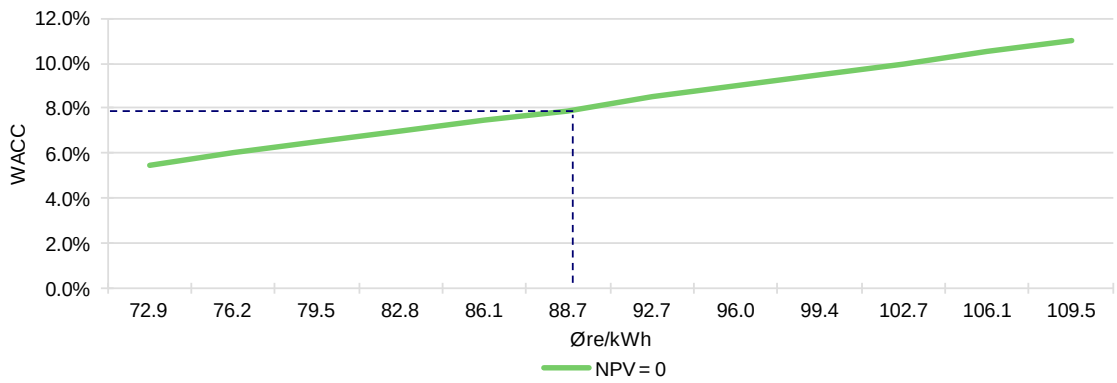
Det ses af ovenstående tabel, at anlægsinvesteringen og de årlige driftsomkostninger pr. MW er estimeret til at ligge på et højere niveau ved brug af 3,6 MW turbinen. Dette forhold er blevet verificeret af ledende energiselskaber inden for drift og konstruktion af havmølleparker samt ledende aktører i leverandørkæden for anlægsaktiver til offshore vindmølleparker.

Med udgangspunkt i ovennævnte forudsætninger og øvrige forudsætninger gældende under base casen, vil den faste støttetarif ved anvendelse af 3,6 MW turbiner ligge på 88,7 øre/KWh (2010-priser)[73], svarende til en intern rente på projektet lig med afkastkravet på 7,9% (NPV = 0).

[72] Pressemeddelelse fra Siemens, (juni 2010).

[73] Dette svarer til en fast størretarif på 98,0 øre/kWh i 2015-priser.

**Figur C.5. Afregningspris for varierende WACC, (3,6 MW case)**




Det vurderes således, ud fra ovennævnte betragtninger, at den faste støttetarif vil ligge på et højere niveau ved brug af turbiner med en kapacitet på 3,6 MW sammenlignet med base casen, hvor der anvendes 6,0 MW.

## Ændring i afregningsformen

I udbudsmodellen, som blev anvendt i forbindelse med udbud af Anholt Havmøllepark, var betingelsen for byder at indmelde sit krav på en fast afregningspris pr. kWh for de første 20 TWh. Denne model medførte således, at staten påtog sig prisrisikoen relateret til udviklingen i den fremtidige elpris for de første 20 TWh. Et scenarie for udbudsbetingelserne for Kriegers Flak kunne være at pålægge operatøren denne prisrisiko ved at tilbyde et fast tillæg til markedsprisen i stedet for at tilbyde en fast afregningspris. Dette ville sætte både en øvre og nedre grænse på statens tilskudsudgifter.

Scenarieberegningen tager udgangspunkt i, at investor ved begge afregningsformer skal opnå en forrentning svarende til afkastkravet, dvs. opnå en NPV = 0. Forudsat at dette er tilfældet, kan de offentlige udgifter til havmølleparken ved de to afregningsformer sammenlignes.

Niveauet for den anvendte diskonteringsrente for de offentlige udgifter i analysen kan diskuteres, ud fra en overvejelse om hvilket perspektiv støtteudgifterne til havmølleparken bør betragtes. Flere sammenlignelige EU-lande anvender en diskonteringsrente til offentlige samfundsøkonomiske investerinsprojekter som ligger i niveauet 3-3,5%.[74] Modsat kan der argumenteres for, at diskonteringsrenten bør fastlægges med udgangspunkt i den private elforbrugers kapitalomkostning, da det er denne som reelt afholder omkostningen til tilskuddet for opførelsen og driften af havmølleparken. I beregningen af nutidsværdien af de offentlige udgifter anvendes i indeværende analyse en diskonteringsrente på 5 %, hvilket stemmer overens med nuværende praksis for vurderingen af økonomien i offentlige infrastrukturprojekter i Danmark[75]

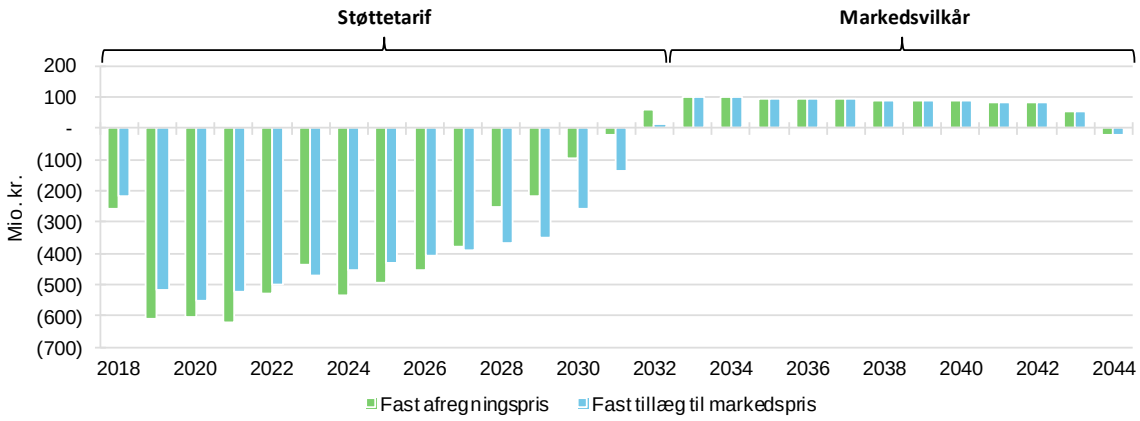
[74] Hansen (2010) – Diskonteringsrenten i offentlig planlægning

[75] Transportministeriet (2010) og Finansministeriet (1999).

Analysen af afregningsformens betydning har taget udgangspunkt i en beregning af nutidsværdien af de samlede offentlige udgifter til havmølleparken målt som nutidsværdien af støttetilskud fratrukket nutidsværdien af skattebetalinger fra driften af havmølleparken. Det antages, at hverken staten eller investor vil justere sit afkastkrav som følge af den nye afregningsprofil. Videre overvejelser om dette samt konsekvensen af mulige ændringer i diskonteringsrenten for de offentlige udgifter er uddybet i kapitel 8, afsnit 8.3.

Nutidsværdien af de offentlige pengestrømme under de to afregningsformer er illustreret i figuren nedenfor:

**Figur C.6 Nutidsværdi af offentlige pengestrømme ved Kriegers Flak**




Som figuren illustrerer, vil en fast afregningspris resultere i de største offentlige udgifter i det meste af afregningsperioden, mens et fast afregningstillæg vil resultere i markant større offentlige udgifter i den afsluttende del af afregningsperioden.

Scenariet viser, at nutidsværdien pr. 1/1 2015 af den offentlige udgift relateret til Kriegers Flak kan opgøres til 4.499 mio.kr. ved brug af base case forudsætningerne, herunder en afregningspris på 78,1 øre/kWh 2010-priser og en fast afregningspris for de første 30 TWh.

Nutidsværdien pr. 1/1 2015 af de offentlige udgifter ved brug af et fast tillæg på markedsprisen udgør derimod 4.619 mio.kr., hvilket er 120 mio.kr. mere end ved den faste afregningspris.

## Ændrede afskrivningsregler

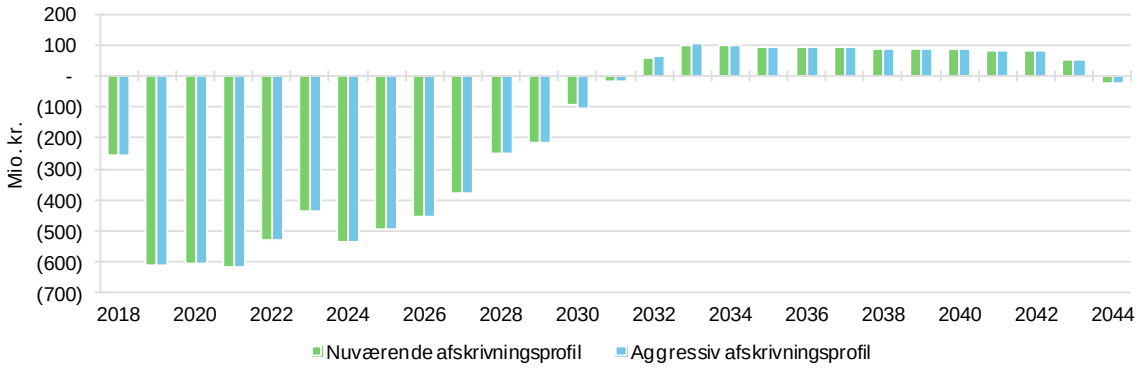
Et muligt incitament til at fremme attraktiviteten ved at byde på koncessionen angående konstruktion og drift af Kriegers Flak kunne være at muliggøre en mere aggressiv skattemæssig afskrivningsprofil end den på nuværende tidspunkt gældende lovgivning. Et scenarie kunne derfor være at implementere muligheden for en mere aggressiv afskrivning i havmølleparkens indledende driftsperiode for herefter at sænke den til et lavere niveau for den resterende periode. Implikationen af dette scenarie analyseres nedenfor.

Gældende lovgivning tillader skattemæssigt en årlig afskrivning på 25 % af den skattemæssige aktivbase for aktiver relateret til konstruktion og drift af havmølleparker i Danmark.

Nærværende scenarie analyserer implikationen af en ændring af denne lovgivning, således at koncessionsindehaver i stedet kan afskrive 35 % af den skattemæssige aktivbase i de første fem driftsår og herefter 20 % i den resterende driftsperiode.

Implikationen af ovennævnte scenarie vurderes ud fra effekten på de offentlige udgifter ved udbud af Kriegers Flak. Det sker under forudsætning af den ovenfor beskrevne justering af afskrivningslovgivning og fastholdelse af operatørens mindstekrav om opnåelse af NPV = 0. Vurderingen tager udgangspunkt i samme beregningskoncept som anvendt i scenariet "Ændring i afregningsformen". Diskonteringsrenten anvendt til de offentlige pengestrømme er baseret en diskonteringsrente på 5 % årligt jf. ovenfor. Nutidsværdien af de offentlige pengestrømme er illustreret i nedenstående figur. Konklusionen på scenarieberegningen er, at nutidsværdien pr. 1/1 2015 af de samlede offentlige udgifter til havmølleparken ved de nuværende afskrivningsregler og en afregningspris på 78,1 øre/kWh 2010-priser er 4.499 mia.kr., mens nutidsværdien pr. 1/1 2015 af de samlede offentlige udgifter ved justering af afskrivningslovgivningen til en mere aggressivprofil udgør 4.492 mia.kr., dvs. en besparelse på 7 mio.kr.

**Figur C.7. Nutidsværdi af offentlige pengestrømme til Kriegers Flak**




En justering af den skattemæssige afskrivningsprofil vil således ikke resultere i signifikante besparelser i de offentlige udgifter til havmølleparken.

## Stordriftsfordele ved større parkkapacitet

I forbindelse med større anlægsinvesteringer ses det ofte, at stordriftsfordele kan realiseres i forbindelse med optimering af processer, organisation, administration og sourcing. Drøftelser med ledende aktører inden for offshore vindenergimarkedet har indikeret, at stordriftsfordele også synes realiserbart inden for sourcing til og planlægning, projektering og drift af havmølleparker.

De mest oplagte stordriftsfordele synes at ligge i planlægningen, konstruktionen og driften af større havmølleparker, da det ofte er de samme processer, der skal gennemløbes og de samme ressourcer, som kan udnyttes fordelt over flere MW. Indikationer fra ledende aktører på markedet antyder et potentiale for stordriftsfordele i sourcing af anlægsaktiverne på 10 % - 20%, hvor den øvre grænse dækker over langsigtet optimering af en større portefølje af havmølleparker. Ligeledes antydes et potentiale på 5% - 10% i driftsfasen ved at kunne optimere hele drifts- og vedligeholdelsesprocessen fra indkøb af reservedele til udnyttelse af mandskab og installationsfartøjer.

Baseret på ovennævnte indikationer fra markedet er stordriftsfordelen ved at udbyde en 600 MW havmøllepark i forhold til at udbyde en 200 MW havmøllepark beregnet ud fra den nødvendige anlægsinvestering pr. MW, den årlige drifts- og vedligeholdelse pr. MW og den deraf afledte effekt på støttetariffen. Der tages her udgangspunkt i, at det er muligt at realisere en 15% reduktion i anlægsinvesteringen og en 7,5% reduktion i den årlige omkostning til drifts- og vedligeholdelse ved at gå fra en 200 MW havmøllepark til en 600 MW havmøllepark

Tabellen nedenfor angiver den potentielle stordriftsfordel ved at udbyde en 600 MW havmøllepark mod at udbyde en 200 MW havmøllepark.

**Tabel C.8. Stordriftsfordele**

| Mio. kr. (2010-priser) | 200 MW | 600 MW |
|---|---|---|
| Anlægsinvestering pr. MW | 23,02 | 19,57 |
| Driftsomkostninger pr. MW (gns. årlig omkostning) | 0,54 | 0,51 |
| Afregningspris, øre/kWh | 92,5 | 78,1 |

Som tabellen ovenfor viser, vil den mulige stordriftsfordel potentielt kunne reducere afregningsprisen pr. kWh med 14,4 øre i 2010-priser fra 92,5 øre/kWh til base case estimatet på 78,1 øre/kWh. Med udganspunkt i ovenstående analyse synes det derfor mere fordelagtigt at udbyde en 600 MW havmøllepark frem for en 200 MW havmøllepark.

Såfremt stordriftsfordelen i stedet indebærer en besparelse på 20 % i anlægsinvesteringen og 10 % i den årlige driftsomkostning udgør afregningsprisen 98,5 øre/kWh i 2010-priser.

Reduceres besparelsen i anlægsinvesteringen derimod til 10 %, mens besparelsen i driftsomkostningerne falder til 5% udgør afregningsprisen 87,2 øre/kWh i 2010-priser.

Den samlede stordriftsfordel med udgangspunkt i minimumsafregningsprisen i base case på 78,1 øre/kWh udgør således 9,1 – 20,4 øre/kWh i 2010-priser.

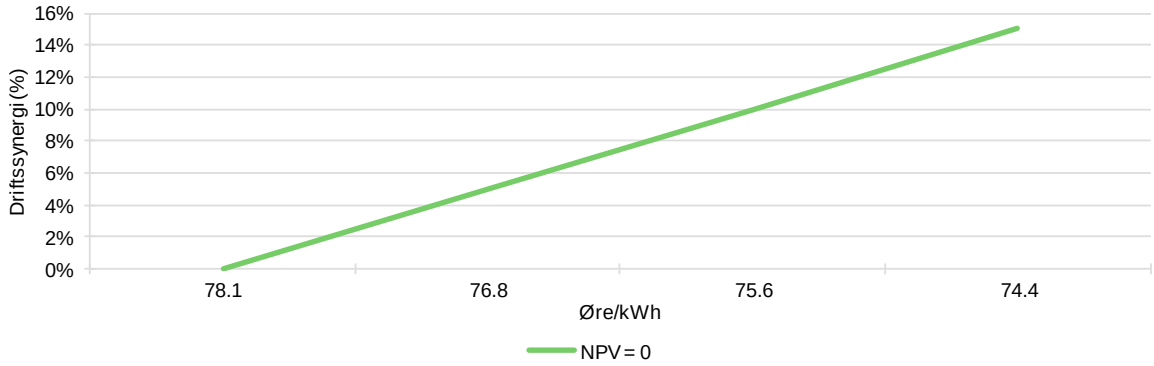
## Synergier ved drift af nærtliggende havmølleparker

Ligesom stordriftsfordele synes at kunne realiseres ved konstruktion og drift af større havmølleparker, kan det ligeledes sandsynliggøres, at drifts- og vedligeholdelsessynergier kan realiseres ved at drive nærtliggende havmølleparker.

Ledende markedsaktører inden for drifts- og vedligehold af havmølleparker antyder dog, at de væsentligste forudsætninger for at drifts- og vedligeholdelsessynergier mellem nærtliggende havmøllerparker kan realiseres er, at det enkelte drifts- og vedligeholdelsessetup for de to havmøllerparker er tilnærmelsesvist de samme, de installerede turbiner er af samme type og kapacitet, samt at driftsoperatøren på den ene park er hel eller delvis engageret i ejerskabet af den anden park.

Er dette tilfældet vil specielt optimal udnyttelse af servicefartøjer, servicemandskab og administration kunne optimere den samlede drift. Potentialet for driftssynergier mellem to nærtbeliggende havmølleparker er gennem drøftelse med ledende brancheaktører vurderet til at ligge mellem 10%-15%, mens en tredje nærtliggende park vil kunne forøge potentialet med op til yderligere 5%. Nedenstående figur illustrerer effekten på afregningsprisen ved realisering af drifts- og vedligeholdssynergier på op til 15% for Kriegers Flak.

**Figur C.8. Afregningspris ved realisering af driftssynergier**




Som ses af figuren ovenfor vil realisering af drifts- og vedligeholdelsessynergier for Kriegers Flak på op til 15% kunne reducere den faste støttetarif med 3,7 øre/kWh i 2010-priser. Dette forudsætter som nævnt ovenfor dog, at en række forhold gør sig gældende mellem de to havmølleparker i spil.

## Presset tidsramme med bod

For at sikre fremdrift i projektering, planlægning og konstruktion af den udbudte havmøllepark inden for den ønskede tidsramme kunne en mulighed være at inkludere incitamenter til hurtig installation af havmølleparken.

Et incitament hertil er at inkludere en bodsbestemmelse, hvor operatøren ifalder bod, såfremt parkens fulde kapacitet ikke er i drift inden for en given tidsramme. Med udgangspunkt i et ønske om hurtigst mulig idriftsættelse af havmølleparken kunne en bodsbestemmelse i udbudsbetingelserne lyde som følger:

*Bod på DKK 500 mio. såfremt sidste mølle nettilsluttes senere end 31/12 2017*

Scenariet tager udgangspunkt i operatørens vurderede risiko for at ifalde bod, afledte effekter på den samlede anlægsinvestering som følge af den pressede tidsramme samt den deraf nødvendige justering af afregningsprisen for at opnå en NPV = 0.

Det antages, at byderen vil tage højde for risikoen for at ifalde bod i sin business case ved at inkludere en risikovægtet bodsbetaling i sine driftsomkostninger, mens påvirkningen af den samlede anlægsinvestering inkluderes direkte i business casens anlægsbudget. Ved inkludering af ovennævnte effekter antages, at investors øgede risiko afdækkes, og at afkastkravet således ikke justeres. Såfremt operatøren måtte ifalde bod antages denne at forfalde til betaling efter påkrav efterfølgende kvartal.

Gennem drøftelser med ledende aktører inden for installation af havmølleparker og leverandører af anlægsaktiver til industrien for offshore vindenergi vurderes en stigning på 5% - 15% i den samlede anlægsinvestering, som følge af øget tidspres på leverandører og installationen, som realistisk.

Stigning i den samlede anlægsinvestering afhænger af en række faktorer, herunder det generelle udbuds- og efterspørgselsforhold for anlægsaktiver til havmølleparker på det givne tidspunkt, hvor

kontrakterne skal forhandles, samt den enkelte aktørs relation til sine leverandører, fx i form af rammeaftaler.

Afregningsprisen, som vil sikre operatøren en NPV = 0 ved varierende risiko for at ifalde bod, og deraf afledt stigning i den samlede anlægsinvestering, er illustreret i nedenstående tabel.

**Tabel C.9. Afregningspris ved sandsynlighed for bod og afledt stigning i anlægsinvestering**

| | | Stigning i anlægsinvestering (%) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0% | 5% | 10% | 15% | 20% | 25% |
| Bodssandsynlighed (%) | 0% | 74,3 | 77,7 | 81,0 | 84,4 | 87,7 | 91,1 |
| | 10% | 74,5 | 77,9 | 81,2 | 84,6 | 87,9 | 91,3 |
| | 20% | 74,8 | 78,1 | 81,5 | 84,8 | 88,2 | 91,5 |
| | 30% | 75,0 | 78,4 | 81,7 | 85,1 | 88,4 | 91,8 |
| | 40% | 75,2 | 78,6 | 81,9 | 85,3 | 88,6 | 92,0 |
| | 50% | 75,5 | 78,8 | 82,2 | 85,5 | 88,9 | 92,2 |
| | 60% | 75,7 | 79,1 | 82,4 | 85,8 | 89,1 | 92,5 |
| | 70% | 75,9 | 79,3 | 82,6 | 86,0 | 89,3 | 92,7 |
| | 80% | 76,2 | 79,5 | 82,9 | 86,2 | 89,6 | 92,9 |
| | 90% | 76,4 | 79,8 | 83,1 | 86,5 | 89,8 | 93,2 |
| | 100% | 76,6 | 80,0 | 83,3 | 86,7 | 90,1 | 93,4 |

Som ovenstående tabel viser, vil en bodsbestemmelse under de angive forudsætninger alene være fordelagtigt målt på afregningsprisen, såfremt stigningen i anlægsinvesteringen kan holdes på maksimalt 5%, samt, at investor ikke tillægger mere end 10% sandsynlighed for at ifalde bod.

Ved inkludering af en bodsbestemmelse på 500 mio.kr. i udbudsbetingelserne som forfalder til udbetaling, hvis ikke havmølleparken er fuldt nettilsluttet inden 2018, kan afregningsprisen risikere at stige med 8,6 øre/kWh i 2010-priser fra 78,1 øre/kWh til 86,7 øre/kWh givet en stigning i anlægsinvesteringen på 15% realiseres, samt at operatøren vurderer det sikkert at ifalde bod.

Det kan dog argumenteres for, at såfremt operatøren anser det som sikkert at ifalde bod, så vil operatøren ikke arbejde ud fra en presset tidsramme og dermed undgå stigningen i anlægsinvesteringen, da konsekvensen ved at bryde tidsrammen alene er at ifalde bod.

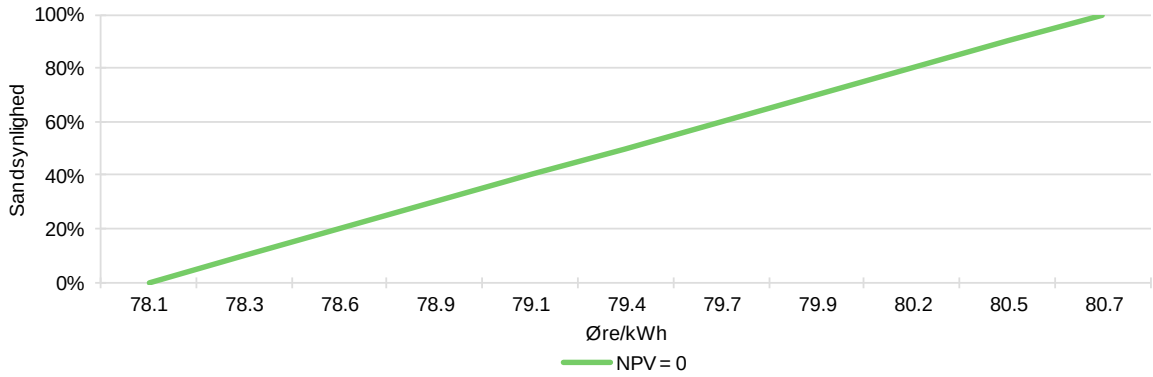
Et mindre restriktivt alternativ til ovennævnte bodsstruktur kunne være at inkludere en bodsbestemmelse på 500 mio.kr. i udbudsbetingelserne, som forfalder i tilfælde af, at havmølleparken ikke er fuldt nettilsluttet i form af samtlige turbiner inden udgangen af 2020.

I dette tilfælde vil tidsrammen være mere fleksibel for operatøren, og denne har således en bedre forhandlingsposition ved sourcing af de nødvendige anlægsaktiver. Da base casen bygger på en installationsplan, hvor sidste turbine nettilsluttes medio 2019, vil inkludering af ovennævnte bodsbestemmelse således ikke resultere i en stigning i den samlede anlægsinvestering. Påvirkningen af

business casen antages således alene at ske gennem den risiko, operatøren vurderer for at ifalde bod.

Af figuren nedenfor fremgår effekten på afregningsprisen ved varierende risiko for at ifalde bod, med udgangspunkt i at investor skal opnå en NPV = 0.

**Figur C.9. Afregningspris ved sandsynlighed for bod**




Som figuren illustrerer, vil afregningsprisen forøges med 2,6 øre/kWh i 2010-priser, fra 78,1 øre/kWh i base casen til 80,7 øre/kWh[76], såfremt investor finder det sikkert at ville ifalde bod. Med udgangspunkt i drøftelser med ledende aktører inden for installation af havmølleparker, som indikerer en projekterings-, planlægnings- og installationsperiode tættere på tre end fire år for en havmøllepark med en størrelse på 600 MW og 30 km til kysten, vurderes investors risiko for at ifalde bod som relativt lav i dette scenarie.

## Projektøkonomi for "Kriegers Flak - UK"

Med henblik på at måle attraktiviteten af et fremtidigt udbud af Kriegers Flak i Danmark, er det interessant at sammenligne projektøkonomien for Kriegers Flak i Danmark med en havmøllepark identisk med Kriegers Flak eksponeret mod det bristiske afregningsregime - både fra investors og udbyders perspektiv.

Med henblik på at sikre sammenlignelighed i projektøkonomien mellem den danske og den britiske udgave af Kriegers Flak, tager analysen udgangspunkt i nedenstående forudsætninger for " Kriegers Flak UK":

- Elpriser: Til fremskrivning af de britiske elpriser anvendes Department of Energy and Climate Change's (DECC) elprisfremskrivning fra juni 2010. Fremskrivningen er i faste priser, men inflateres til løbende priser med samme inflationssats som forudsat for de danske elpriser (2%). For at tage højde for at elprisen for strøm produceret fra havmøller ligger under gennemsnitselprisen anvendes samme årlige procentvise "downlift" mellem den forbrugvægtede elpris og

[76] Dette svarer til 89,2 øre/kWh i 2015-priser

havmølleprisen som er forudsat i Energistyrelsens elprisfremskrivning fra 2011 for den østlige del af Danmark.[77]

- ROCs: ROC-prisen forudsættes at ligge på et konstant niveaut på 45 GBP/MWh i faste priser jf. figur 2.3 i *Baggrundsrapport 1: Analyse af rammevilkår i udvalgte EU-lande*. Da ROC-prisen i løbende priser har ligget på et relativt stabilt niveau historisk indeholder analysen scenarier, hvor ROC-prisen inflateres med henholdsvis 0%, 1% og 2%. ROCs tildeldes i 20 år fra nettilslutning af første turbine, dog kun til og med 2037, og ved idriftsættelse af første turbine i 2018 i base casen vil havmølleparken i analysen modtage ROCs i 20 år. Der modtages 1,5 ROC/MWh i hele støtteperioden

- Skat: Selskabsskatten er fastsat til 24% pr. år.

- Afskrivninger: Regnskabsmæssigt afskrives investeringen lineært over 24 år, mens der skattemæssigt afskrives med 18% årligt ud fra saldometoden.

- Leje af site: Der betales et årligt lejegebyr til The Crown Estate for brug af siten, hvor havmølleparken opføres svarende til 0,88 GBP/MWh i 2010-priser. Niveauet stemmer overens med lejegebyr betalt for projekter under UK runde 2. Lejegebyrer inflateres årligt med 2%

- Elkøbsaftale: Det antages at koncessionsindehaver af " Kriegers Flak UK" ikke indgår en elkøbsaftale (Power Purchase Agreement) med en tredjepart og koncessionsindehaver er således fuldt eksponeret mod udsving i markedsprisen på elektricitet og ROCs.

- Usikkerhed om nettilslutning: Det antages at koncessionsindehaver af " Kriegers Flak UK" ikke er eksponeret mod risikoen for ikke at opnå nettilslutning når havmølleparken skal idriftsættes.

- Balanceomkostninger: Den samlede omkostning pr. MWh i relation til balancering af elnettet (BSUoS) baseres på den gennemsnitlige balanceringsomkostning pr. MWh i perioden 1. april 2010 – 1. marts 2011 og udgør 1,15 GBP/MWh i 2010-priser. Dette omkostningsniveau inflateres årligt med 2%.

- Transmissionsomkostninger: Modsat under danske forhold skal investor i Storbritannien selv afholde omkostningen til transformerstation og vedligeholdelse af transmissionsaktiverne anvendt af havmølleparken. Det er dog ikke investor selv der etablerer og driver tranmissionskativerne. Omkostningen til dette afholdes gennem en årlig transmissionsomkostning (TNUoS) og udgør 398 mio. kr. i 2010-priser i et driftsårs med fuld kapacitet nettilsluttet. Opgørelsen af den årlige transmissionsomkostning inflateres årligt med 2% og er baseret på retningslinier publiceret af den britiske transmissionssystemsoperatør National Grid tilpasset de specifikke forhold gældende for Kriegers Flak

I forlængelse af ovenævnte forudsætninger gælder desuden de generelle forudsætninger for business casen anlagt i base case for den danske havmøllepark, bortset fra at der anvendes 2010-markedsforhold for anlægsinvesteringen. Dette skyldes at Anholt-afregningsprisen på 105,1

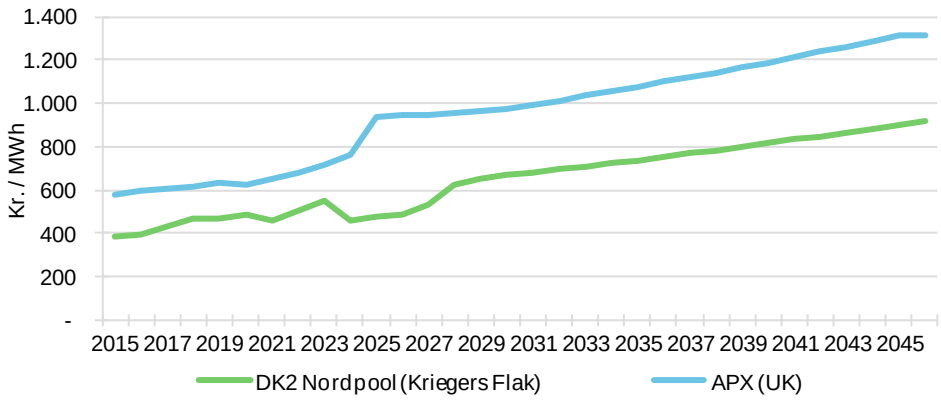
[77] Dette "downlift" udgør i gennemsnit 15,8% i perioden 2011-2030

øre/kWh anvendes som afregningspris i analysen og at de underliggende markedsforhold for denne afregningspris var 2010-markedsforhold.

Ved opgørelse af de offentlige udgifter til Kriegers Flak i Danmark tillægges omkostningen til Energinet.dk for etablering af transformerstation mv. i forbindelse med nettilsutning af havmølle-parken. Dette gøres for at sikre sammenligneligheden af analyserne, og omkostningen antages at udgøre 2.500 mio. kr. i 2010-priser baseret på et estimat fra GL Garrad Hassan.

Af figur C.10 nedenfor fremgår det at den forventede elpris for havmøller i Storbritannien forventes at ligge på et højere niveau end elprisen for havmøller i den østlige del afDanmark, hvilket taler for en bedre projektøkonomi for en havmøllepark beliggende i Storbritannien.

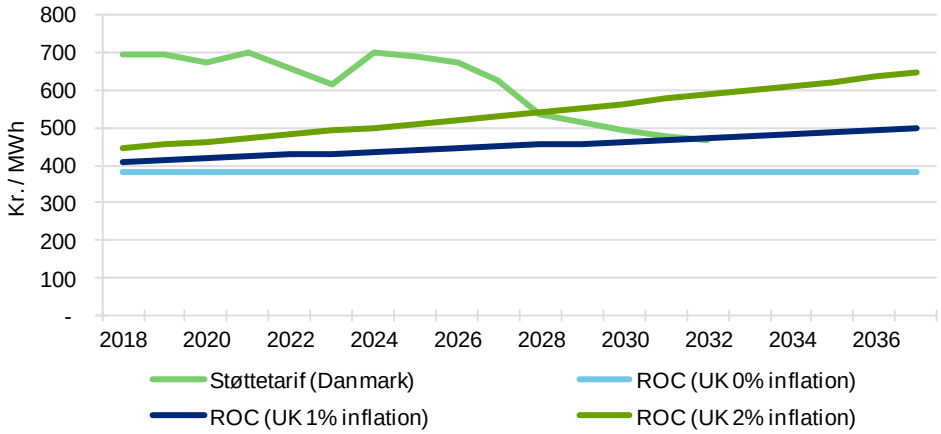
**Figur C.10. Elprisfremskrivning for havmøller i Danmark og Storbritannien**




Kilde: Energistyrelsen, DECC og Deloitte

Figur C.11 nedenfor illustrerer det forventede niveau for den årlige støttetarif pr. MWh for havmøller i Danmark og i Storbritannien.

**Figur C.11. Støttetarif pr. MWh i Danmark og Storbritannien**



Det ses af figuren at den danske støttetarif vil være højest i den indledende driftsperiode for Kriegers Flak, hvilket skyldes at elprisen er forholdvis lav og støttebidraget, beregnet som forskellen mellem den faste afregningspris og den forventede markedspris på elektricitet i den østlige del af Danmark, dermed er højt. Efterhånden som markedsprisen på elektricitet i Danmark forventes at stige indsnævres spændet mellem den faste afregningspris og markedsprisen, hvilket mindsker den indirekte støttetarif. Støttetariffen i Storbritannien i form af ROCs afhænger af den forudsætte inflation i ROC-prisen og gives i hele havmølleparkens driftsperiode givet den etableresplan som antages i base case

Tabel C.10 nedenfor illustrerer projektøkonomien for Kriegers Flak under det danske støtteregime og det britiske støtteregime. For den danske case er der som nævnt ovenfor taget udgangspunkt i en afregningspris på 105,1 øre/kWh i 2010-priser svarende til afregningsprisen for Anholt Havmøllepark.

**Tabel C.10. Projektøkonmi for Kriegers Flak i Danmark og Storbritannien (konstant WACC)**

| Mio.kr., 2015-priser | NPV (2010-markedsforhold) | Anvendt WACC | WACC for NPV = 0 | NPV af offentligt tilskud | NPV af offentligt tilskud pr. GWh |
|---|---|---|---|---|---|
| Danmark[1] | 1.255 | 7,9% | 9,3% | 9.846 | 0,18 |
| Storbritannien (0% ROC inflation) | 2.372 | 7,9% | 10,1% | 7.805 | 0,14 |
| Storbritannien (1% ROC inflation) | 3.606 | 7,9% | 11,1% | 9.084 | 0,17 |
| Storbritannien (2% ROC inflation) | 5.055 | 7,9% | 12,3% | 10.584 | 0,19 |

1: Ved anvendelse af afregningsprisen ved Anholt-udbuddet på 105,1 øre/kWh (2010-priser)

Som det ses af figuren er projektøkonomien for den danske case og den britiske case positiv illustreret ved en NPV-værdi over 0 for alle antagelser omkring inflation i ROC-prisen. Det ses dog af 1. kolonne at projektøkonomien fra investors synspunkt er bedst ved etablering af havmølleparken under det britiske regime. Samtidig er niveauet for den offentlige udgift til havmølleparken relativt ens, hvor den danske offentlige udgift til havmølleparken er 0,18 mio. kr. pr. GWh, mens den britiske ligger i intervallet 0,14-0,19 mio. kr. pr. GWh afhængig af antagelsen om inflationen i ROC-prisen over årene.

Ovennævnte tabel tager udgangspunkt i, at investors afkastkrav til Kriegers Flak i Danmark og i Storbritannien vil være det samme. Dette er dog usikkert da risikoen under de to regimer ikke nødvendigvis er identisk. Eksempelvis er eksponeringen mod udviklingen i markedsprisen på elektricitet større ved etablering af Kriegers Flak under britiske markedsforhold. Tages der højde for den mulige ændring af projektets risiko fra investors synspunkt, ændres projektøkonomien for investor tilsvarende.

Af tabel C.11 fremgår det at projektøkonomien ved etablering af Kriegers Flak i Storbritannien mindskes hvis investors afkastkrav tilpasses risikoen underliggende det bristiske regime. Det anvendte afkastkrav for den britiske case tager udgangspunkt i rapporten udgivet af Dexia i 2007 omtalt i bilag C3, hvor WACC i stedet beregnes med udgangspunkt i afregningsmodellen med grønne certifikater i stedet for feed-in-tariff modellen. Dette øger projektets WACC med 1,9 %-point, fra 7,9% til 9,8%.

**Tabel C.11. Projektøkonmi for Kriegers Flak i Danmark og Storbritannien (variabel WACC)**

| Mio.kr., 2015-priser | NPV (2010-markedsforhold) | Anvendt WACC | WACC for NPV = 0 | NPV af offentligt tilskud | NPV af offentligt tilskud pr. GWh |
|---|---|---|---|---|---|
| Danmark[1] | 1.255 | 7,9% | 9,3% | 9.846 | 0,18 |
| Storbritannien (0% ROC inflation) | 302 | 9,8% | 10,1% | 7.805 | 0,14 |
| Storbritannien (1% ROC inflation) | 1.297 | 9,8% | 11,1% | 9.084 | 0,17 |
| Storbritannien (2% ROC inflation) | 2.459 | 9,8% | 12,3% | 10.584 | 0,19 |

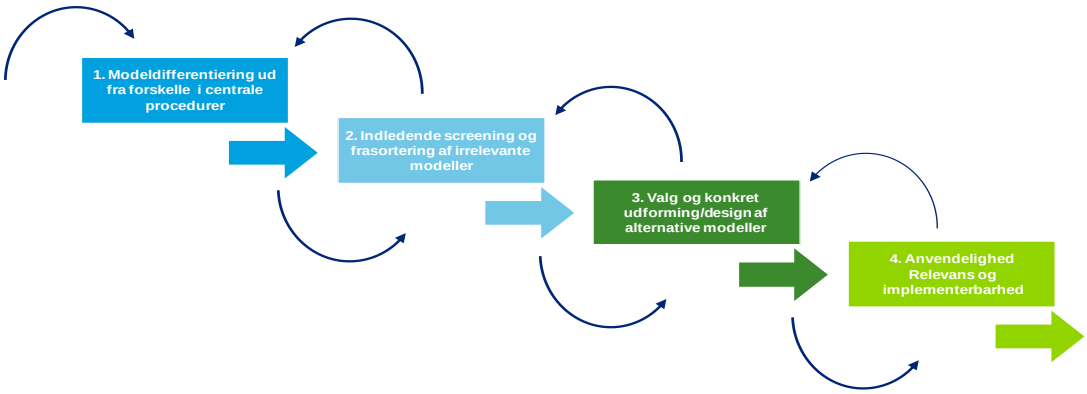
1: Ved anvendelse af afregningsprisen ved Anholt-udbuddet på 105,1 øre/kWh (2010-priser)

Som det ses af tabellen ovenfor vil projektøkonomien for etablering af Kriegers Flak i Danmark i dette tilfælde ligge på niveau med projektøkonomien ved etablering af havmølleparken i Storbritannien, som dog er fortsat følsom overfor antagelsen om inflationen i ROC-prisen.

# Bilag D. Fremgangsmåde for valg af udbudsmodeller

Den konkrete udvikling af de alternative udbudsmodeller er foregået i en iterativ proces indeholdende fire trin, jf. figuren nedenfor.

**Figur D.1: Proces for udvikling af udbudsmodeller**




**Det første trin** i udviklingen af udbudsmodellerne har indeholdt en modeldifferentiering ud fra grundlæggende typer af koncessionsmodeller og udbudsprocedurer. Der blev i det første trin lagt vægt på, at differentieringen af modellerne var baseret på internationale erfaringer, således at koncessionsmodeller eller udbudsprocedurer, som tidligere er vurderet uhensigtsmæssige, på forhånd blev udelukket af analysen.

**Det andet trin** har indeholdt en indledende screening af kombinationsmuligheder af kernevilkårene i udbudsmodellerne. Såfremt typer af kernevilkår blev vurderet uhensigtsmæssige for en konkret koncessionsmodel, blev disse udeladt af de videre analyser.

**Det tredje trin** har indeholdt konkrete valg af alternative udbudsmodeller. Det var under dette trin, at egnede alternative udbudsmodeller blev identificeret.

**Det fjerde trin** har indeholdt en analyse og vurdering af de identificerede alternative udbudsmodellers anvendelighed i en dansk kontekst.

# Bilag E. Udbudsprocedurer

I det følgende gives en oversigt over, hvilke udbudsprocedurer der har været en del af overvejelserne og analyserne i forbindelse med udformningen af de konkrete udbudsmodeller. Der gøres opmærksom på, at koncessioner på bygge- og anlægsområdet er undtaget de almindelige formregler i Udbudsdirektivet, jf. Udbudsdirektivets afsnit III. Der gælder fortsat de EU-retlige grundprincipper om ligebehandling, gennemsigtighed m.v., men herudover er der for koncessionskontrakter kun få krav til procedure. Til trods herfor kan det være en fordel at operere inden for en eller eventuelt en kombination af flere af de kendte udbudsprocedurer.

Tabellen nedenfor foretager en sammenligning af begrænset udbud, offentligt udbud, udbud efter forhandling og konkurrencepræget dialog. I tabellen tages ikke stilling til, hvorledes procedurerne kan anvendes i forhold til de identificerede udbudsmodeller. En sådan analyse foreligger i rapportens kapitel 9.

**Tabel E1. Sammenligning af relevante udbudsprocedurer**

| | Offentligt udbud | Begrænset udbud | Udbud med forhandling | Konkurrencepræget dialog |
|---|---|---|---|---|
| **Kort beskrivelse** | Anmodning om tilbud annonceres offentligt ved udbudsbekendtgørelse. Ingen indledende prækvalifikationsrunde, dvs. alle interesserede kan modtage udbudsmateriale og indsende tilbud. | Udbud foregår i to runder: Prækvalifikation og efterfølgende tilbudsrunde. Offentlig annoncering ved udbudsbkg, for at interesserede kan anmode om prækvalifikation. Efter udvælgelse af prækvalificerede fremsendes endeligt udbudsmateriale og anmodning om at afgive endeligt tilbud til de prækvalificerede. | Proces som ved begrænset udbud indtil afgivelse af tilbud. Derefter har ordregiver mulighed for at indkalde tilbudsgiverne individuelt til forhandling om konkrete dele af det afgivne tilbud mhp., at tilbudsgiver fremsender revideret tilbud, eventuelt i flere runder. | Anmodning om prækvalifikation som ved begrænset udbud. På baggrund af udkast til udbudsmateriale afholdes herefter et antal dialogmøder med hver af de prækvalificerede mhp. udarbejdelse af endeligt udbudsmateriale. Herefter anmodes de prækvalificerede om at afgive endeligt tilbud. Ingen formelle grænser for antal dialogmøder. |
| **Anvendelse** | Anvendes typisk ved indkøb af standardydelser, eller hvor antallet af aktører på markedet er begrænset. | Meget udbredt. Kan anvendes ved langt de fleste typer af udbud. | Anvendes som udgangspunkt kun for udbud inden for forsyningsområdet. Kan kun benyttes i snævre undtagelsestilfælde under Udbudsdirektivet. | Kan kun anvendes i udbud, der er så komplekse, at de alm. udbudsformer i udbudsdirektivet (off. og begrænset udbud) ikke kan anvendes. |
| **Tidsramme** | Formelle minimumskrav 52 dage (kan nedjusteres). Realistisk tidsramme mindst ½ år fra opstart på udarbejdelse af udbudsmateri- | Formelle minimumskrav 37 + 40 (kan nedjusteres). Realistisk mellem ½ og 1 år fra opstart på udarbejdelse af udbudsmateriale til | Formelle minimumskrav 37 + 40 (kan nedjusteres). Realistisk mellem ½ og 1 år fra opstart på udarbejdelse af udbudsmateriale til | Formelt minimumskrav til prækvalifikationsfase 37 dage (kan nedjusteres). Ingen formelle krav til længde af dialogfase. Reali- |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | ale til leverandørvalg. | leverandørvalg. | leverandørvalg. | stisk mellem 1 og 1½ år fra opstart på udarbejdelse af udbudsmateriale til leverandørvalg. |
| **Mulighed for dialog** | Dialog med markedet skal gennemføres, inden den formelle proces er startet, dvs. inden udsendelse af udbudsbekendtgørelse. | Dialog med markedet skal gennemføres, inden den formelle proces er startet, dvs. inden udsendelse af udbudsbekendtgørelse. | Dialog med markedet skal gennemføres inden den formelle proces er startet. Mulighed for forhandling på baggrund af de afgivne tilbud. Alt kan som udgangspunkt indgå i forhandlingerne. Der kan som udgangspunkt ikke afholdes dialog mhp. ændring af væsentlige dele af udbudsmaterialet. Fejl kan dog rettes. | Omfattende dialog om alle dele af udbudsmaterialet mulig i dialogfasen. Ikke mulighed for forhandling efterfølgende. |
| **Fordele** | Kort proces. Gennemprøvet. | Gennemprøvet proces. Mulighed for indsnævring af ansøgerfeltet gennem prækvalifikation. | Mulighed for fokuseret forbedring af de enkelte tilbud gennem individuel forhandling. Gennemprøvet proces i forsyningssektoren. | Mulighed for tilretning af udbudsmaterialet undervejs i processen mhp. at opnå mest mulig markedskonformitet og innovation. |
| **Ulemper** | Ingen mulighed for indsnævring af ansøgerfeltet undervejs. Med heraf følgende risiko for et uforholdsmæssigt stort antal tilbud. Som udgangspunkt ingen mulighed for dialog eller forhandling. Som udgangspunkt ikke mulighed for ændring af udbudsmateriale undervejs (bortset fra fejl og lign.). Udbudsmaterialet skal være helt færdigt, inden annoncering. | Som udgangspunkt ingen mulighed for dialog eller forhandling undervejs. Som udgangspunkt ikke mulighed for ændring af udbudsmateriale undervejs (bortset fra fejl og lign.). | Som udgangspunkt ikke mulighed for dialog med markedet om udarbejdelsen af krav i udbudsmaterialet, når den formelle proces først er startet - kræver derfor høj grad af sikkerhed for, hvilke krav opdragsgiver vil stille. Tids- og arbejdskrævende for tilbudsgivere at afgive to eller flere komplette tilbud. | Ikke mange danske erfaringer med processen. Tids- og arbejdskrævende proces både for ordregiver og prækvalificerede. Der skal kunne argumenteres for, hvorfor de øvrige procedurer i udbudsbkg (primært off. udbud og begrænset udbud) ikke kan finde anvendelse. |
| **Eksempler på anvendelse** | Indkøb af standardprodukter. Indkøb, hvor man ønsker et stort antal tilbud, og hvor der ikke er tvivl om markedet. | Stort set alle typer indkøb, hvor der er ønske om at begrænse kredsen af tilbudsgivere. | Stort set alle større udbud på forsyningsområdet, fx energisektor, jernbane etc. (Fx Signalanalysen, DSB rammeaftale). | Store komplekse it-indkøb (fx DAHLIA i LMS), argument: Teknisk og organisatorisk kompleksitet. OPP-projekter (fx Kli- |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | plev-Sønderborg-motorvejen, VD), argument: Markedskonformitet af betalings- og finansieringsmodel. UK's multi site udbudsrunde III for havmølleparker. |

## Om Deloitte

Deloitte leverer ydelser inden for Revision, Skat, Consulting og Financial Advisory til både offentlige og private kunder i en lang række brancher. Vores globale netværk med medlemsfirmaer i mere end 140 lande sikrer, at vi kan trække på stærke kompetencer foruden en dybtgående lokal indsigt, når vi skal hjælpe vores kunder overalt i verden. Deloittes mere end 170.000 medarbejdere arbejder målrettet efter at sætte den højeste standard. Deloittes medarbejdere understøttes af en virksomhedskultur, der fremmer integritet og merværdi til kunderne, en forpligtelse over for hinanden og en styrke gennem forskellighed. De arbejder i et miljø præget af konstant udvikling, udfordrende oplevelser og berigende karrieremuligheder. Deloittes medarbejdere arbejder målrettet på at styrke ansvarlighed, opbygge tillid og sikre positiv indflydelse i deres lokalsamfund.

## Deloitte Touche Tohmatsu Limited

Deloitte er en betegnelse for Deloitte Touche Tohmatsu Limited, der er et britisk selskab med begrænset ansvar, og dets netværk af medlemsfirmaer. Hvert medlemsfirma udgør en separat og uafhængig juridisk enhed. Vi henviser til www.deloitte.com/about for en udførlig beskrivelse af den juridiske struktur i Deloitte Touche Tohmatsu Limited og dets medlemsfirmaer.

© 2011 Deloitte Business Consulting A/S. Medlem af Deloitte Touche Tohmatsu Limited