

Juni 2022



HVORDAN UDBYDER DANMARK BEDST HAVVIND?

Analyse udarbejdet af

Seniorrådgiver Finn Lauritzen, Klimøkonom Sara de Roepstorff og Student Assistant Benedikte Østergaard

AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

HOVEDKONKLUSIONER

Danmark skal, lige som andre europæiske lande, nu for alvor i gang med at udvikle havvind. Det har EU-Kommissionens formand sammen med Danmarks statsminister og andre toppolitikere bekendtgjort på et møde i Esbjerg den 18. maj 2022. Men hvordan tilrettelægger vi bedst de kommende udbud af havvind? Det analyserer vi i denne rapport.

Tidligere tiders udbygning af vindkraft i Danmark har været et spil om subsidier. Fremover skal skatteyderne have gavn af, at efterspørgslen efter grøn strøm stiger, og at tekniske fremskridt gør vindmølleparker billigere. Thor-udbuddet ultimo 2021 viste, at det var muligt at skabe et provenu til staten – fremfor behov for subsidier.

Det var glædeligt – men set i bakspejlet kan vi også konstatere, at statskassen kunne have fået flere penge, hvis udbuddet havde været anderledes udformet, og at den detaljerede udformning af betingelserne forhindrede vinderen i at udnytte hele arealet. Thor vil således have en uudnyttet vindkapacitet på mere end 1 GW, som vi godt kunne have brugt, når parken står klar i 2028.

For at nå de nye EU-mål i 2050 skal Danmark opsætte yderligere ca. 32 GW fra 2028 til 2050 – dvs. en periode på 22 år. Det betyder, at der skal opsættes 1,5 GW årligt, hvilket svarer til årlige investeringer på mindst 15 mia. kr.

Axcelfutures anbefalinger er:

- Der er ingen garanti for, at fremtidige havvindudbud også vil give staten et provenu. De havarealer, der ligger op til 70-80 km fra land, og hvor kablet til land derfor er billigere, skal udbydes i klumper, nogenlunde svarende til den forventede efterspørgsel efter el og brint. Ellers risikerer vi at vende tilbage til en situation, hvor store subsidier er nødvendige.
- Længere væk fra land skal vi bygge energigøer – som vi endda skal have flere af. De er mere komplekse og omfatter både vindmøller, ø, elektrolyseanlæg og kabler, der skal føre el og brint i land. Alle disse delanlæg skal koordineres, og bygges derfor bedst af en operatør – også selv om disse anlæg bliver meget store, helt op til 10 GW.
- Energiøerne og de tilhørende anlæg og vindparker kan give en betydelig markedsmagt, og derfor skal der sikres gode konkurrencevilkår om øerne. Det kan bla. opnås ved regler om tredjepartsadgang, og at staten overtager ejerskabet til ø og kabler efter en periode. Energiøerne kan også bruges til at styrke forbindelserne til udlandet, og TSO'erne (i Danmark Energinet) skal derfor have adgang og plads til at installere de faciliteter, som dette kræver.
- Men for begge kategorier – energigøer og vindparker tættere på land - skal vi væk fra, at staten fastlægger et detaljeret design for vindparkerne. Innovation og design styres bedst privat. Fremover skal vi derfor have mindre detaljerede udbud, hvor Danmark udbyder et givet havareal for en lang periode – formentlig 30 år som hidtil. Og for begge kategorier er det vigtigt relativt hurtigt at udarbejde en samlet plan, som for de kommende år i grove træk viser, hvad der vil blive udbudt, og hvornår.
- Det er også vigtigt at etablere en sund, international konkurrence om vindmøllerne. Nogle markedsaktører frygter, at kineserne vil sætte sig på vindmøllemarkedet – ligesom de har gjort på solcellemarkedet. Vi skal ikke lukke kineserne ude, for det vil fordyre og dermed forsinke den grønne omstilling. Men omvendt er vindmøllerne kritisk infrastruktur, hvor det er vigtigt at

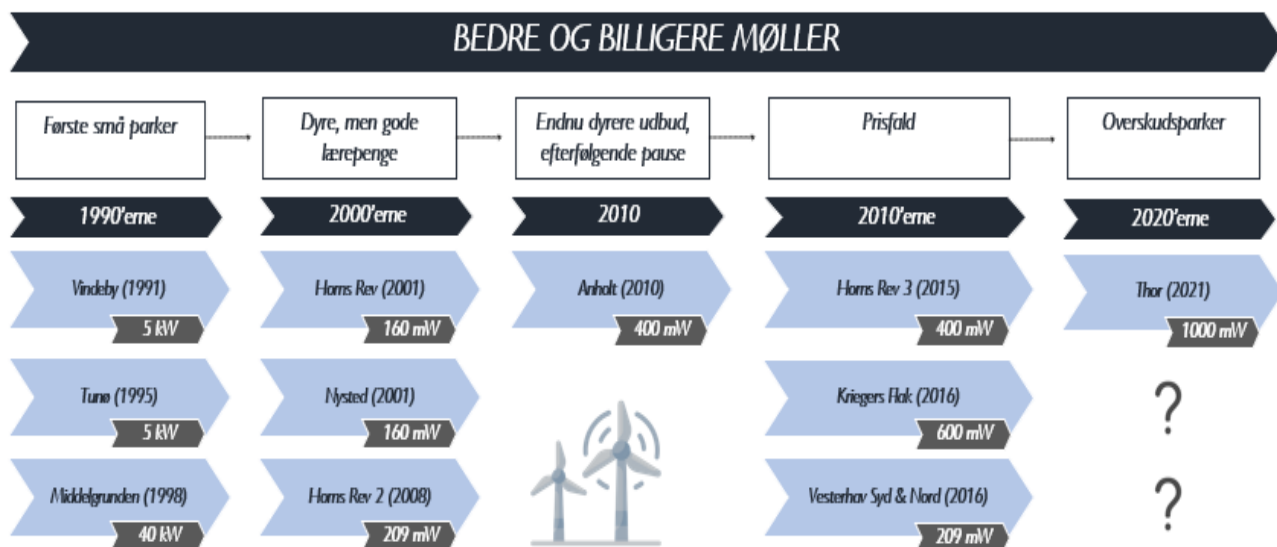
bevare europæisk kontrol. Investeringerne vil derfor være omfattet af de nye regler om investorscreening.

- Produktionen af vindmøllerne må ikke belaste klima og miljø mere end nødvendigt. Det gør det naturligt at stille krav om lang levetid (og dermed lave, forventede samlede omkostninger over møllernes levetid). Det gør det også naturligt at stille krav om, at stål, cement, glasfiber og kabler samt transporten af møllerne lever op til grønne standarder.
- Det formentligt vigtigste spørgsmål vedrører betalingsmodellen. I stedet for den budform, som blev anvendt i Thorudbuddet, og som på grund af et loft for betalingen til staten reelt var et koncessionsudbud, vil der være fordele ved at udforme udbuddene som en model med overskudsdeling mellem vinderen og staten, med statens andel som budparameter. Man kan også kombinere modellerne.
- Den særlige "Åben dør-ordning" for kystnære møller bør endeligt ændres, så den eller de tættest liggende kommuner modtager en del – fx halvdelen - af overskuddet. Det kan øge borgernes accept af kystnære møller.

DANSK HAVVIND SIDEN 1991 - FRA STATSSTØTTE TIL OVERSKUD

Danmark er det land i verden, der i forhold til vores størrelse har satset mest på havvind. Og den danske havvind-historie går tilbage til 1991. På land startede historien tidligere, men på havet startede historien i 1990'erne med en række – med dagens øjne – meget små parker, jf. figur 1.

FIGUR 1. DANMARKS HAVVIND-HISTORIE I 5 FASER



Årstallene for hver park viser tildelingsbeslutningen. En række mindre testparker mv. er ikke vist i figuren

Disse anlæg var ikke konkurrenceudsat, men blev bygget af bl.a. Elsam og Elkraft (det øst- og vestdanske transmissionselskab) efter påbud. I fase 2 – 2000-årene – blev parkerne konkurrenceudsat, og nu med stigende interesse også fra udenlandske selskaber, og ikke bare fra danske DONG. Historien tog en drejning i 2010, da udbuddet om Anholt Havvind-park endte med et væsentligt dyrere bud end tidligere (og end samtlige senere udbud). Dette bud gav anledning til både eftertanke, læring og en pause på 5 år inden næste udbud. Fjerde fase var 2010'erne, som også indebar store subsidier, men nu faldende – primært på grund af skalafordele ved de stadig større møller og den teknologiske udvikling. Fase 5 startede ultimo 2021 med en lodtrækning om retten til Thor – en lodtrækning, som tyske RWE vandt. Det glædelige ved dette udbud var, at det som det første danske udbud af havvind nogensinde ikke indebar statsstøtte, men tværtimod gav staten et provenu. Det mindre glædelige var, at hvis man havde forudset dette, kunne udbuddet have givet et højere provenu, men også givet dobbelt så stor kapacitet.

Thor-udbuddet bør blive startskuddet til en mere grundig overvejelse om, hvordan designet for havudbud bedst kan indrettes fremover – med et nyt udgangspunkt om, at udbuddene ikke behøver at koste støttekroner, men tværtimod kan give et provenu. Men provenuet bør ikke blive det væsentligste mål. Spørgsmålet er, bredere, hvordan udbuddene bedst muligt kan understøtte den grønne omstilling.

Det er blevet endnu mere aktuelt efter at EU-Kommissionen den 18. maj 2022 sammen med Danmark, Tyskland, Holland og Belgien udmeldte en ambition om at bygge 65 GW havvind i Nordsøen frem mod 2030 og hele 150 GW havvind frem mod 2050.

THOR-UDBUDET

Som led i energiaftalen fra 2018 skulle der sættes gang i udbygningen af dansk havvind. I februar 2019 blev det besluttet, at det første af tre udbud under denne aftale skulle omfatte et område på 440 km² godt 20 km vest for Nissum Fjord, kaldet Thor. I 2019 startede Energistyrelsen en markedsdialog med interesserede bydere. I sommeren 2021 blev projektet miljøgodkendt, og de endelige udbudsbetingelser blev lagt fast.

Udbuddet var tilrettelagt som en "dobbelt-sidede CfD¹-kontrakt". Det betød, at vinderen ville få et fast tilskud på op til 6,5 mia. kr. – eller skulle betale et provenu til staten på op til 2,8 mia. kr. – afhængigt af, hvordan udbuddet endte, med udgangspunkt i forskellen mellem den tilbudte elpris og den faktiske elpris år for år.

Vindparken skulle have en kapacitet på mindst 0,8 GW og højst 1,0 GW og ville modtage en 30-årig produktionsbevilling. Vinderen skulle dække alle omkostninger til at føre strømmen i land samt til tilslutning og nødvendig forstærkning af transmissionsnettet.

¹ CfD betyder Contract for Difference. Dette begreb forklares senere i dette notat.

Der var først seks bydere, og til overraskelse for mange tilbød fem af byderne en elpris på det mindst mulige, nemlig 0,01 øre. Der måtte derfor trækkes lod mellem disse, og vinderen blev det tyske selskab RWE AG. De fire øvrige bydere var Ørsted, CIP og Andel, Total Energies og Iberdrola, samt Vattenfall.

Udbuddet blev i store dele af pressen først og fremmest set som en succes, fordi det var første gang i Danmark, at havvind ikke kostede statslige støttekroner, men tværtimod gav et provenu – på 2,8 mia. kr., jf. ovenfor. Der har dog også været fremført kritik.

Copenhagen Economics har således påpeget det uheldige i lodtrækningsformatet². Det forhold, at der var et loft for det statslige provenu på 2,8 mia. kr. (i kombination med, at budprisen på strømmen ikke kunne være nul eller negativ) betød, at staten gik glip af et provenu på formentlig flere mia. kr. (nemlig det beløb, den højstbydende af de fem nævnte konsortier havde været parat til at byde, ud over 2,8 mia. kr.). CE mener endvidere, at Klimaministeriet og Energistyrelsen kunne have forudset dette. En anden konsekvens var, at det ikke var sikkert, at det var den byder, der var bedst til at udføre opgaven, der fik denne – således som et normalt udbud sikrer.

En anden kritik er fremført af Vattenfall – en af de fem bydere, jf. ovenfor. Vattenfall kritiserer loftet for den kapacitet, der måtte bygges inden for det tildelte areal, på 1 GW. Vattenfall kunne således have etableret en kapacitet på 2,2 GW³, og der er derfor gået "god havbund til spilde" som følge af den måde, udbuddet var tilrettelagt på.

Ifølge Energistyrelsen skyldtes loftet på 1 GW usikkerhed om, hvorvidt udbuddet ville give et positivt eller negativt provenu – og hvis udbuddet havde krævet et tilskud, kunne det give god mening med et loft over kapaciteten for at holde udgifterne nede.

Sagen har medført et generelt ønske om at gennemse ordningerne for vind-udbud, som Klimaministeriet⁴ og Energistyrelsen har arbejdet med i flere år. Ønsket om at gennemse ordningerne er blevet forstærket af planer og ønsker fremsat gennem vinteren 2021-22, samt især efter Ruslands krig mod Ukraine, om en fremrykket udbygning af sol- og vindenergi i Danmark.

LÆRINGSKURVER FOR VIND OG SOL

Udviklingen fra statsstøtte til provenu er ikke unikt dansk, men har gjort sig gældende i flere lande. Der er givet et godt overblik over udviklingen i Jansen et al, 2020⁵, jf. figur 1.

² Copenhagen Economics, 2021: Gone with the wind. Foregone revenues in the Danish Thor Tender

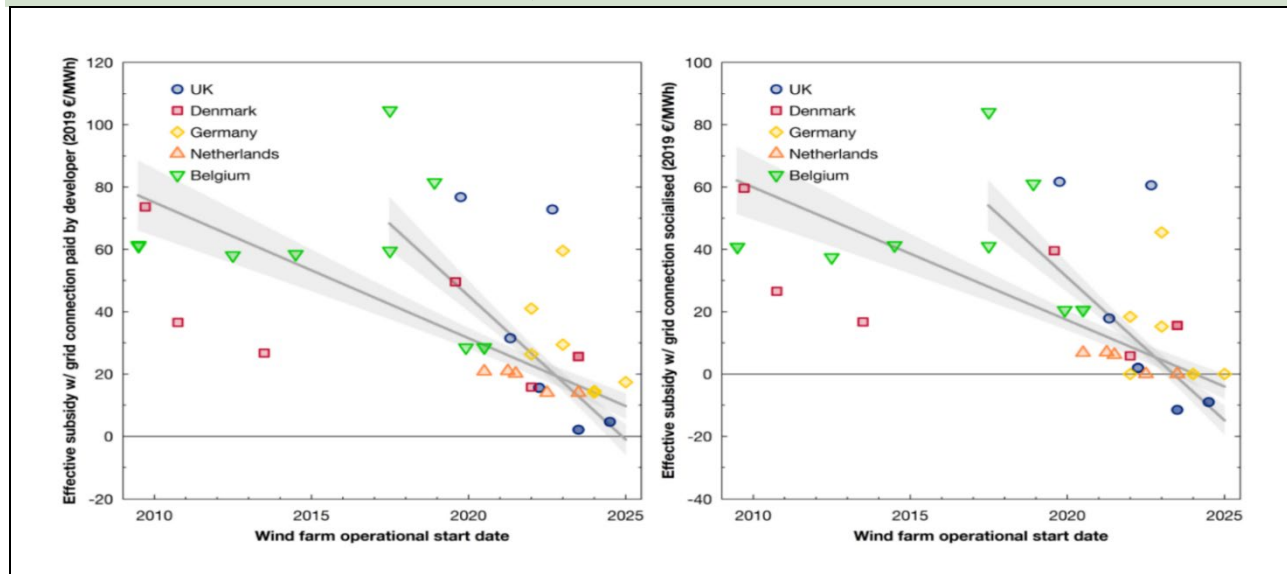
³ Ane Mette Lysbech-Kleis, Vattenfall, i Dagbladet Børsen den 12. april 2022

⁴ Klimaministeriet bruges her som betegnelse for Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

⁵ Jansen, Malthe et al, I Nature Energy, 2020, p 614-622: Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy

Som figurene viser, har der siden 2009 været en kraftigt faldende tendens i støtteomkostningerne, og hvis man alene ser på faldet siden 2015, er faldet endnu mere udtalt. Figurerne illustrerer imidlertid også, at der er meget stor spredning. Omkostningerne ved hvert konkret udbud afhænger af mange konkrete omstændigheder – hvor god eller stærk er vinden erfaringsmæssigt det pågældende sted, hvad er vanddybden, hvor mudret er havbunden, hvor langt ligger lokationen fra land, osv. Figuren viser endvidere, at de danske udbud generelt ikke hører til de dyreste, men ligger lidt under middel.

FIGUR 1. IBRUGTAGNINGSÅR OG VINDSTØTTE I UDVALGTE LANDE



Kilde: Jansen et al, 2020. Figuren til venstre angiver støtteomkostningerne pr produceret MWh, målt i Euro, inkl. omkostninger til ilandføring og nettilslutning. Figuren til højre angiver omkostningerne ekskl. ilandføring og nettilslutning.

Da analysen er fra 2020, er Thor-udbuddet af naturlige grunde ikke med i figuren. Men da Thor skal ibrugtages senest 1. januar 2028, og støtten kan beregnes til -5 Euro pr MWh (dvs. negativ støtte), kan man intuitivt se, at Thor nogenlunde vil ligge i figuren til venstre der, hvor tendenslinjen fra 2010 til 2025 rammer år 2028.

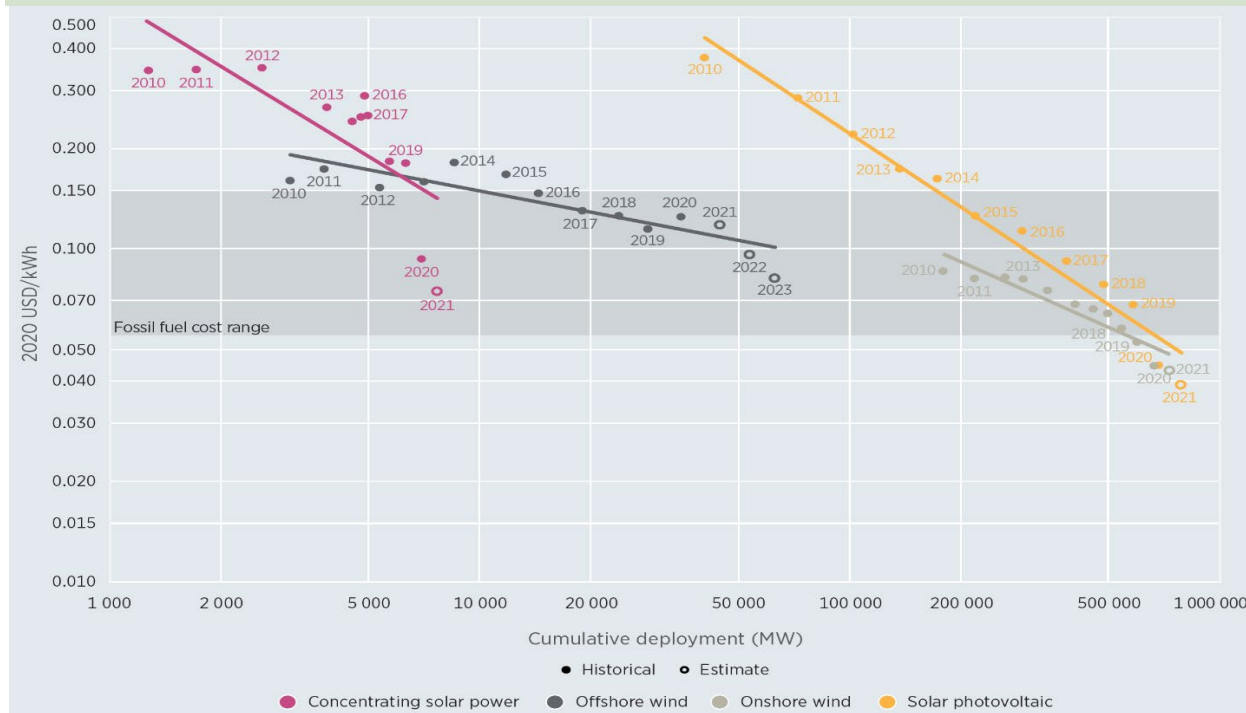
Hvis vi breder blikket endnu mere ud, kan de faldende omkostninger ses som udtryk for en lærings- og industrialiseringsproces, som mange iagttagere mener vil fortsætte. Et godt overblik kan over dette fås hos Irena, 2020⁶.

Læringskurveteorien indebærer i sin enkleste form, at omkostningerne til en given, ny teknologi falder med en given procent – læringsprocenten – hver gang den kumulerede, globale produktion fordobles. Teorien forudsætter bl.a. global videndeling og videnakkumulation, hvilket ikke er helt realistisk, og der er heller ikke noget teoretisk belæg for, at læringsprocenten vil være konstant over tid.

⁶ Irena, 2020: Renewable Power Generation Costs in 2020. Irena - International Renewable Energy Agency – betegnes undertiden som IEA's (International Energy Agency's) "lillesøster".

Da teorien tilsiger en given procentuel reduktion for hver fordobling, illustreres læringskurverne bedst i en figur, hvor både x- og y-aksen har logaritmisk skala, sådan som det fremgår af figur 2.

FIGUR 2. LÆRINGSKURVER FOR VIND OG SOL



Kilde: Irena, 2020. Concentrating solar power generer strøm gennem en teknik, hvor sollys samles i spejle og opvarmer vand til damp, der driver en generator. Y-aksen angiver projekternes LCOE, dvs. Levelized Cost Of Energy, som ligger på et højere niveau end støtteomkostningerne, der blev vist i figur 1.

Figuren illustrerer flere forhold. Sol og landvind ligger længst til højre i figuren, hvilket illustrerer, at disse to teknologier er mest udbredt, målt ved den etablerede globale kapacitet. Udbredelsen af landvind er således meget større end udbredelsen af havvind – som igen er større end direkte solenergi, som er mindre relevant for danske forhold. Figuren viser dernæst, at omkostningerne i dag ved sol og landvind er lavest. Endelig illustrerer figuren, at der for især havvind og sol synes at være en acceleration i omkostningsfaldet, idet omkostningsskønnene for 2022 og 2023 ligger under kurven.

Det mørkegrå areal i kurven viser omkostninger til at producere el med fossile brændsler, og afhænger derfor både af priserne på kul, olie og gas, men også – især i Europa – af CO₂-kvotepriserne. Som figuren viser, var sol og landvind allerede i 2020 fuldt konkurrencedygtigt med fossilt fremstillet el, og de stigende priser på såvel fossile brændsler som EU's kvotepriser har siden 2020 forrykket konkurrenceforholdene endnu mere til fordel for VE.

Delkonklusionen på dette område er, at det er sandsynligt, at billiggørelsen af VE vil fortsætte – men ikke nødvendigvis i samme tempo som hidtil. En del af billiggørelsen skyldes i øvrigt en væsentlig F&U-indsats hos såvel offentlige som private aktører i mange lande, som også i fremtiden vil være en forudsætning for billigere VE.

EN FAIR INTERNATIONAL KONKURRENCE OM BÆREDYGTIGE VINDMØLLER

I kølvandet på offentliggørelsen af EU-planerne om udbygning af havvind har der været drøftelser om omfanget af konkurrence med især kinesiske producenter af vindmøller og vindmølledele. Der har også været overvejelser om, hvordan vi bedst reducerer klimaaftrykket ved vindmølleproduktionen og kablerne, så vi ikke løser en klimaudfordring ved at skabe en anden. Disse to problemstillinger hænger sammen, idet ambitiøse europæiske krav alene til de hjemlige producenter kan forringe deres internationale konkurrencekraft. Hvis kravene derimod indarbejdes i udbuddene, kan det fremme de europæiske producenters konkurrencekraft.

Der er også fremført, at vindmøller er kritisk infrastruktur, hvor vi ikke bør afgive europæisk kontrol til ikke-europæiske virksomheder.

Problemstillingen med, at producenter fra fx Asien dumper produkter, som bl.a. bruger meget stål, er et velkendt handelspolitisk problem. Vi vurderer ikke, at det er nødvendigt at indføre nye regler på dette område, men et tæt samarbejde – gerne endnu tættere end i dag – med EU's DG Trade, som varetager EU's kontrol med de såkaldte antidumpingregler, vil være en god ide. En generel udelukkelse af kinesiske producenter vil til gengæld ikke være klogt, men vil fordyre den grønne omstilling betydeligt.

Et andet, klogere skridt – som både vil øge en række europæiske virksomheders konkurrenceevne, og som samtidigt vil reducere den betydelige miljøbelastning, som materialeforbrug til vindmøller og kabler medfører – vil være at stille krav til møllernes samlede miljøpåvirkning, målt over møllernes samlede levetid.

En 15 MW vindmølle, der er over 200 m høj, vil normalt have en vægt på over 1600 tons, når man medtager vinger, vindturbine, tårn og fundament. Størstedelen (i de fleste møller mere end 80 pct.) er stål, hvorefter kommer glasfiber (primært vingerne), beton og andre metaller end stål (især kobber og aluminium). Hertil kommer et stort energiforbrug til forarbejdning og transport mv. En vindpark på 1 GW kan have et samlet klimaaftryk på 0,5 millioner tons CO₂. Det skal imidlertid holdes op mod, at vindparken kan fortrænge anden energi med et årligt klimaaftryk på ca. 1 million tons CO₂ om året. Den klimamæssige tilbagebetalingstid for en vindpark er dermed ca. et halvt år.

Oveni klimaaftrykket kommer der især udfordringer med manglende genbrug af glasfibermateriale mv. Vestas har ambitiøse mål for genbrug af mølledelene, med en opgjort genbrugsprocent på ca. 50 i dag og et mål om næsten 100 pct. genbrug i 2040⁷.

Konklusionen vedr. bæredygtighed er, at det er vigtigt at udvikle anerkendte, internationale

⁷ Vestas, 2022: Sustainability Report 2021

standarder for målemetoder og LCA-opgørelser, og at anvende disse som minimumskrav i vindudbuddene.

VIL ALLE UDBUD AF HAVVIND FRA NU AF GIVE ET PROVENU TIL STATEN?

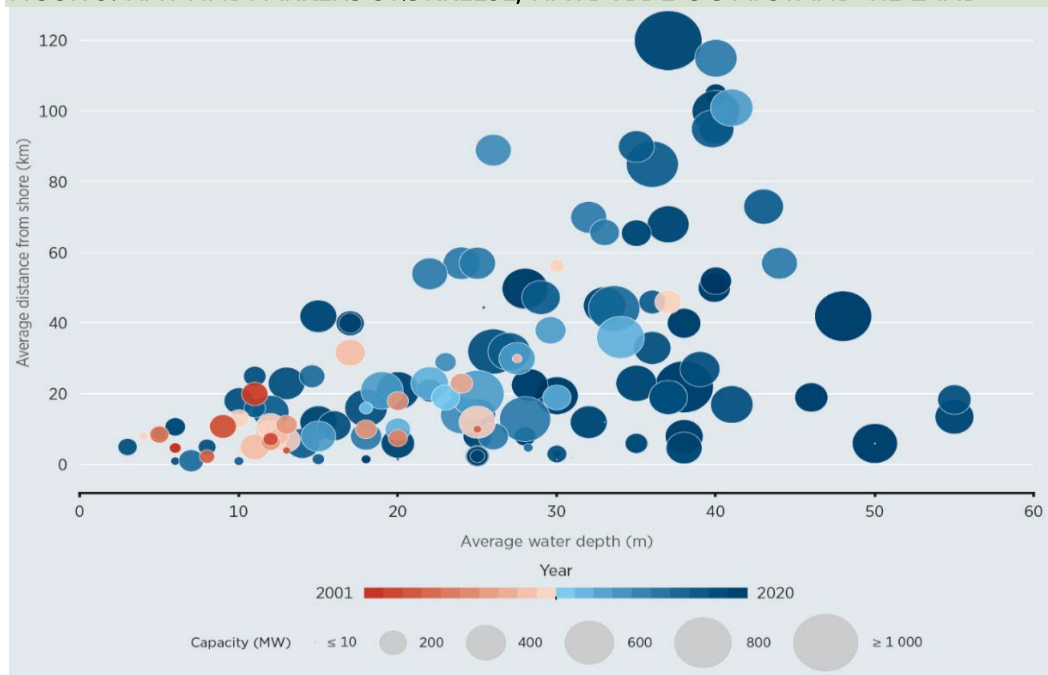
Svaret på dette spørgsmål er et klart nej. Selv om man må gå ud fra, at læringskurven for havvind fortsætter, så er der mange forhold, som kan fordyre udbuddet. De væsentligste forhold er tidsrammerne for byderne, vanddybde og afstand til land (såfremt omkostningen ved ilandføring af strømmen skal dækkes af byderen).

Irena har udarbejdet en oversigt, der giver et mere detaljeret billede af havvind-projekter gennemført over de sidste 20 år i hele verden end oversigterne vist ovenfor i figur 1 og 2. Figur 3 viser havvind-projekternes størrelse (målt i kapacitet), havdybde og afstand til land.

Som figur 3 viser, synes der indtil videre at være en grænse for havdybden på 50-55 meter. Ved større havdybder anvendes flydende konstruktioner, som er på vej, men som også rejser en række tekniske udfordringer.

Der er derimod ikke en skarp grænse for, hvor stor afstanden til land kan være. Ved afstande over 70-80 km anvendes normalt en jævnstrømsforbindelse, som kræver, at strømmen i land transformeres til vekselstrøm for at indgå i transmissionsnettet. Men i begge tilfælde hænger omkostningerne sammen med kabellængden.

FIGUR 3. HAVWINDPARKERS STØRRELSE, HAVDYBDE OG AFSTAND TIL LAND



Kilde: Irena, 2020

Irena har også udarbejdet en oversigt over de samlede produktionsomkostninger ved havvind (dvs. LCOE), der går længere tilbage end til 2010, jf. figur 4. Figuren illustrerer, at den nedgående omkostningstendens ikke gjorde sig gældende i 2000'erne.

FIGUR 4. LCOE FOR HAVWINDPROJEKTER



Kilde: Irena, 202

En række andre forhold kan også påvirke omkostningerne. Aktuelt er der således på verdensplan store prisstigninger på en række råstoffer, herunder metaller, som må antages at påvirke møllepriserne. Endvidere spiller bydernes tidsrammer ind. Et historisk eksempel på dette er Anholt-udbuddet i 2010, jf. boksen.

Boks 1. Anholtudbuddet

Danmarks dyreste udbud af havvind var Anholt-udbuddet. På baggrund af en bred, energipolitisk aftale fra februar 2008 var partierne blevet enige om at fremskynde VE-udbygningen. I april 2009 blev det offentliggjort, at staten ønskede at udbyde en park på 400 MW ved Anholt. Udbudsbetingelserne blev offentliggjort i april 2010 med en budfrist allerede i juni 2010.

I årene forinden var der gennemført flere andre udbud om havvind. Udbuddet af en park ved Horns Rev i 2005 endte med en pris på 51,8 øre pr kWh for de første ca. 12 års produktion. Det næste udbud af havvind ved Rødsand II blev i første omgang vundet i 2006 af DONG og E.ON Sverige AB med en pris på 49,9 øre. Dette bud sprang DONG og E.ON imidlertid fra i december 2007, idet selskaberne med henvisning til stigende materialeomkostninger mente, at tilbuddet ikke mere hang sammen. Udbuddet måtte derfor gå om, og denne gang var det – i modsætning til første gang – med krav om vedståelsespligt og en bankgaranti samt tilknyttet bod på 435 mio. kr., hvis tilbudsgiverne ikke stod ved deres tilbud. Det nye udbud endte med en noget højere pris i 2008 end i 2006, nemlig på 62,9 øre pr kWh.

Kravet til tilbudsgiverne var, at parken blev bygget på 3 ½ år, nemlig med nettilslutning senest i september 2011. Vinderen af udbuddet – DONG – kunne imidlertid klare det hurtigere, og Rødsand II kunne derfor åbne allerede i oktober 2010. Årsagen til, at DONG etablerede parken hurtigt, var imidlertid det foregående forløb, hvor DONG havde opnået et detaljeret kendskab til forholdene.

Da Anholt-udbuddet skulle tilrettelægges, var alle involverede prægede af Rødsand-forløbet. Anholtudbuddet blev derfor "strammet op" på en række punkter. Der gik relativt kort tid efter offentliggørelse af intentionen om at etablere en vindpark ved Anholt til offentliggørelsen af udbudsmaterialet, nemlig kun godt et år. Udbudsformen var endvidere ikke udbud efter forhandling, men almindeligt åbent udbud. De skærpede betingelser fra Rødsand-udbuddet blev fastholdt, endda med enkelte yderligere stramninger⁸. Og i lyset af, at DONG havde endt med at bygge Rødsand II på kun godt 2 ½ år, blev tidsfristerne for Anholt usædvanligt korte, nemlig med krav om nettilslutning af den første mølle inden udgangen af 2012, og tilslutning af hele parken inden udgangen af 2013.

Som en særlig, ekstra stramning skulle nr. 2 i udbuddet – dvs. den byder, der gav det næstbilligste tilbud – vedstå sit tilbud i 6 måneder efter udbudsdatoen, hvis vinderen faldt fra, også under trussel om bod.

Som en følge af disse krav var der kun en byder – DONG – og parken blev dyr, med en pris på 105,1 øre pr kWh for de første ca. 12 års elproduktion.

⁸ Deloitte, 2011: Analyse vedr. fremme af konkurrence ved etablering af store havvindmølleparker i Danmark

Efterfølgende gav forløbet anledning til kritik og var medvirkende til, at tempoet i udbygningen med havvind blev sat ned. Den næste større park kom først 6-7 år senere. Det var Horns Rev 3, som blev udbudt i 2014, med tildeling i 2015 og krav om færdiggørelse senest ultimo 2019.

Deloitte blev også bedt om at vurdere årsagerne til, at Anholt-udbuddet blev så dyrt, og interviewede også en række virksomheder, der havde overvejet at byde – men ikke gjorde det. De fleste virksomheder pegede på samme faktorer som nævnt ovenfor, herunder de skrappe bodsbetingelser og den meget stramme tidsplan som afskrækkende faktorer. Nogle virksomheder nævnte også en generel usikkerhed i markedet, herunder begrænset udbud af kapital i kølvandet på finanskrisen, som vigtige faktorer.

Delkonklusionen på dette område er, som nævnt ovenfor, at det på ingen måde er givet, at alle havudbud fremover vil give et provenu. Det kræver bl.a., at de er godt planlagt, og at byderne har tilstrækkelig tid til at etablere parkerne⁹. Der kan endvidere være risiko for, at parker langt fra land og på store havdybder er dyrere end de hidtidige parker, og derfor ikke vil give provenu.

HVAD AFHÆNGER DEN LANGSIGTEDE ELPRIS AF?

Bydernes overvejelser påvirkes ikke kun af markedsprisen på vindmøller af forskellig størrelse, men også af udsigterne til elpriser i Norden generelt på længere sigt. Denne udvikling er svær at forudsige. Der findes kun effektive finansielle markeder, hvor man kan sælge eller købe strøm på en future, få år frem – og rentabiliteten af en vindmøllepark afhænger af elprisudviklingen 20-30 år frem i tiden.

Elprisprognoser er i sagens natur komplekse, og den langsigtede elpris afhænger af mange forhold. De vigtigste af disse forhold er:

- De langsigtede gennemsnitsomkostninger for de vigtigste VE-former – dvs. sol og vind. Der skal også tages hensyn til, hvilke VE-former, der er i de fleste af årets timer er "marginale" og dermed afgørende for markedsprisen
- I hvor stor en del af årets timer er el produceret ved traditionel forbrænding – af biomasse, eller af fossile brændsler som kul, olie eller gas – afgørende for markedsprisen.
- I de timer, hvor fossilt fremstillet el afgør markedsprisen, er det videre afgørende, hvor høje priserne på fossile brændsler er, og hvor høje CO₂-kvotepriserne (samt evt. nationale CO₂-afgifter) er.

Vedr. det første punkt er de langsigtede kapitalomkostninger ved VE i dag mellem ca. 15 og ca. 30 øre pr kWh – billigst for sol, og dyrest for havvind – når man ser bort fra omkostningerne til

⁹ Til gengæld kan man med stor fordel forkorte den tid, der går til administrativ godkendelse og klagebehandling, jf. Axcelfutures forslag om en VE-forvaltningsreform: <https://axcelfuture.dk/s/DANMARK-HAR-BRUG-FOR-EN-VE-FORVALTNINGSREFORM-FINAL.pdf>

forstærkning af distributions- og transmissionsnettene.

Betydningen af de to andre punkter er blevet meget tydelige i 2021 og 2022, hvor den "marginale" elproduktion i mange timer har været baseret på fossile brændsler, og hvor priserne på disse samtidigt er steget stærk – lige som også kvotepriserne er steget.

Der findes langsigtsprognoser, som bla. udarbejdes af IEA, men i Danmark også af Energistyrelsen i form af de årlige klimafremskrivninger. Energistyrelsens Klimafremskrivninger baserer sig på det WEO-scenarie (World Energy Outlook), der kaldes *Stated Policies* – dvs. IEA-medlemslandenes vedtagne klimainitiativer. Dette scenarie indebærer, at medlemslandene ikke gennemfører initiativer, der vil realisere Parismålsætningen om at holde de globale temperaturstigninger siden industrialiseringens begyndelse på under 2 grader. Et mere realistisk scenarie er heldigvis, at en række lande hen ad vejen gennemfører mere ambitiøse, klimapolitiske initiativer.

WEO indeholder tre scenarier: *Announced Pledges*, som antager, at de målsætninger, landene har vedtaget, nås – også selv om der endnu ikke er vedtaget konkrete initiativer med henblik på at nå målene (sådan som det fx er tilfældet med Danmarks 70 pct.-målsætning). Et mere ambitiøst scenarie er *Sustainable Development*, som for udviklede lande er identisk med Announced Pledges, men mere ambitiøst for Kinas vedkommende. Endelig har WEO et *Net Zero Emissions by 2050-scenarie*, der er det mest ambitiøse scenarie. WEO's centrale forudsætninger vedr. CO₂-priserne indebærer en kvotepris for EU på 61 Euro pr ton CO₂ i 2030 i Stated Policy-scenariet¹⁰, 120 Euro pr ton CO₂ i Announced Pledges-scenariet og 130 euro pr ton i Net Zero-scenariet.

I Announced Pledges-scenariet, som vi anser for det mest realistiske, regner WEO med en gennemsnitlig afregningspris for europæisk havvind på 45 USD pr MWh, svarende til 317 kr/MWh. Dette niveau er lidt højere end niveauet i Klimafremskrivning 2022, men kan henføres til den højere forventede kvotepris i dette scenarie end i Stated Policy-scenariet.

Som figur 5 viser, har elpriserne i DK1 (Jylland og Fyn) og i DK2 (Sjælland og øerne) på Nordpool ligget mellem 200 og 300 kr/MWh fra 2015 til 2020, men steg så meget kraftigt i 2021, og har også ligget på et højt niveau i foråret 2022. Energistyrelsens fremskrivning regner med en gradvis normalisering frem mod 2024, og herefter et yderligere, gradvist fald. Styrelsen regner med en langsigtet, gennemsnitlig pris på over 400 kr pr MWh, hvilket er en stor revision i forhold til de langsigtede priser i Klimafremskrivning 2021, som kun var 300 kr pr MWh.

Der er imidlertid forskel på den gennemsnitlige elpris og den pris, vindmøller (og solparker) opnår. Historisk er vindmøllerne blevet afregnet til en lavere pris end den gennemsnitlige elpris, fordi elprisen alt andet lige er lavere, jo mere, det blæser. Havvind har siden 2015 kun opnået en gennemsnitlig afregningspris, der er ca. 30 øre/kWh lavere end den gennemsnitlige, forbrugsvægtede pris. Da havvindmøllerne er højere og producerer i flere af årets timer, opnår de dog en højere gennemsnitlig afregningspris end landvindmøllerne.

Energistyrelsen regner endvidere med en afregningspris for havvind, der er højere i DK1 end i DK2 – nemlig hhv. 285 kr/MWh og 228 kr/MWh i 2030. Denne forskel hænger primært sammen med, at

¹⁰ Dette niveau forekommer, efter stigningerne i kvoteprisen det sidste år, selvsagt urealistisk lavt.

det vstdanske elmarked er tæt(tere) forbundet med Norge Tyskland, Holland og UK end Østdanmark, der er tættere forbundet med Sverige. Lige som i de senere år forventes det, at Sverige og Norge også fremover i gennemsnit vil have lavere elpriser end de øvrige nævnte lande.

FIGUR 5 AFREGNINGSPRIS FOR VE-PRODUKTION I FORHOLD TIL GENNEMSITLIG AFTAGERPRIS, KR PR MWH



Kilde: egne beregninger. DK1 er Jylland og Fyn og DK2 Østdanmark.

ÅBEN DØR-ORDNINGEN

Ud over havudbuddene, som denne analyse har som fokus, har vi i Danmark en anden, parallel – men noget mindre ordning, som også skal omtales. Den hedder "Åben dør-ordningen" og har været i kraft siden 1999¹¹. Ordningen omfatter mindre, kystnære arealer, som ikke er en del af de udbudsområder, som staten har udpeget. Projekterne modtager inden støtte¹². Samtidig betaler de selv for at føre strømmen i land, men dog ikke for evt. afledte behov for forstærkning af transmissionsnettet.

Under denne ordning er der fra 1999 til 2010 bygget 6 anlæg, som mange kender, fordi nogle af dem ligger tæt på hovedfærdselsårer, jf. tabel 2.

¹¹ Se Energistyrelsen, 2019: Analyse af Åben dør-ordningen

¹² Idet nogle af projekterne dog har haft mulighed for at søge puljen for teknologineutrale udbud

TABEL 2. ÅBEN DØR-PARKER I DANMARK

Middelgrunden, 2000 – 40 MW	Rønland, 2003 – 17 MW	Frederikshavn, 2003 – 8 MW
Samsø, 2003 – 23 MW	Sprogø, 2009 – 21 MW	Avedøre Holme, 2010 – 11 MW

Kilde: Energistyrelsen, 2019

Siden 2010 er ordningen imidlertid sandet til. Energistyrelsen har modtaget i alt 11 ansøgninger, jf. boks 2. Ingen af dem er gennemført endnu, men Energistyrelsen vurderer, at nogle af projekterne på listen vil blive gennemført. For stort set alle parkerne er problemet lokal modstand. Som vist i boksen er der ikke mere tale om små projekter, som skal vise møllerne frem – men om et samlet volumen på 2 GW, som vil have stor betydning for Danmarks elforsyning.

Den lokale modstand er blevet søgt imødekommet ved, at muligheden for kommunal indsigelse er indarbejdet i reguleringen. Siden 2017 har kommuner kunnet gøre indsigelse mod vindmøller tættere end 8 km fra land, og med virkning fra 2019 er denne grænse øget til 15 km¹³. Fra juli 2022 bliver den kommunale vetoret styrket. Der er dog ingen fast grænse for, hvor langt fra land en park under ordningen kan ligge.

Fordelen ved ordningen var oprindeligt, at den er ubureaukratisk – alle kunne søge, uden nærmere betingelser. Og den er teknologineutral og kan fx bruges både til havvind og bølgekraft – fra juli 2022 også til solparker på havet.

Boks 2. Aktive ansøgninger efter åben dør-ordningen				
Placering	Ansøgt	Ansøger	MW	Km fra kysten
Jammerland Bugt	2012	European Energy A/S	60-120	6
Omø Syd	2012	European Energy A/S	200-320	4,5
Mejl Flak	2016	European Energy A/S	60-120	4
Frederikshavn Havvindmøllepark	2017	European Energy A/S	21-72	4,5
Aflandshage	2016	HOFOR A/S	250	> 8
Nordre Flint	2011	HOFOR A/S	160	3,6
Lillebælt Syd	2010	Sønderborg Forsyning A/S	100-160	4
Paludan Flak	2019	Wind Estate A/S	154-228	3,5
Treå Møllebugt	2019	Wind Estate A/S	484-720	> 17
Kadet Banke	2019	Wind Estate A/S	504-864	12
Christiansø	2020	Forsvarsministeriet	0,7	> 15 (Bornholm)

Kilde: Energistyrelsen, 2019. Energistyrelsen gør opmærksom på, at oversigten er et øjebliksbillede, som løbende ændres med nye og med tilbagetrukne ansøgninger. Styrelsen har således gjort os opmærksom på, at yderligere 15 ansøgninger, som netop er blevet offentliggjort på styrelsens hjemmeside, er modtaget.

Men meget taler for, at ordningen bør revideres i lyset af den teknologjudvikling, som vi har set for

¹³ Indsigelsesretten har indtil videre ikke været stærk – ministeren har kunnet, men ikke skullet, følge indsigelsen. Fra 1. juni 2022 kan ministeren ikke omgøre et kommunalt veto.

havudbuddene. Først og fremmest betyder den stigende rentabilitet, at det er uholdbart, at projekterne ikke betaler for den nødvendige udbygning af transmissionsnettet. Med den stigende rentabilitet i projektet er et først-til-mølle-princip også blevet uholdbart.

En model kunne være, at hvis en kommune – fx på baggrund af henvendelser fra developere – er interesseret i et lokalt havvindprojekt tættere end 15 km fra land, så skal kommunen udbyde projektet – efter samme økonomiske model med overskudsdeling som beskrevet senere i dette notat. Vi vil også foreslå, at staten og involverede kommuner deler provenuet fra auktioner af kystnære områder – fx 50:50.

Herved modtager de kommuner, der er hjemsted for borgere, hvis havudsigt forringes, en kompensation, lige som staten, som har et generelt ansvar (og udgifter) for velfungerende energimarkeder, som er en forudsætning for, at elektriciteten kan afsættes til attraktive priser.

VI SKAL IKKE UDBYDE KAPACITET, MEN UDLEJE HAV

I bagklogskabens klare lys var det en fejl, at Thorudbuddet satte en overgrænse for kapaciteten på 1 GW. Årsagen til dette loft var formentlig risikoen for, at udbuddet ville ende med et støttebehov og ikke med et provenu, jf. beskrivelsen ovenfor.

Vattenfall har således som nævnt i indledningen tilkendegivet, at selskabet inden for det udlagte areal ville kunne have bygget en rentabel kapacitet på mere end det dobbelte, nemlig 2,2 GW.

Det bidrager til at illustrere, at staten fremadover bør udbyde havarealer med væsentligt færre detailkrav og lade det være op til byderne, hvordan de vil udnytte et havområde bedst muligt. En sådan udnyttelse kan fx indebære møller af forskellig størrelse, en kombination af havvind og sol eller brintmøller, hvor vindmøllerne indeholder tryksatte elektrolyseapparater, der muliggør, at energien sendes i land via brintrør, som er langt billigere end HVDC-elkabler. Der kan dog godt være en undergrænse for den VE-kapacitet, byderne vil etablere.

Man kan også forestille sig såkaldt "overplanting" – dvs. at det er rentabelt at bygge en vindpark med en større kapacitet end den tilhørende transmissionsforbindelse til land. Det vil på den ene side betyde, at møllerne må stoppes i nogle af de timer, hvor det blæser mest – men i disse timer er prisen alligevel lav. Til gengæld vil der på den anden side være en større produktion i de resterende timer, som kan nyttiggøres. Den konkrete afvejning af dette trade-off kan vindmøllejejerens beslutte bedre end staten.

VI SKAL UDBYDE DET NÆRMESTE HAV I KLUMPER

Afgørende for rentabiliteten bliver, i hvilket tempo havbunden udbydes. Som baggrund for overvejelser om dette spørgsmål har Energistyrelsen i 2019 kortlagt de tilgængelige danske havressourcer¹⁴. Ved screeningen – som Energistyrelsen understreger er et øjebliksbillede, der kan ændre sig, fx pga fiskeri- eller forsvarsinteresser – er fravalgt områder længere end 150 km fra land, ligesom kystnære områder (under 15 km fra land) heller ikke indgår. Endvidere er områder med en havdybde over 50 meter fravalgt. Da det er sandsynligt, at teknologiudviklingen fx vil muliggøre flydende møller, vil de danske havvindressourcer derfor kunne vokse.

Tilsammen giver områderne en kapacitet på 37,3 GW. Det er en stor kapacitet, holdt op mod, at den samlede danske havvindkapacitet i foråret 2022 udgør 2,3 GW. Men det svarer nogenlunde til Danmarks andel på ca. 35 GW af den samlede udbygning af Nordsøens vindkapacitet på 150 GW i 2050, som EU-Kommissionen meldte ud i maj 2022 som led i den såkaldte REPowerEU-plan. Det er imidlertid også muligt, at nogle af havområderne reelt ikke er velegnede. Det kan fx omfatte Hesselø-området, hvor det har vist sig, at havbunden er blød.

Grundlæggende foreslår vi at dele den danske havsokkel i tre dele. Den *ene* del er den del, som ligger op til ca. 70-80 km fra land¹⁵. Her vil det være muligt at anvende vekselstrømskabler og spare omkostningerne til konverterstationer, og de samlede kabelomkostninger vil være overskuelige. Disse områder kan udbydes i et antal "klumper", der udbydes en ad gangen, så Klimaministeriet kan uddrage læring af udbuddene inden de næste udbud. Hver "klump" skal have tilstrækkelig skala for at give stordriftsfordele og kan derfor fx bestå af flere selvstændige arealer på hver 1-2 GW.

Den *anden* del er havarealerne længere væk fra land i Nordsøen, hvor der kan etablere flere forskellige energigøer, hver omgivet af vindmølleparker med op til ca. 10 GW kapacitet. Her vurderer vi, at processen skal være en anden, og det beskriver vi i næste afsnit. Og den *tredje* del er kystzonen, jf. figur 6, som vi også vender tilbage til.

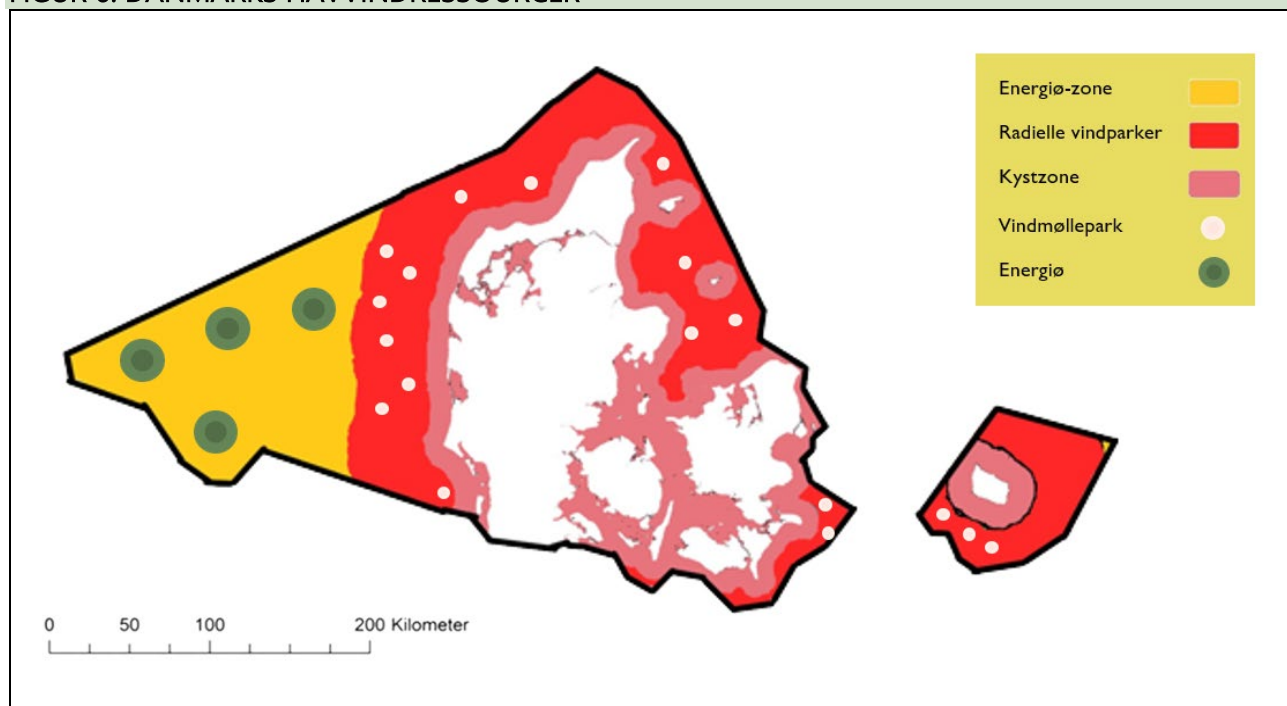
For både områderne tæt på land og for energigøerne er det vigtigt at inddrage både Danmarks egne, historiske erfaringer, men også erfaringerne fra andre lande, og fra lignende udbud med andre ressourcer end vindenergi. Og for begge områder er det vigtigt, at alle interesserede bydere ved, at der i en længere årrække vil blive udbudt interessante havområder, både tæt på land og omkring de kommende øer.

For områderne tæt på kan det være en god ide at tage de mest velegnede arealer først. Efterhånden som priserne – forhåbentligt – fortsat falder, kan områder længere væk fra land, eller på større dybder, udbydes.

¹⁴ Energistyrelsen, 2019: Havvindspotentialet i Danmark

¹⁵ Denne grænse er ikke fast, men kan ændres som følge af den teknologiske udvikling på elområdet

FIGUR 6. DANMARKS HAVVINDRESSOURCER



Det er også vigtigt at tage hensyn til, at de enkelte havvindparker "skygger for hinanden" – nogle gange i fysisk forstand, men også i økonomisk forstand. Hver ny havvindpark vil gøre de øvrige havvindparker mindre rentable, med mindre, der gives tid til, at efterspørgselsiden vil udvikle sig, fx i form af flere PtX-projekter. I forbindelse med Axelfutures analyse om forsyningsikkerhed, januar 2022¹⁶, blev der udarbejdet modeller, der belyser sammenhængen mellem ændringer i udbud eller efterspørgsel efter el. Beregninger med disse modeller indikerer, at hver ny VE-udbygning med 1 GW i Vestdanmark – for en givet efterspørgselsstruktur – vil reducere den gennemsnitlige afregningspris for vindmølleproduktionen med op til 10 kr/MWh. I Østdanmark, som elmæssigt kun er ca. halv så stor som Vestdanmark, er effekten ca. den dobbelte. Med mindre, der kommer en væsentlig PtX-udbygning, kan således bare nogle få nye vindparker betyde, at de næste parker vil kræve støtte at opføre.

Der er også risiko for, at for mange havvindparker udbudt på en gang – og evt. samtidig med, at andre lande også udbyder områder – vil overstige vindbranchens samlede kapacitet og dermed drive priserne på møllerne i vejret.

Disse forhold skal selvsagt vejes op imod det generelle hensyn til at accelerere den grønne omstilling. Det logiske svar på dette afvejningsproblem må være at opdele hele det område, der ligger op til 70-80 km fra land, i et antal større klumper, der så kan udbydes en ad gangen.

For at speede processen op vil det også være en god ide, hvis staten/Energinet iværksætter grundige forundersøgelser for alle de arealer, der skal udbydes. Det kan betyde, at VVM-undersøgelserne, der først kan udarbejdes, når det endelige projekt er udviklet, kan udarbejdes hurtigere.

¹⁶ <https://axcelfuture.dk/s/Har-Danmark-en-sikker-energiforsyning-16-marts-2022-nyeste.pdf>

ENERGIØERNE

Områderne længere væk fra land end 70-80 km kan med fordel etableres som energioer. Disse arealer er ikke nødvendige for at dække Danmarks energibehov, men kan derimod bidrage til at dække det voksende energibehov i resten af Europa. Energioerne kan rumme konverterer, transformatorer og andre elanlæg, elektrolyseanlæg samt anlæg til reparation og vedligehold af vindparkerne. Det kan reducere vedligeholdelsesomkostningerne til havvinden. Energioerne kan også gøre det muligt at transportere en betydelig del af den producerede energi til land gennem brintrør. Brintrør er væsentligt billigere at anlægge per transporteret energienhed, ligesom energitabet ved transmissionen er mindre. Disse fordele kan opveje det energitab, der er ved elektrolyseprocessen.

Udbudsprocessen for energioerne bør imidlertid være en anden. Anlægget af vindparker, øen, elektriske anlæg, elektrolyse samt el- og brintkabler skal koordineres og afstemmes tidsmæssigt med hinanden. De skal også afstemmes med, hvor hurtigt det europæiske brintmarked udvikler sig.¹⁷ Disse dele kan derfor ikke udbydes hver for sig – det vil gøre risikoen for stor.

Energioerne bør derfor hver for sig udbydes samlet med en model, hvor en virksomhed eller konsortium får det samlede ansvar for såvel øen, elektrolyseanlæg, brintrør og omkringliggende vindparker. Vi vurderer, at Klimaministeriet godt kan gå i gang med et yderligere udbud af en energio samtidig med, at udbudsmaterialet vedr. den første, annoncerede energio gøres færdigt. Herefter kan der udtrages læring af udbuddene med henblik på de næste energioer.

Energioerne bør også anvendes til at styrke energiforbindelserne til udlandet. Det er derfor vigtigt, at TSO'erne – i Danmark Energinet – får adgang og plads til et etablere de faciliteter, som dette kræver. Ifølge skøn fra Energinet kan anlægsomkostningerne til elektriske anlæg og faciliteter på en energio, hvor man skal håndtere strøm fra 10 GW vindmøller, udgøre ca. 80 mia. kr., og vedligeholdelsesomkostningerne vil også afhænge af, hvor tilgængelige anlæggene er.

Problemet med samlede udbud af energioer, anlæg og vindparker er imidlertid, at disse anlæg bliver meget store i forhold til det samlede danske, eller endda europæiske, energisystem, og at de vil give de virksomheder eller konsortier, der vinder, en betydelig markedsagt. Det er derfor vigtigt at finde modeller, der sikrer en god konkurrence på energiomarkederne.

Denne problemstilling er der heldigvis mange erfaringer med, både i Danmark og i mange andre lande, både på energiområdet, men også fx transport- og teleområderne. Et vigtigt redskab er her reguleret tredjepartsadgang. Det indebærer, at andre virksomheder skal have mulighed for fx at etablere vindparker, og transportere strøm eller brint gennem de rør- og kabelforbindelser, der allerede er etableret, når der er ledig kapacitet i disse. En reguleret tredjepartsadgang kan ske til regulerede priser, der dækker de langsigtede gennemsnitsomkostninger, men ikke en yderligere

¹⁷ I dag er det danske brintmarked meget lille, jf. Axcelfuture's analyse af PtX sidste år: <https://axcelfuture.dk/s/Axcelfuture-En-ambitis-dansk-brint-og-PtX-strategi.pdf>

avance.

Det vil også være naturligt, at ejerskabet til øen overgår til staten efter udløbet af koncessionsperioden, der efter sædvanlig praksis er 30 år. Efter en så lang periode vil vindmøllerne normalt være nedslidte og skal demissioneres, mens ø, kabler og net må antages af have en væsentligt længere levetid.

De elkabler, der via energioenen forbinder Danmark til andre lande, bør kunne overtages af Energinet til en pris, der modsvarer omkostningerne, allerede når kablerne tages i brug for at leve op til Danmarks EU-forpligtelser på dette punkt, hvorefter denne del af infrastrukturen skal ejes af TSO'er.

HVILKET AUKTIONSDESIGN SKAL VI VÆLGE?

Både for områderne tæt på land og for energioenerne er det vigtigt at overveje selve bud- eller auktionsmetoden.

Der findes mange auktionsmodeller. En af de mest anvendte er en lukket budproces – på engelsk "sealed bid" – som har været anvendt ved de danske vindudbud, og som i øvrigt er den normale proces ved alle EU-udbud, også uden for energiområdet. Her afleverer alle bydere et bud i en lukket kuvert. Kuverterne åbnes af udbudsgiver, og det højeste bud vinder. I denne model kan man enten efterfølgende offentliggøre alle bud, eller alene det vindende bud.

En anden almindelig form er den engelske auktion, der starter med en relativt lav pris, fastsat af auktionarius. Herefter kan alle byde op i en transparent proces, hvor alle byderne kan se de andres bud. Efterhånden som budprisen stiger, falder flere og flere bydere fra – og når den højstbydendes bud står alene tilbage, er såvel vinder som pris fundet. Denne form er fx anvendt i amerikanske vindudbud, jf. boks 3.

Boks 3. New York Bight

Danmark er det første europæiske land, som har fået overskud på en auktion på havvind. Men i USA er der flere eksempler.

BOEM – Bureau of Ocean Energy Management – holdt allerede i 2018 en auktion om havarealer ud for Massachusetts, som gav et provenu på 405 mio. USD – ca. 2,8 mia. kr. – for et havareal på 1544 km².

Efter flere års forarbejde afholdt BOEM i februar 2022 en auktion over 6 dele af et samlet areal på 1970 km² ud for New York. Auktionen blev holdt som en klassisk – såkaldt engelsk – auktion, dvs. med gradvist stigende bud.

Auktionen var annonceret flere år i forvejen og underlagt en række særlige vilkår. Fx måtte hver

byder kun erhverve sig et område, og byderne skulle vedgå en række køb-i-USA klausuler. Efter auktionen var der endvidere indlagt 30 dages stand-still, hvor de amerikanske konkurrencemyndigheder undersøger evt. konkurrencebegrænsninger – dvs. aftaler om at dele områderne mellem sig, eller om buddene, mellem nogle af de deltagende virksomheder. Lige som i Europa var det dog tilladt at indgå i konsortier.

Op til 5/6 af beløbet skulle indbetales kontant, mens 1/6 kunne bydes som en kredit, der først betales, når en vindpark skaber indtægter.

I alt 25 bydende virksomheder/konsortier deltog i auktionen, og de fleste af disse faldt gradvist fra, efterhånden som priserne steg. På første dag var der 21 budrunder, som endte med en sum for de 6 arealer på 1,5 mia. USD (10,5 mia. kr.). Herefter var der 14 bydere tilbage, og på andendagen steg summen af buddene til 3,35 mia. USD (23,5 mia. kr.). På tredje og sidste dag endte budsummen på 5,4 mia. USD (30,5 mia. kr.).

De 6 vindere havde alle europæisk deltagelse og omfattede virksomheder som RWE (tysk), Total Energies (fransk), Shell (hollandsk-britisk), EDF (fransk) – samt en række amerikanske virksomheder. Danske CIP vandt det mindste af de 6 områder alene.

I en såkaldt Vickrey-auktionen anvendes der også "sealed bid". Også her vinder den, der afgiver det højeste bud, men vinderen betaler alene det næsthøjeste bud. Denne model blev fx anvendt i de danske udbud af 3G telerettigheder i 2001.

Man kunne umiddelbart synes, at Vickrey¹⁸-modellen er dårlig for staten, fordi staten her må nøjes med den næstlaveste betaling. Men det er ikke tilfældet, hvis man antager, at byderne er rationelle og kan "gennemskue" spillet. I Vickrey-modellen er det nemlig rationelt for byderne at byde, hvad de reelt synes, værdien af det udbudte aktiv er - mens det i en normal sealed-bid auktion er rationelt at byde et lavere beløb. Og i den engelske auktion stopper vinderen med at byde op, når den næsthøjeste byder falder fra.

Generelt kan man med auktionsteori¹⁹ vise, at med rationelle og symmetriske (dvs. nogenlunde lige store og ens) bydere, samt tilpas konkurrence (dvs. at der ikke kun er 2-3-4 bydere), og under forudsætning af, at alle deltagere inden auktionen har et "privat" værdiansættelse af aktivitet - så vil resultaterne for auktionsformerne være nogenlunde det samme – nemlig en pris, der ligger mellem vinderens reelle værdiansættelse og den næsthøjeste værdiansættelse. Jo flere bydere, der deltager, jo hårdere vil konkurrencen være, og jo tættere vil prisen være på vinderens reelle værdiansættelse.

Hvis bydernes reelle værdiansættelse ikke er udelukkende "privat", men påvirkes af de andre bydendes bud – dvs. at man som byder enten kan blive "revet med", eller omvendt afskrækket af de andre byderes bud, så kan den engelske auktion give andre resultater.

¹⁸ William Vickrey var en canadisk økonom, som modtog Nobelprisen i økonomi i 1996, bl.a. for sine bidrag til auktionsteorien

¹⁹ Et eksempel på en god indføring i auktionsteori kan ses på [Auctions \(saylordotorg.github.io\)](https://saylordotorg.github.io)

Det må også vurderes, at risikoen for en konkurrencebegrænsende, "samordnet praksis"²⁰ er større ved den engelske auktion end ved andre former.

Det mest afgørende hensyn ved valget af auktionsdesign er efter vores vurdering ikke det forventede provenu, men i højere grad at vælge den bedste udbyder, at fastholde tabernes engagement i fremtidige udbud og endelig at undgå et for stort element af det, auktionsteorien kalder "winners curse" – dvs. at vinderen efterfølgende vurderer, at budet er for højt og dermed underskudsgivende. Disse hensyn taler for, at vi i Danmark fortsat anvender en lukket budproces.

Man kan endelig overveje, om det giver mening af holde samtidig udbud over flere områder med den bibetingelse, at hver byder kun kan få et af arealerne. En sådan udbudsform kan lokke flere bydere på banen, men vil til gengæld svække konkurrencen om det enkelte udbud, og vi vil derfor ikke anbefale en sådan udbudsform.

Det mest afgørende er imidlertid at tilrettelægge udbudsprocessen, så potentielle aktører involveres på et tidligt tidspunkt, og at udbudsprocessen er relativt kort og effektiv. De store udbud kræver deltagelse af konsortier med mange forskellige kompetencer, og lange udbudsprocesser er dyre målt i betaling til rådgivere og i form af ledelsestid. Lange udbudsprocesser gør det mindre interessant at deltage i lange udbud end i udbud i resten af verden.

Juridisk vil vi anbefale Konkurrencepræget Dialog eller Udbud med forhandling. Begge udbudsformer kan sikre en markedsdialog, der medfører, at udbudsmyndigheden har den nødvendige indsigt i aktørernes vurderinger. Men ved bud, der kræver innovation²¹ – i sin klareste form de kommende danske energigør – er den store fordel ved Konkurrencepræget Dialog, at myndighederne ikke selv skal udvikle et detaljeret udbudsgrundlag. Det samme hensyn kan også gøre gældende, hvis og når Danmark skal udbyde havvindparker på stor havdybde, hvilket vil kræve nye teknologier. Når nye havvindparker bliver almindelige, kan man anvende Udbud med forhandling.

BETALINGSSTRUKTUR

Det måske mest vigtige policy-spørgsmål er, hvilken betalingsstruktur, der skal vælges – i de tilfælde, hvor en havauktion kan give et provenu, jf. diskussionerne ovenfor. Der findes mange mulige modeller, men i det følgende vil vi analysere fordele og ulemper ved tre modeller:

- En koncessionsmodel som den, der de facto blev taget i anvendelse ved Thorudbuddet

²⁰ Denne kunne fx bestå i en aftale – eksplicit eller underforstået – om at byder A holder sig tilbage i en auktion (som B håber på at vinde), mod at B holder sig tilbage i en anden auktion.

²¹ Vi vurderer, at der er et stort innovationspotentiale og -behov. Ifølge professor Jacob Østergaard, DTU, vil der for en energigør med tilhørende havvind på 10 GW være et besparelspotentiale på 20 mia. kr. ved at samtænke systemdesignet af møllerne og de elektriske anlæg.

- En CfD-model med en fast afregningspris for vindmølleejeren i en længere årrække
- En model med en bundpris samt overskudsdeling med staten for højere priser

Der findes selvsagt mange andre modeller, ligesom modellerne kan varieres, kombineres og raffineres. I princippet kan man også vælge kvalitative, såkaldte "skønhedskonkurrencer". De giver imidlertid grobund for lobbyisme og kan afskrække ikke-nationale bydere.

Valget af den bedste model afhænger af de kriterier, der lægges til grund, samt af størrelsen af indtjeningsmuligheder og risici. De vigtigste af disse kriterier er:

- Staten (udbyder) har et behov for, af hensyn til den grønne omstilling, at etableringen af VE-parker går hurtigt
- Udbyderne har på den anden side en interesse i tilstrækkelig tid til at planlægge deres bud, til at undersøge mulighederne for gode og omkostningseffektive underleverancer samt for tidsfleksibilitet i tilfælde af produktionsforstyrrelser, midlertidige omkostningsforhøjelser mv.
- Staten har et behov for sikkerhed for dekommissioneringen (dvs. at nedslidte møller fjernes miljømæssigt ansvarligt)
- Staten har en interesse i det højest mulige provenu – dog under forudsætning af, at det statslige provenu ikke får karakter af en skat eller afgift, der driver det langsigtede omkostningsniveau op, til skade for den grønne omstilling
- Den valgte betalingsstruktur bør give incitament til innovation og til at effektivisere mølledesignet under hensyn til produktion, fleksibilitet, lang holdbarhed og maksimering af værdien af vindproduktionen
- Endelig skal der vælges en betalingsstruktur, så de væsentligste risici pålægges den part (staten eller byderen), der bedst kan vurdere og påvirke hver enkelt risiko.

Disse hensyn kan deles i to grupper.

Den ene gruppe, nemlig de tre første punkter, er der efterhånden fundet gode, pragmatiske løsninger på. Anholt-udbuddet var et eksempel på for korte tidsfrister, der i væsentlig grad fordyrede udbuddet. I Thorudbuddet blev der omvendt givet 6 år fra tildelingen (ultimo 2021) til parken skal være i gang (ultimo 2027). Disse tidsrammer bør i grove træk længder fastholdes – med de samme muligheder for yderligere forlængelser i tilfælde af force majeure mv., som blev givet i Thor-udbuddet – men muligvis med et positivt incitament til hurtigere etablering, jf. nedenfor. Desuden bør der fortsat anvendes bodsbestemmelser, hvis en virksomhed, der vinder tilbuddet, ikke gennemfører etableringen, eller en up-front betaling på mindst en halv mia. kr. Man kan også forestille sig en model med positive incitamenter til hurtig etablering af parkerne.

Fsva dekommissioneringen blev der i Thorudbuddet anvendt en model, som virker hensigtsmæssig, og hvor den private part efter 15 år skal stille en garanti (på 1,5 mia. kr). Fsva de øvrige punkter kan de væsentligste styrker og svagheder beskrives som i tabel 3.

TABEL 3. STYRKER OG SVAGHEDER VED FORSKELLIGE BETALINGSMODELLER

Model \ Egenskab:	Innovation	God risikodeling	Provenu	Statslig risiko
Model 1: Koncession	++	-	+	Ingen
Model 2: CfD	+	+	++	Stor
Model 3: Overskudsdeling	++	++	++	Lille

Model 1: Koncessionsmodellen

Koncessionsmodellen er en model, hvor byderne betaler en fast pris for retten til at bruge et havareal for en given periode (traditionelt 30 år, hvilket vi ikke ser grund til at ændre). Thor-udbuddet var de facto et koncessionsudbud, selv om det formelt var et CfD-udbud, på grund af loftet for statens betaling, jf. bilaget. Modellen lægger hele risikoen på de private bydere og giver dermed maksimalt incitament til innovation og omkostningseffektivitet. Men risikodelingen er ineffektiv²², idet de private parters indflydelse på udviklingen af elmarkederne på længere sigt – og dermed elprisen – er mindre end statens²³. Det er netop disse hensyn, der har gjort, at de fleste lande i de seneste år, hvor der har været behov for subsidier, har taget udgangspunkt i en CfD-model.

Model 2: CfD-modellen

CfD-modellen indebærer, i sin rene form, at byderen modtager den elpris, som byderen har tilbudt, uanset den faktiske prisudvikling. I denne model byder byderne på en garanteret afregningspris, og den byder, der byder den laveste pris, vinder udbuddet. Staten tager i denne model hele prisrisikoen, og udbyderens eneste risici er de vejrmæssige og de tekniske – dvs. hvor meget blæser det, og hvor holdbare er møllerne. I denne model er der intet incitament til at udvikle møller, som fx nemt kan afbrydes i timer med stærk blæst – men der er selvfølgerincitament til at udforme møllerne, så de er så langtidsholdbare som muligt.

CfD-modellen har den fordel frem for koncessionsmodellen, at den kan give et større statsligt provenu end koncessionsmodellen – uden at forringe byderens investeringskalkule. I det regneeksempel, der er vist i bilaget, opnår staten således et provenu i et tænkt udbud på 1 GW, der er ca. 3 mia. nutidskroner større end i koncessionsmodellen, når byderens investeringskalkule giver samme resultat. Det skyldes, at hvor staten i koncessionsmodellen modtager hele sit provenu tidligt i investeringsforløbet, så modtager staten i en CfD-model provenuet løbende gennem vindparkens levetid. Og da staten forudsættes at have en lavere kalkulationsrente end investoren, vil den private part kunne byde et større beløb, med uændret nettoresultat for byderen til følge, samtidigt med, at statens tilbagebærende nettoprovenu bliver større. Dette er illustreret i bilaget.

Staten har således bedre mulighed end byderne for at påtage sig en stor risiko, samt for at være tålmodig i forhold til provenuet, hvilket udnyttes i denne model.

Ulempen ved CfD-modellen er på den anden side, at staten påtager sig hele prisrisikoen, som er stor, hvis der ikke er noget loft over statens betaling. Dette er et væsentligt argument for den tredje model, som er en overskudsdelingsmodel.

²² En effektiv risikodeling indebærer, at den part, der bedst kan monitorere og styre en risiko, også påtager sig det finansielle ansvar for risikoen.

²³ Det kan tilføjes, at i de fleste af årets timer bestemmes elprisen udefra – især af prisen i Norge og Sverige eller evt. Tyskland.

Model 3. Overskudsdelingsmodellen

I denne model vælger staten en lav elpris som benchmark, som er sådan fastsat, at risikoen for, at den langsigtede elpris er lavere end dette benchmark, er meget lille. Men oveni denne lavere, garanterede minimumspris modtager byderen en andel af den "overskydende" pris – dvs. år for år forskellen mellem den faktiske elpris og benchmarket. Vinderen af udbuddet er i denne model den virksomhed den byder, der tilbyder staten den højeste andel af dette "overskydende" beløb.

Også i denne model falder betalingen til staten senere end i koncessionsmodellen, hvilket vil give et højere provenu end i model 1. Og til gengæld for den lavere benchmark-pris end den garanterede pris i CfD-modellen har både byderen og staten del i "gevinstmuligheden", når elprisen er høj.

Til gengæld har byderne et større incitament til at maksimere værdien af elproduktionen, og ikke bare energimængden, og statens risiko er mindre. Modellen kan fx forfines ved, at overskudsdelingen først træder i kraft fx 7 år efter udbuddet, hvilket vil give byderen et ekstra incitament til at komme hurtigt i gang.

Samlet vurdering

Vi vurderer umiddelbart, at staten bør overveje overskudsdelingsmodellen ved fremtidige udbud. Men det vil også være muligt at kombinere modellerne.

Det kan tilføjes, at vi vil vurdere, at de beskrevne auktioner ikke vil virke som en skat og drive prisen op. Generelt må auktionerne antages at give et provenu ved auktioner med gode lokale forhold, mens de "marginale" havarealer vil give et provenu tæt på nul.

Det kan i parentes bemærkes, at hvis Danmark indfører en overskudsdelingsmodel, så går vi delvist tilbage til en af de modeller, der delvist har præget en del af de tidligere olieudbud. Vinderne er generelt her fundet ved "skønhedskonkurrencer", især fordi usikkerheden ved at bore efter olie er langt større end usikkerheden ved at etablere vindparker. Til gengæld var muligheden for store overskud også større, hvilket både i Danmark og i en del andre lande ledte til indførslen af en ekstraskat oveni den almindelige selskabsskat – i Danmark i form af kulbrinteskatten²⁴.

De fleste økonomer mener i dag, at Danmark – i flere omgange – gav retten til olien for billigt til Mærsk og de øvrige partnere i DUC, og at de efterfølgende tiltag for at rette op på det, i form af kulbrinteskatten, gav et rodet og uklart skattesystem på området. Det vil være langt bedre, hvis den statslige overskudsandel er et resultat af en fri budproces og efterfølgende hviler på en privatretlig aftale mellem vinderen og staten i stedet for at være en del af skattesystemet, da skattesystemet kan laves om, hvilket kan øge usikkerheden og dermed afkastkravet for investorerne.

²⁴ Verdensbanken har udarbejdet en oversigt over modeller til olieudbud: Petroleum Exploration and Production Rights. Allocation Strategies and Design Issues. World Bank Working Paper 179, 2010. Verdensbankens primære anbefalinger er transparens bl.a. for at modvirke lobbyisme, kvantitative udbud frem for skønhedskonkurrencer, også for at modvirke lobbyisme, sealed-bid udbud og så simple vinderkriterier som muligt.

BILAG: INVESTERINGSKALKULE OG STATSLIGT PROVENU VED ET TÆNKET UDBUD PÅ 1 GW HAVVIND

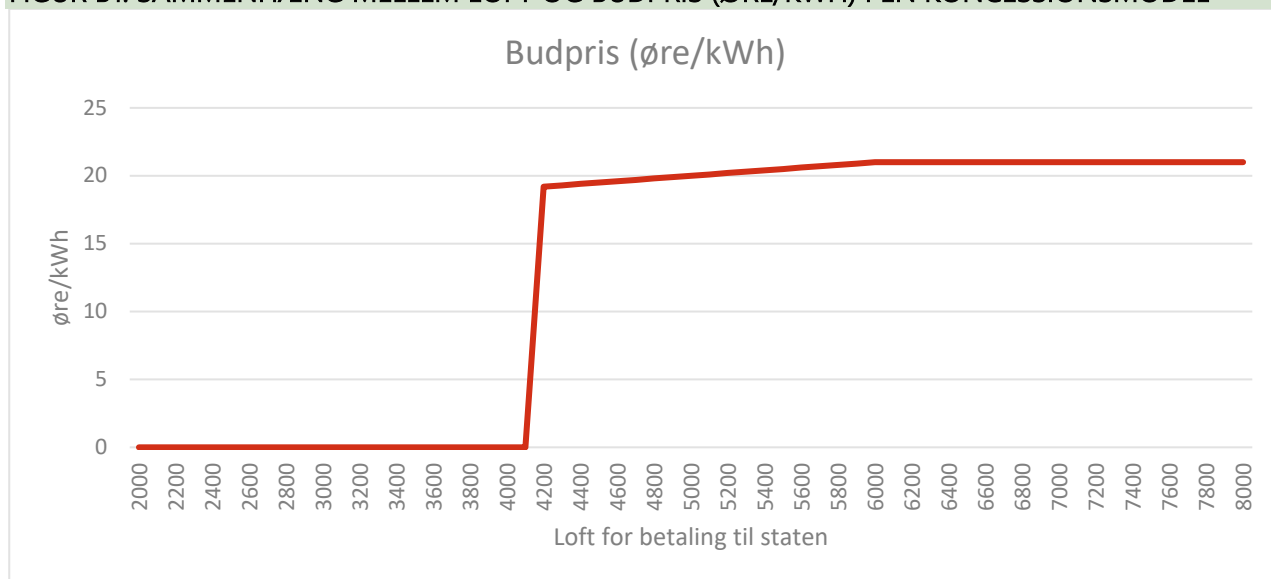
Forudsætningerne for regneeksemplet er angivet i tabellen nedenfor. Alle angivne priser er i faste 2022-kroner. Det betyder, at regnestykket ikke påvirkes ved en generel prisstigning på såvel materialer som elprisen. Ved en stærkere stigning i materialepriser end i elprisen forringes rentabiliteten. At priserne er 2022-priser betyder også, at de anvendte diskonteringsrenter er realrenter.

TABEL B1. BEREGNINGFORUDSÆTNINGER OG RESULTATER

Forudsætninger:	
Statslig diskonteringsrente: 3,5 pct. pa.	Privat diskonteringsrente: 7 pct. pa.
Antal vindmøller: 67	Kapacitet pr. mølle: 15 MW
Afstand fra land: 22 km	Kabelomkostninger pr km: 150 mio. kr.
Faste kabelomkostninger: 220 mio. kr.	Tilslutningsomkostninger: 700 mio. kr.
Pris pr MW møllekapacitet: 6,23 mio. kr.	Installationsomkostninger/mølle: 18 mio. kr.
Dekommissionering: 1500 mio. kr.	Vedligeholdelse pr år: 100 mio. kr.
Kapacitetsfaktor: 0,52	Antaget gns. afregningspris: 30 øre/kWh
Transmissionstab til land: 3 pct.	Bundpris: 18 øre/kWh
Resultater:	
Samlet pris for parken: 12,0 mia. kr.	
Ligevægtsbud i koncessionsmodel: 4,2 mia. kr.	Statens provenu, nutidskroner: 2,9 mia. kr.
Ligevægtsbud i CfD-model: 21 øre/kWh	Statens provenu, nutidskroner: 4,2 mia. kr.
Ligevægtsbud på statens overskudsandel: 63 pct	Statens provenu, nutidskroner: 4,8 mia. kr.

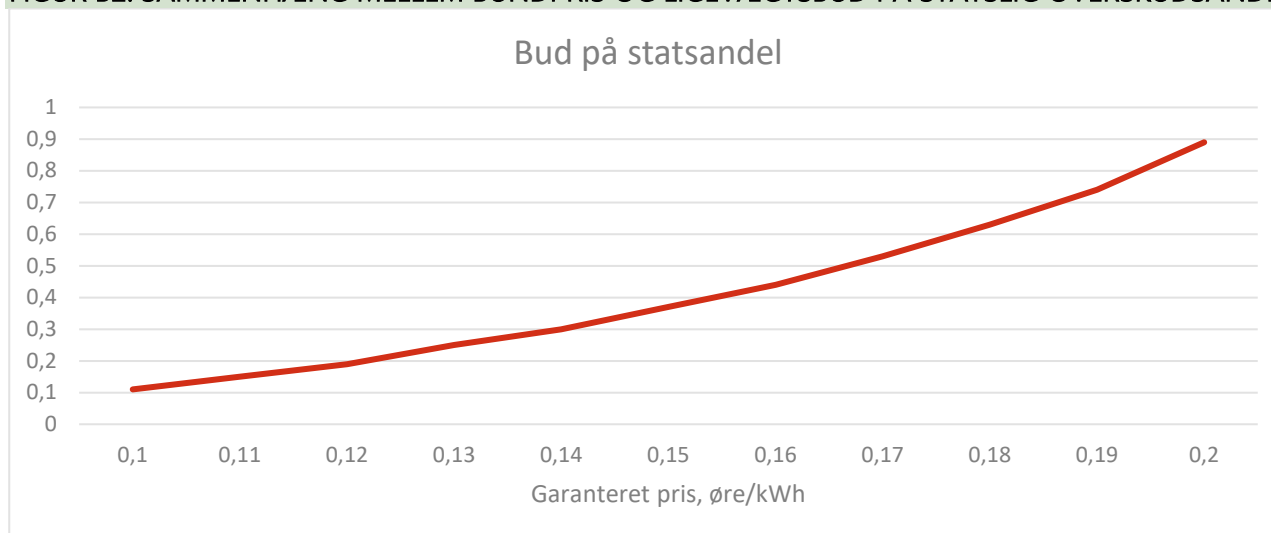
En koncessionsmodel med loft for betalingen til staten indebærer et betydeligt spring opad i budprisen omkring den enkelte byderes forventede nutidsværdi af investeringen, som vist i figur B1. Hvis loftet er lavere end den forventede nutidsværdi, er det optimalt for byderne at byde på en elpris på nul, hvorimod et højere loft vil betyde, at byderne vil byde en højere pris end i model 2 (med en CfD-model), fordi den højere pris skal bruges til at afdække den højere betaling til staten.

FIGUR B1. SAMMENHÆNG MELLEM LOFT OG BUDPRIS (ØRE/KWH) I EN KONCESSIONSMODEL



Det skal understreges, at der er tale om en relativ simpel beregningsmodel, som hviler på antagelser om diskonteringsrenterne, jf. tabellen ovenfor. Men figurene illustrerer, at budprisen som funktion af det loft for betalingen til staten, som udbudsgiveren (Klimaministeriet) sætter kommer til at "hoppe op" i et punkt, der svarer til NPV (nutidsværdien) af projektet, som vurderet af budgiverne. Beregningerne er derfor alene illustrative og ikke udtryk for et præcist skøn for buddene under de givne forudsætninger.

FIGUR B2. SAMMENHÆNG MELLEM BUNDPRIS OG LIGEVEGTSBUD PÅ STATSIG OVERSKUDSANDEL



Figur B2 illustrerer overskudsdelingsmodellen. Logikken bag denne model er, at byderne vil byde på en højere statslig overskudsandel, jo højere den garanterede bundpris er.

En væsentlig præmis for investeringsmodellen er, at det antages, at den private byder betragter det som stærkt sandsynligt, at prisen ikke (som gennemsnit for et helt år) bliver mindre end 18 øre/kWh, og at afkast op til denne grænse derfor er en relativt sikker fordring på staten, som, med et risikoafhængigt afkastkrav, diskonteres med en realrente på 3,5 pct. Det samme gælder, hvis staten garanterer prisen, dvs. i model 2, og evt. i model 3. Forventede, men usikre, afregningspriser over bundprisen antages diskonteret med en realrente på 7 pct.