

Analyse af kommercielle nøglefaktorer i relation til udbud af havvind

Resumé

11. marts 2025

1 Baggrund for rapporten

Energistyrelsen lancerede i april 2024 seks udbud af en samlet minimumskapacitet på 5,8 GW havvind i danske farvande. Udbuddet repræsenterer en betydelig udbygning af dansk havvindskapacitet, der ved udbuddets lancering var på godt 2,3 GW. Der blev ikke afgivet nogen bud på de første tre projektområder i Nordsøen ved disses udbudsfrist i december 2024. Som resultat af de manglende bud, har Energistyrelsen igangsat en undersøgelse af de forhold, der har haft væsentlig betydning for udvikleres beslutning vedr. budafgivelse.

Denne rapport, udarbejdet af Boston Consulting Group (BCG) gennem et komprimeret projekt i januar 2025, indeholder en vurdering og redegørelse for centrale kommercielle aspekter af den samlede business case for én af de udbudte parker i Nordsøen (NS1-A1). De øvrige parker (NS1-A2 og NS1-A3) vurderes at være sammenlignelige med NS1-A1 ud fra et business case-perspektiv.

BCG har afdækket de primære forhold (herunder bodsstørrelse, tidsplaner for færdiggørelse, usikkerhed i elprisen, udbudt kapacitet, statsligt medejerskab, miljø- og bæredygtighedskrav, overplanting mv.) i udbuddet, som vurderes at have haft særlig negativ betydning for havvindudviklernes vurdering af business casen for projekterne. BCG har ikke vurderet et konkret støttebehov eller givet anbefalinger til designet af fremtidige budrunder.

2 Metode

Grundlaget for analyserne er en model baseret på tilbagediskonterede pengestrømme (DCF). Basis-scenariet i modellen tager udgangspunkt i NS1-A1 og analyseres ud fra, hvordan udviklerne ville have opbygget en business case per december 2024. De centrale antagelser er angivet i Tabel 1.

BCG har taget udgangspunkt i et tværgående perspektiv, hvor basis-scenariet beskriver en 'generisk udvikler', og udviklernes forskelle vurderes med både kvalitative og kvantitative analyser. Forskellene relaterer sig bl.a. til kapitalstrukturen anvendt af udviklerne, markedssyn og investeringsalternativer, særlige strategiske interesser, relationer og erfaringer samt omkostninger og projekttilgang. Særligt udviklernes syn på elpriseksponering og bestanddelene i deres afkastkrav varierer på tværs af de forskellige typer af udviklere. Eksempler på udviklere inkluderer forsyningselskaber, som typisk har et lavere omkostningsniveau og søger at afhænde prisrisikoen til en modpart gennem fastprisaftaler, og olie- & gasselskaber, som typisk har et højere omkostningsniveau og selv kan balancere prisrisikoen igennem PtX-produktion (gerne med overplanting for at forbedre business casen yderligere).

Antagelserne justeres i modellen for at værdiansætte hvert enkelt udbuds- og markedsforholds effekt på business casen. Dette gøres med en alt-andet-lige metode for at kunne vurdere ændringen af den

nominelle, ikke-belånte IRR¹ efter skat for hvert forhold. Ved udbudsforhold forstås de konkrete udbudsvilkår, som fx budformatet og bodskrav, som i større eller mindre grad påvirker udviklernes business case. Ved markedsforhold forstås de konkrete markedsvilkår, som fx den realiserede elpris og prisstigninger, der i større eller mindre grad påvirker udviklernes business case.

Udover at analysere udbuds- og markedsforholdene enkeltvis, opstilles også to scenarier. Disse scenarier har til formål at belyse potentielle samspilseffekter mellem udbuds- og markedsforhold. Det første scenarie belyser effekten af fleksibilitet i tidsplanen ift. anlæg og idriftsættelse af havvindparken. Det andet scenarie belyser effekten af en PtX business case med overplantning, givet at efterspørgslen efter brint er tilstrækkelig og brintinfrastrukturen til stede.

Først analyseres ændringer i markedsforholdene fra 2022 til budfristen i 2024 og effekten af disse ændringer på business casen (afsnit 3). Dernæst analyseres effekten af hvert enkelt udbudsforhold ved budfristen i 2024 (afsnit 4) og effekten af hvert enkelt markedsforhold ved budfristen i 2024 (afsnit 5), efterfulgt af de to scenarier (afsnit 6) og konklusionen (afsnit 7).

Tabel 1: Oversigt over centrale antagelser i modellen

Emne	Antagelse
Produktion	Der opstilles 1GW uden overplantning. Kapacitetsfaktoren er 55%
Realiseret elpris	410 DKK/MWh realt. Der anvendes en fastprisaftale på 70% af produktionen med en konservativ rabatsats på 25%. Elprisen øges 5% fra 2040 for at reflektere den forventede stigning i brintefterspørgslen. Effekten er forbundet med væsentlig usikkerhed grundet uklare forventninger til både udbud- og efterspørgselsiden i markedet for brint
Tidsplan	Havvindparken opnår 1GW kapacitet ultimo 2030 og er i drift i 30 år
Udviklingsudgifter	850 mio. kr. (2024-priser) fordelt ligeligt over 3 år
Anlægsudgifter	22,4 mia. kr. (2024-priser) fordelt ligeligt over 3 år
Driftsudgifter	365 mio. kr. årligt (2024-priser) i 30 år
Inflation	2% p.a.

3 Markedsforholdenes påvirkning fra 2022 til 2024

De seneste år har markedsforholdene for havvind ændret sig markant, hvilket har skabt udfordringer for havvindudviklernes økonomi. En stor del af forværringen er sket mellem tidspunktet for Energistyrelsens egne beregninger i 2022 i forbindelse med den politiske behandling af udbuddet og fristen for budsafgivelse for udviklere i 2024.

BCG vurderer, at de ændrede markedsforhold samlet set har mindsket det forventede projektafkast med 3,1 pp. fra de første estimater i september 2022 (IRR på 7,1%) til budfristen i december 2024 (IRR på 4,0%). De ændrede markedsforhold kan inddeles i fire kategorier:

¹ IRR (intern rente) benyttes til at vurdere afkastet af en investering. Værdien sammenlignes med udviklerens afkastkrav og hvis IRR er højere end afkastkravet, vil investeringen være rentabel. I denne rapport benyttes den ikke-belånte nominelle IRR, efter skat

- **Stigning i udviklingsudgifter: <0,1 pp. reduktion af IRR**
 - Udviklingsudgifterne (DEVEX) er steget med ca. 20% fra 2022-2024, bl.a. på grund af øgede omkostninger til miljøundersøgelser.
- **Højere anlægsudgifter: 2,6 pp. reduktion af IRR**
 - Anlægsudgifterne (CAPEX) er steget med 40-45 % fra 2022-2024, især på grund af højere priser på vindturbiner, fundamenter og undervandskabler.
- **Større driftsudgifter: 0,4 pp. reduktion af IRR**
 - Driftsudgifterne (OPEX) er steget med ca. 25 % fra 2022-2024, blandt andet som følge af stigende lønomkostninger og dyrere reservedele.
- **Usikkerhed om brintmarkedet: 0,1 pp. reduktion af IRR**
 - Usikkerhed om brintmarkedet har udskudt udviklernes forventning om et muligt løft af den realiserede elpris for produktionen fra havvindparken. I tillæg til den direkte IRR-reduktion, har usikkerheden for de flestes vedkommende betydet, at brintproduktion ikke længere betragtes som et realistisk alternativ i udgangspunktet for deres beregning.

I samme periode har udviklerne øget deres interne nominelle afkastkrav fra ca. 6-8% til ca. 8-10%, drevet af højere renter og en øget risikooptagelse af investeringerne. Ved budafgivelsestidspunktet var det forventede afkast reduceret så kraftigt, at investeringen ikke længere var interessant for udviklerne. Deltaet mellem det forventede projektafkast på 4,0% og minimums-afkastkravet på 8,0% svarer til et årligt gab i business casen på ca. 910 mio. kr. i 2024-priser² for at investeringen var rentabel for udviklerne. Dette kan omregnes til en nutidsværdi på 9,0 mia. kr. i 2024-priser³.

4 Udbudsforholdenes påvirkning ved budfrist i 2024

Mens markedsforskelene har reduceret udviklernes forventede projektafkast mellem 2022 og 2024, har flere af udbudsforholdene forværret business casen ved at tilføre meromkostninger og risiko.

BCG har vurderet effekten af 16 enkeltstående udbudsforhold på udviklernes forventede projektafkast (Tabel 2). Analysen viser, at særligt følgende fire udbudsforhold var afgørende for udviklernes vurdering af risiko og projektafkast:

- **Elprisindeksponering: 0,0-1,7 pp. påvirkning på IRR**
 - Elprisindeksponeringen påvirkede omsætningsforventningerne betydeligt. Prisrisikoen på det danske marked var ikke attraktiv for udviklerne, givet øvrige projektforsætninger.
- **Nettilslutning inkl. ilandføring: 0,3 pp. påvirkning på IRR**
 - Store og tidlige omkostninger for udviklerne påvirker business casen mere end en alternativ producenttarif, som er lidt lavere og falder senere.
- **Forundersøgelser: 0,2 pp. påvirkning på IRR**
 - En stor og tidlig omkostning uden loft påvirkede business casen og øgede usikkerheden.
- **Bodskrav: 0,2 pp. påvirkning på IRR**
 - Bodskravene påvirker mindre forsinkelser let, men ved større forsinkelser kan de markant ændre business casen.

² Beregnet med et nominelt, ikke-belånt, afkastkrav efter skat på 8,0%.

³ Beregnet med en diskonteringsrate på 8,0%.

Tabel 2: Analyserede udbudsforhold (IRR-effekt er nominel, ikke-belånt, og efter skat)

Forhold	Beskrivelse	Negativ effekt (pp.)
Budafgivelsesformat	Der anvendes adskilte bud for hvert parkområde, afgivet samtidigt	Mellem
Str. af havvindpark	Minimumsstørrelsen er 1 GW for de enkelte havvindparker	-
Vedståelsesfrist	Budgivere har 6-8 måneders vedståelsesfrist før auktionsresultat	0,1
Finansiell egnethed	Budgivere skal kunne dokumentere tre år med høj omsætning	Usikker
Tidsplan	Stram tidsplan med krav om idriftsættelse i 2030	0,3-1,1 ⁴
Bodskrav⁵	Stigende bodskrav på 5-45 mio. kr. per forsinket måned	0,2
Forundersøgelser	Krav til at udvikler dækker udgifter til forundersøgelser	0,2
Nettilslutning inkl. ilandføring	Udvikler skal stå for nettilslutning inkl. ilandføring	0,3
Nedetidsbeskyttelse	Manglende kompensation ved nedetid af transmission	0,1
Naturbeskyttelse	Krav til naturpositive tiltag, fiskerierstatning og fuglebeskyttelse	<0,1
Bæredygtighed	Krav til dokumentation, inkl. recirkulering af turbinevinger	0,1
Militær radar	Krav om dækning af militære radarsystemers meromkostninger	<0,1
Garantistillelse	Krav om garantier fra finansielle institutioner	<0,1
20% stats-ejerkrav	Krav om et statsligt medejerskab på 20%	Usikker
Elpriseksponering	Udvikler påtager sig den fulde prisrisiko	0,0-1,7
Overplanting	Muligheden for overplanting uden foruddefineret øvre grænse	Lav

5 Markedsforholdenes påvirkning ved budfrist i 2024

BCG har vurderet effekten af 13 enkeltstående markedsforhold på udviklernes forventede projektafkast (Tabel 3). Analyserne beskriver årsagerne til effekten fra de enkelte forhold på business casen og indeholder en vurdering af forbedringshorisonten. Markedsforholdene er ikke direkte påvirkelige i forbindelse med udbuddet, men visse markedsforhold har samspilseffekter med udbudsforholdene beskrevet ovenfor.

Analysen viser, at markedsforholdene enkeltvist havde en mindre påvirkning på business casen (mellem 0,0 pp. og 0,5 pp.) i basis-scenariet i 2024. Bemærk dog at summen af ændringerne i markedsforholdene fra 2022 til 2024 er betydelig, jf. beskrivelsen i afsnit 3 ovenfor. Bemærk også at mange af markedsforholdene påvirkes direkte af udbudsforholdet om tidsplanen for udbygning, jf. samspilseffekterne beskrevet i afsnit 6 nedenfor.

⁴ Beregnes under Scenarie 1 pga. samspilseffekter (se afsnit 6)

⁵ Ikke direkte sammenligneligt da effekten er baseret på et alternativt scenarie end de øvrige forhold

Tabel 3: Analyserede markedsforhold (IRR-effekt er nominal, ikke-belånt, og efter skat)

Forhold	Beskrivelse	Negativ effekt (pp.)
Prisforventninger	Usikre forventninger til efterspørgsels- og eksportmuligheder	-
Ekst. wake-effekter	Usikkerhed om fremtidige eksterne wake-effekter	0,1
Vindturbinerpriser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	0,3
Fundamentpriser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	0,1
Array kabel priser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	<0,1
Transmissionsudstyr	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	0,1
Installationsdagsrater	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	0,1
Adgang til havne	Øget pres på havneinfrastrukturen og forlænget ventetid	<0,1
Øvrige prisstigninger	Prisstigninger på øvrige komponenter og lønninger	0,4
Renteforhold⁶	Højere renter og usikkerhed om fremtidigt renteniveau	0,5
Balanceringsudgifter	Usikkerhed om fremtidige balanceringsudgifter	-
Sikkerhed	Havvindparker klassificeres hyppigere som kritisk infrastruktur	<0,1
Konkurrence i udbud	Rekordstort udbud af 65GW havvind på globalt plan i 2024	-

6 Samspilseffekter og deres påvirkning ved budfrist i 2024

For at tage højde for samspilseffekter, hvor ét forhold påvirker flere andre forhold, har BCG opstillet og vurderet to scenarier om hhv. tidsplanen og overplanting. Den stramme tidsplan har øget udviklernes eksponering til markedsforholdene, og overplanting har samspilseffekter med prisforventningerne.

Analysen viser, at samspilseffekterne er betydelige i de to scenarier:

- **Brintrør og overplanting: 0,8-2,3 pp. påvirkning på IRR**
 - Nogle udviklere så en betydelig positiv effekt ved at inkludere brintproduktion som en del af havvindparken. Størrelsen af effekten afhænger af prisforventninger for både brint og el. Det bemærkes at denne effekt ikke blev medregnet i udviklernes business case, da der var for stor usikkerhed om brintefterspørgslen fra det tyske marked, og om hvorvidt den nødvendige infrastruktur ville være på plads i tide.
- **Tidsplan: 0,3-1,1 pp. påvirkning på IRR**
 - Priserne på vigtige komponenter er steget voldsomt som en konsekvens af flaskehalseffekter i forsyningskæderne. Den stramme tidsplan har gjort det krævende at håndtere disse prisstigninger sammen med leverandørerne.

⁶ Beregnet ud fra belånt IRR, nominal og efter skat. Ikke direkte sammenligneligt. Effekten tager ikke højde for skattefradrag forbundet med renteudgifter.

- Bodskravene for korte forsinkelser var håndterlige for udviklerne, men de høje bodskrav for længere forsinkelser samt slutfristen i 2034 påvirkede business casen negativt.

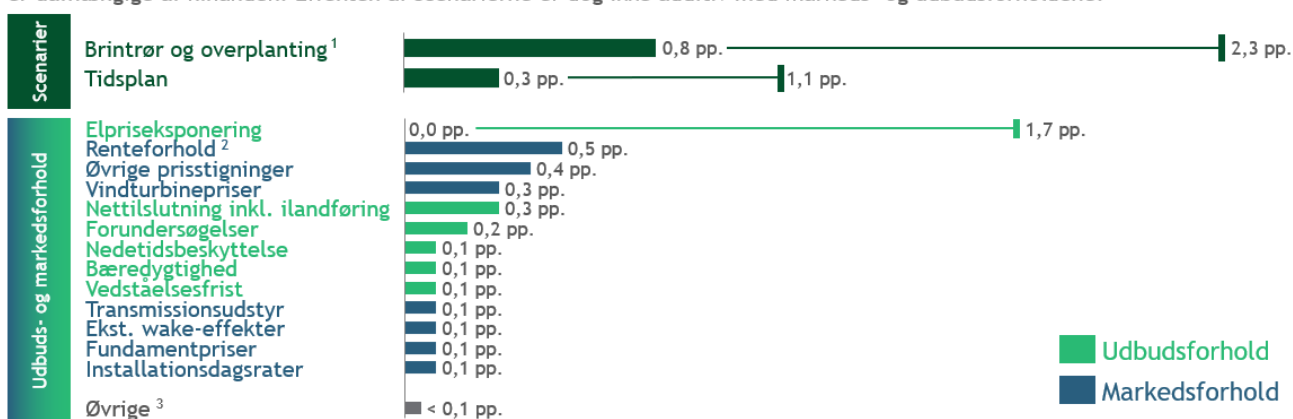
Alt i alt viser analysen, at særligt fire af udbudsforholdene havde stor negativ påvirkning på business casen ved budfrist i 2024. Flere af de andre udbudsforhold påvirkede også business casen negativt, men ingen af dem i samme størrelsesorden.

Markedsforholdene havde enkeltvist en mindre påvirkning på business casen ved budfrist i 2024, men tilsammen medførte de en betydelig forværring af business casen mellem 2022 og 2024. Den stramme tidsplan (udbudsforhold) resulterede i en øget eksponering mod markedsforholdene, hvilket tydeligt ses på effekten af scenariet om tidsplanen inkl. samspilseffekter. Figur 1 viser et overblik over de forhold og scenarier, som har den højeste effekt på business casen.

Figur 1: Prioriteret liste over de kvantificerede udbuds- og markedsforhold

(IRR-bidrag, ikke-belånt, nominal, og efter skat)

Effekten fra markeds- og udbudsforhold er additive. Tilsvarende er effekten af de to scenarier additive, da scenarierne er uafhængige af hinanden. Effekten af scenarierne er dog ikke additiv med markeds- og udbudsforholdene.



1. Størrelsen af denne effekt afhænger af prisforventningerne; om det er muligt at opnå denne effekt eller ej, afhænger af tilgængelighed af brintefterførelse og infrastruktur 2. Ikke direkte sammenligneligt, baseret på belånt, nominal IRR efter skat 3. Hver især <0,1 pp. Der er tale om forholdene: Sikkerhed, Militære radarsystemer, Array kabel priser, Naturbeskyttelse, Adgang til havne, Garantistillelse

7 Konklusion

Udbygning af de danske havvindarealer er grundlæggende attraktivt fra et omkostningsperspektiv, men ændringerne i markedsforhold har haft en væsentlig negativ påvirkning (-3,1 pp. ikke-belånt, nominel IRR efter skat) på udviklernes business cases siden udbuddet blev politisk aftalt, og forbedringer af disse forventes at have lang tidshorisont, såfremt de øvrige vilkår ikke ændres.

En markant usikkerhed for udviklerne findes på indtægtssiden. Den meget høje VE-andel i Danmark gør indtægterne mere usikre end i omkringliggende lande på grund af kannibalisierung og meget volatile (og tidvist lave) elpriser. Derfor var afsætning gennem PPA'er til strømforbrugende industri i DK1 eller eksport af brint og andre grønne molekyler en central del af business casen, da udviklerne først begyndte at regne på dette udbud. Både PPA- og brintmarkedet er dog forsinket ift. tidligere antagelser, hvilket har øget usikkerheden og forværret business casen for udviklerne.

Samtidig har udbudsforholdene medført en situation, hvor udviklerne har haft begrænset fleksibilitet til at imødekomme de ændrede markedsforhold. De store leveranceudfordringer i forsyningskæderne, særligt frem mod 2030, resulterede i et betydeligt højere omkostningsniveau med krav om forudbetalinger, mens udbuddets sene afholdelsestidspunkt (ift. idriftsættelsesdatoen og andre globale udbud i 2024) medførte færre leverandøralternativer, højere omkostninger og øget risiko.

De forværrede markedsforhold og den højere risiko ved udvikling af havvind (globalt og lokalt i Danmark på grund af risici på indtægtssiden) medførte, at mange udviklere har øget afkastkravet på havvind (ca. 2 pp.) i deres investeringsbeslutninger.

Udviklerne havde mange øvrige investeringsalternativer i 2024, både indenfor havvind i andre markeder (med et rekordstort volumen af udbud ca. på 65GW) og andre energikilder (fx solenergi og olie- og gasudvinding, som begge har oplevet forbedrede markedsforhold de seneste år). De danske havvindområder i Nordsøen blev derfor set på som relativt risikable ift. afkast.

BCG's vurdering er, at udbudsforholdene i sig selv ikke var afgørende, men at de i kombination med ovennævnte usikkerheder blev udslagsgivende for, at ingen aktører valgte at byde. Flere af udbudsforholdene har forværret business casen ved både at tilføre meromkostninger og risiko samt øge udviklernes eksponering til markedsforholdene (samspilseffekter).

Alt i alt er BCG's vurdering, at usikkerheden på indtægtssiden, kombineret med manglende fleksibilitet på omkostningssiden, resulterede i, at de danske havvindområder i Nordsøen blev vurderet som ikke-rentable og risikofyldte investeringer.