

# Kommercielle nøglefaktorer irt. udbud af havvind

Endelig version

11. MARTS 2025



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

- 1.1. Baggrund for arbejdet
- 1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

- 2.1. Basis-scenarie
- 2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case
- 2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

- 3.1. Vurdering af scenarier
- 3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

## Analyse af havvindudbud 2024

Energistyrelsen lancerede i april 2024 et udbud af minimum 5,8 GW havvind i danske farvande. Udover minimumskapaciteten på 1 GW pr. område (dog 800 MW for Hesselø), har opstiller mulighed for at etablere ekstra kapacitet på området, såkaldt "overplanting". Minimumskapaciteten skal være færdigetableret ved udgangen af 2030, mens overplantingskapaciteten kan etableres senest to år senere. Udbuddet repræsenterer en betydelig udbygning af dansk havvindskapacitet, der ved udbuddets lancering var på godt 2,3 GW.

Udbuddets projektområder består af:

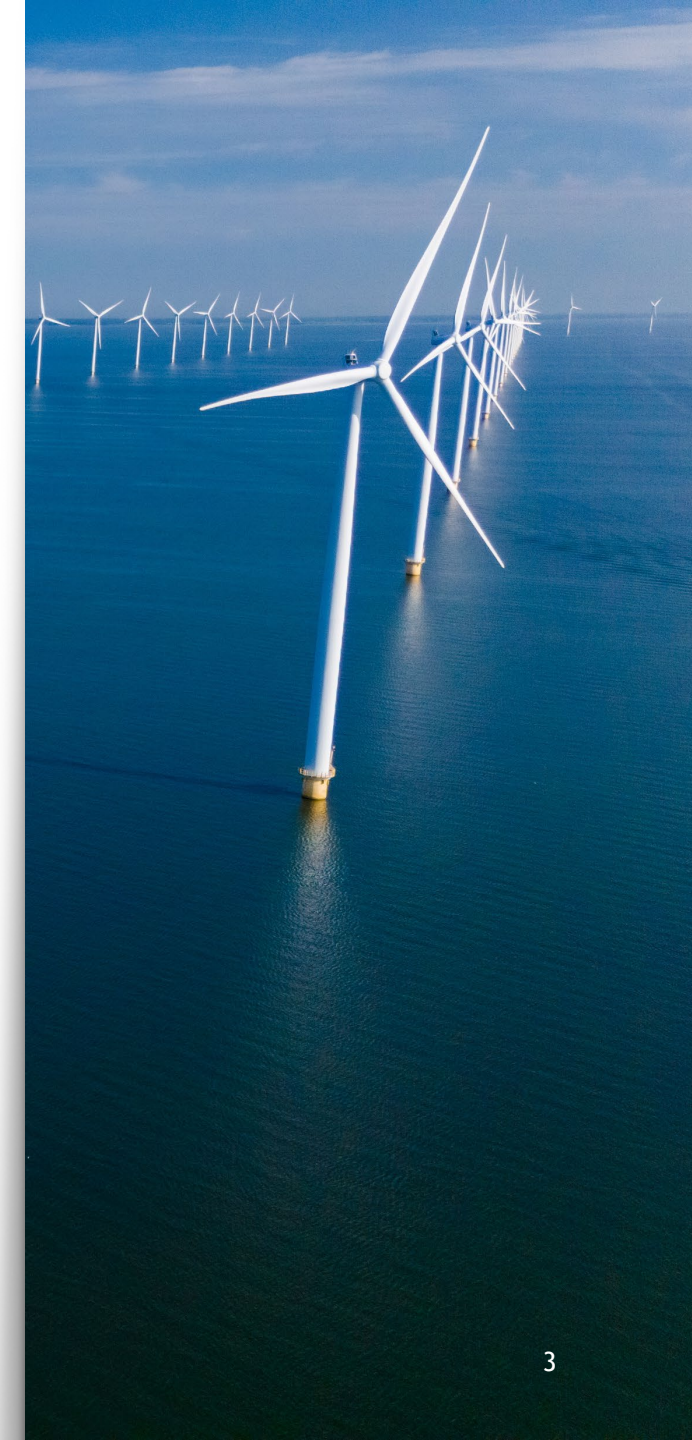
- Tre projektområder i Nordsøen (Nordsøen 1, opdelt i parkerne A1, A2 og A3) på hver min. 1 GW, med budfrist i december 2024.
- Tre projektområder i indre farvande (Hesselø, Kattegat og Kriegers Flak II) på hver min. 1 GW, dog er minimumskapaciteten for Hesselø 800 MW, med budfrist i april 2025.

Parkerne er udbudt uden støtte, hvor retten til de enkelte parker vindes af den udvikler, der byder den højeste årlige koncessionsbetaling i 30 år. Derudover indeholder de definerede udbudsrammer<sup>1</sup> en række tiltag der er nye i danske havvindsudbud.

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.

Som led heri har BCG gennem et komprimeret projekt i januar 2025 gennemført en vurdering og redegørelse for centrale kommercielle aspekter af den samlede business case for én af de udbudte parker i Nordsøen. Herunder har BCG 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 ved projekterne. BCG har ikke vurderet et konkret støttebehov eller givet anbefalinger til designet af fremtidige budrunder.

1. Detaljering kan findes i Tillægsaftale om udbudsrammer for 6 GW Havvind og Energiø Bornholm (2023)  
Kilde: BCG analyse



## Analysen består af fire primære sektioner...

- 1 Baggrund for analysen inkl. udbuds- og markeds kontekst.**
- 2 Analyse og kvantificering af forhold, der vurderes at have haft en negativ effekt**
  1. Modellering af basis-scenariet, dvs. udgangspunktet for udviklerne ved budfrist i december 2024, samt en kvantificering af effekten af udviklingen i markedsforhold fra 2022 til basis-scenariet i 2024.
  2. En kvalitativ og kvantitativ vurdering af både udbuds- og markedsforhold.
  3. Prioritering af forhold.
- 3 En vurdering og prioritering af udbuds- og markedsforhold ud fra disses betydning for udviklere inkl. perspektiver fra udlandet.**
  1. En vurdering af potentielle samspilseffekter igennem scenarier.
  2. Inddragelse af læringer fra andre lande.
- 4 Konklusion på samlede resultater og indikationer fra analysearbejder.**

## ... og berører både udbuds- og markedsforhold

### Udbudsforhold

Udbuddets krav til udviklerne ift. udvikling, anlæg, samt drift af havvindparken.

Nordsøen 1 udbuddet pålægger udviklerne krav, der kan have negativ effekt på business casen, fx:

- Budformatet
- Krav ift. tidsplanen
- Ejerforhold.

### Markedsforhold

Eksogene forhold, som påvirker udviklerne ift. udvikling, anlæg, samt drift af havvindparken.

De seneste års ændrede markedsforhold betyder bl.a. for udviklerne, at der er:

- Højere anlægs- og driftsomkostninger
- Højere finansieringsomkostninger
- Højere afkastkrav
- Usikre forventninger til omsætning.

Denne rapport vil analysere og kvantificere, hvordan specifikke udbudsforhold og udviklingen i markedsforhold har påvirket udviklernes business case.

# Udbuddet per dec. 2024 benyttes som basis-scenarie, og sammenholdes med udgangspunktet i 2022; derudover vurderes følsomheden af udvalgte forhold

## Basis-scenariet:

Analysen tager udgangspunkt i udbuddet ved tidspunktet for budafgivelse i december 2024.

I dette basis-scenarie benyttes en række antagelser og en beregningsmetode baseret på udviklernes tilgang til udbuddet. Da udviklerne har forskellige forudsætninger for at deltage i udbuddet, vil de naturligvis også have forskellige syn på rentabiliteten. Analysen skal dermed tolkes som et synspunkt på tværs af udviklere, men er ikke nødvendigvis omfattende for alle potentielle udviklere.

Afsnit  
2.1

BCG tager udgangspunkt i markedets forventninger til at bygge havvindsparken NS1-A1<sup>1</sup>, bl.a. om den fremtidige forventede elpris, omkostninger forbundet med at finansiere, udvikle, bygge og drifte havvindsparken samt eventuelle risici forbundet hermed. Disse antagelser er dannet på baggrund af BCGs dybdegående forståelse af industrien, proprietære modeller samt samarbejde med dataleverandører i industrien.

## Sammenligningsgrundlag:

For bedst muligt at belyse påvirkningen af både udbuds- og markedsforhold på udbuddet analyseres udbuddet fra flere vinkler.

Afsnit  
2.1

Først betragtes udbuddet fra 2022 som reference-scenarie<sup>2</sup> for at forklare, hvordan ændrede markedsforhold har påvirket udbuddets rentabilitet fra den politiske aftale til i dag. Her holdes udbudsforholdene konstante, mens markedsforholdene sammenlignes på hhv. 2022- og 2024-basis, fx ved at inddrage stigninger i indkøbs- og installationspriser på vigtige komponenter.

Afsnit  
2.2

Herefter benyttes basis-scenariet (2024) til at vurdere effekten af udvalgte udbuds- og markedsforhold, i en alt-andet-lige betragtning, hvor der benyttes en valid kontrafaktisk antagelse til at vurdere betydningen for den samlede business case.

Afsnit  
3.1

Til sidst udføres en vurdering af samspilseffekterne ved forskellige scenarier, for at illustrere de indbyrdes afhængigheder af udbuds- og markedsforholdene. Samspilseffekterne komplimenteres med en kvalitativ analyse, hvor udbuddet sammenlignes med tilsvarende udenlandske havvindudbud; specifikt inddrages det tyske 2024 udbud og den engelske 2024 CfD auktion for at inddrage læringer, hvor det er relevant.

Afsnit  
3.2

1. De tre arealer er relativt homogene med små variationer i forholdene, som ikke er afgørende for en business case

2. 2022 benyttes da de senest tilgængelige tal på tidspunktet for den interne beregning blev opdateret i dette år

Kilde: BCG analyse

# Analysemodellen er baseret på en analyse af tilbagediskonterede pengestrømme

Grundlaget for analyserne er en DCF<sup>1</sup>-model, opbygget med et basis-scenarie. Basis-scenariet tager udgangspunkt i NS1-A1 og analyseres ud fra hvordan udviklerne ville have opbygget en business case per december 2024. Dette inkluderer kvantitative antagelser om bl.a. WACC<sup>2</sup>, anlægsudgifter og forventede afregningspriser for el.

Her justeres antagelser for at skabe en valid og faktisk værdiansættelse af forskellige udbuds- og markedsforhold. Forholdene vurderes ud fra en difference til basis-casen hvor det primære mål er ændringen af den nominelle, ikke-belånte IRR efter skat. Denne opgørelsesmetode for IRR anvendes af de fleste udviklere. Derudover påvirkes den ikke-belånte IRR ikke af kapitalstrukturs-effekter (som fx mængden af gæld eller størrelsen på rentebetalingerne) og er derfor passende til at evaluere på tværs af udviklere, hvor netop kapitalstrukturen er heterogen.

Alle scenarier inklusiv deres beregningsmetoder opbygges ud fra eksisterende markedsdata samt vurderinger fra industrieksperter.

Væsentlige antagelser og resultater er kvalitetssikret med en række danske og udenlandske udviklere, herunder forsyningselskaber<sup>3</sup>, kapitalfonde og olie- & gasselskaber.

Modellen beskrives yderligere på side 80. Her angives bl.a. de overordnede principper for modelleringen, simplificerende antagelser for mindre væsentlige faktorer samt de primære forskelle til udviklernes modeller.

1. Discounted Cash Flow, tilbagediskonterede pengestrømme
  2. Weighted Average Cost of Capital, vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger som typisk består af gælds- og egenkapitalomkostninger
  3. Heri indgår fx RWE, Iberdrola og Vattenfall
- Kilde: BCG analyse

## Skitse af DCF-modellen til kvantificering af effekter

Financing											
<b>Calculator for determining required funding</b>											
Opening balance		0	1,565,973	1,440,339	1,375,432	337,204	(753,558)	(1,914,439)	(1,667,071)		
Add: ICE		(62,386)	(63,634)	66,907	(1,038,228)	(1,038,993)	(1,080,173)	257,269	261,457		
Equity		1,503,973	1,440,339	1,375,432	337,204	-	-	-	-		
Debt funded		-	-	-	-	(721,789)	(1,833,731)	(1,697,071)	(1,396,619)		
Interest		-	-	-	-	-	(50,481)	(77,438)	-		
2nd layer interest		-	-	-	-	-	(1,287)	(3,376)	-		
Final close		1,503,973	1,440,339	1,375,432	337,204	(753,558)	(1,914,439)	(1,667,071)	(1,396,619)		
Equity draw		62,386	63,634	66,907	1,038,228	337,204	-	-	-		
<b>Financing overview</b>											
Equity		1,566,359	-	-	-	-	-	-	-		
Debt		1,914,439	-	-	-	-	-	-	-		
Required funding		2,914,429	-	-	-	-	-	-	-		
Funding delta		-	-	-	-	-	-	-	-		
Total funding		3,440,799	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Debt schedule</b>											
Interest		-	-	-	-	(31,748)	(80,709)	-	-		
Payment on debt		-	-	-	-	-	-	(143,663)	(143,663)		
Total debt payments		(2,085,748)	-	-	-	(31,748)	(80,709)	(143,663)	(143,663)		
Interest		-	-	-	-	-	-	80,847	78,184		
Principal		-	-	-	-	-	-	62,817	65,460		
Remaining Loan (from full debt)		-	-	-	-	-	(1,914,439)	(1,851,623)	(1,766,153)		
<b>Cash flow simulation</b>											
				1/1/25	1/1/26	1/1/27	1/1/28	1/1/29	1/1/30	1/1/31	1/1/32
EBITDA		11,582,564	-	-	-	-	-	-	288,291	303,533	-
Less: taxes paid		1,289,933	-	-	-	-	-	-	40,923	42,076	-
Less: interest on debt		1,271,205	-	-	-	-	31,768	80,709	80,847	78,184	-
Less: repayments on debt		1,914,439	-	-	-	-	-	-	62,817	65,460	-
Cash available for shareholders		6,227,285	-	-	-	-	(31,748)	(80,709)	133,704	137,793	-
Pre-tax cash flow	600%, nom	6,134,243	(62,386)	(63,634)	(64,907)	(1,038,228)	(1,038,993)	(1,080,173)	298,291	303,533	-
Post-tax cash flow	600%, nom	6,344,709	(62,386)	(63,634)	(64,907)	(1,038,228)	(1,038,993)	(1,080,173)	257,269	261,457	-
Equity cash flow	600%, nom	5,160,928	(62,386)	(63,634)	(64,907)	(1,038,228)	(968,072)	(80,709)	133,704	137,793	-
Pre-tax cash flow	600%	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(959,163)	(959,163)	(959,163)	259,889	269,062	-
Post-tax cash flow	600%	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(959,163)	(959,163)	(959,163)	224,054	223,151	-
Equity cash flow	600%	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(61,163)	(959,163)	(959,163)	(959,163)	98,988	100,636	-
<b>IRR table</b>											
		Nominal		Real							
Pre-tax IRR			6.7%						6.6%		
Post-tax IRR			7.3%						6.2%		
Equity IRR			6.1%						6.0%		

# BCG's tilgang til at analysere business casen fra et udviklerperspektiv

## Udviklere er en heterogen gruppe med meget forskellige forudsætninger for udvikling af havvind

(Listen af forudsætninger er ikke udtømmende)

**Kapitalstruktur:** Den enkelte udviklers finansielle vilkår har stor indflydelse på udviklernes business cases, idet finansieringsomkostninger er en stor andel af de samlede omkostninger. Forsyningselskaber har fx adgang til relativt 'billig' gæld, hvor andre aktører, fx rendyrkede havvindudviklere, er blevet hårdere ramt af rentestigninger.

**Markedssyn og alternativer:** Markedsudviklingen de seneste år har skabt en stor variation i den forventede rentabilitet af havvind både på kort og på lang sigt. Nogle aktører, som fx olie- og gasselskaber, har hævet deres afkastkrav, da de har alternative muligheder i udvinding af olie og gas, bl.a. fordi olieprisen er steget.

**Særlig interesse i markedet:** Udviklere kan have en strategisk interesse i specifikke markeder, bl.a. ved at have eksisterende afsætningsmuligheder for grønne elektroner eller ved at kunne opnå synergier med eksisterende eller planlagte projekter.

**Relationer og erfaring:** Nogle udviklere har bedre forudsætninger for at overholde stramme deadlines bl.a. pga. stærke relationer med leverandører og tidligere erfaringer ifm. projektstyring og -eksekvering, hvilket medfører bedre vilkår.

**Omkostninger og projektilgang:** Udviklerne har forskellige omkostningsniveauer ved at opstille havvindparker, bl.a. grundet specialisering og vilje til at tage risici. Derudover vil nogle udviklere vælge at løse størstedelen af opgaven internt, imens i højere grad outsourcer.

1. Weighted Average Cost of Capital, den vægtede gennemsnitlige kapitalomkostning for udvikleren  
Kilde: BCG analyse

## BCG analyserer business casen ud fra et tværgående perspektiv

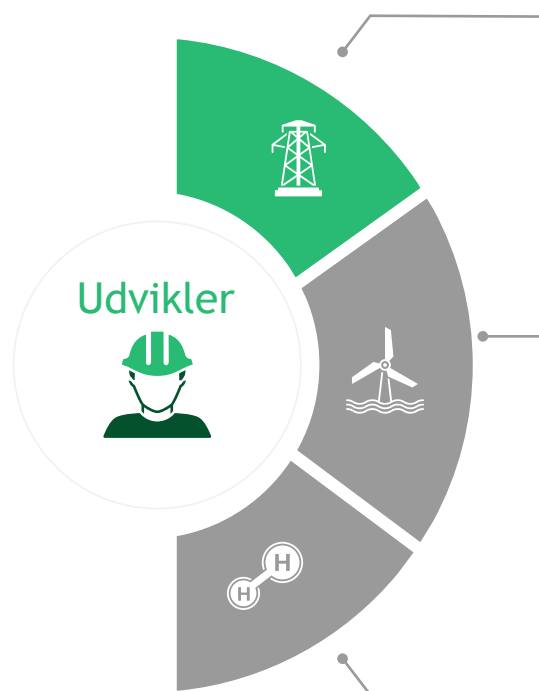
Udover de meget forskellige forudsætninger for udvikling af havvind (beskrevet på venstresiden), er der betydelige forskelle i udviklernes forventninger til **elprisen**, deres muligheder for at udnytte eksisterende og fremtidige **aktiver** (såsom hydrogenproduktion) samt deres **kapitalstrukturer**. Forskellene er mindre når det kommer til udviklernes omkostninger, bl.a. på grund af deres afhængighed af de samme underleverandører.



For at sikre en dækkende og balanceret analyse af effekten af de relevante udbuds- og markedsforskeligheder har BCG taget udgangspunkt i et tværgående perspektiv, hvor **basis-scenariet beskriver en 'generisk udvikler'**, og udviklernes forskelle vurderes med både kvalitative og kvantitative analyser.

I rapporten er det fremhævet, når udviklernes udgangspunkt varierer. BCGs vurderinger af effekten af enkeltforhold giver således et tværgående perspektiv, der tager højde for forskellene på tværs af udviklere.

# Udviklerne havde mange tilgange til omsætnings siden af business casen



## Udviklernes omsætningsdesign

### Elproduktion (med/uden overplanting<sup>1</sup>)

Udvikler producerer udelukkende el og går efter at optimere den realiserede pris på produktionen gennem indgåelse af PPA'er samt ved handel af el.

### El- og brintproduktion uden overplanting

Udvikler producerer både el og brint med en kapacitet på 1GW og veksler produktionen mellem de to produkter, alt efter hvad der er mest profitabelt.

### El- og brintproduktion med overplanting<sup>1,2</sup>

Udvikler producerer både el og brint og har valgt at overplante. Udvikler kan evt. have etableret et direkte eksportkabel til en aftager, uden for det eksisterende net grundet den højere produktion fra havvindsparken.

## Business case implikationer



BCG vurderer at udviklerne anvender et udelukkende elektronbaseret scenarie uden overplanting i deres 'base case' af business case. Dette skyldes bl.a. usikkerheden om brintmarkedet. BCG anvender derfor også dette scenarie ved sammenligningen mellem reference- og basis-scenariet. På næste side beskrives en række arketyper for udviklernes tilgang til elpriseeksponering.



### Manglende brintefterspørgsel og forsinket jysk backbone fik udviklerne til at droppe brint fra base casen.

Skepsis i markedet om, hvor hurtigt brintefterspørgslen (og dermed brintpriserne) vil stige i Europa samt udmeldingen om, at brintinfrastrukturen i Danmark blev forsinket i tre år, medførte, at udviklerne bredt så en meget stor risiko ift. at basere business casen på brint. De fleste udviklere turde ikke tro på, at den tyske efterspørgsel ville være til stede tidligt nok. Enkelte udviklere så tilstrækkelig efterspørgsel til at opnå en attraktivt business case, men kunne ikke realisere det uden infrastrukturen.

Som det vises i scenarie 2 på side 61-66, kan udviklere potentielt gøre business casen mere attraktiv ved at lade brintproduktion indgå. Det er dog under forudsætning af, at både efterspørgslen og transportinfrastrukturen eksisterer, hvilket blev vurderet som en antagelse forbundet med en stor grad af usikkerhed.

1. Betydelig overplantingsgrad, ikke blot for at dække evt. degradering

2. Her kan brinten produceres på land (enten før eller efter transmissionen, eller ved direkte kabling)

Kilde: Interviews; BCG analyse



# Udviklerne anvender forskellige tilgange for at imødekomme elpriseksponeringen

Karakteristika	Fuld priseksponering Typisk olie & gasselskaber	Grad af elpriseksponering (typisk et kompromis)	Fuld prissikring Typisk forsyningselskaber
Omsætningsstrategi	Er direkte eksponeret til elmarkedet og optimerer omsætningen igennem energi-handel og arbitragemuligheder. Benytter ofte korte kontrakter og trading.		Har lav eller ingen eksponering til det kortsigtede elmarked. Sikrer omsætningen gennem PPA'er med fx datacentre eller tung industri.
Porteføljebrug og operationel fleksibilitet <sup>1</sup>	Benytter øvrige elnets-tilkoblede aktiver (fx PtX) til at optimere produktionen ift. udsving i prisen, da de kan tilpasse faktorer på både udbuds- og efterspørgselssiden.		Har et mindre behov for at udnytte øvrige aktiver idet prisen for produktionen allerede er sikret.
Risikoappetit og tolerance	Har høj risikoappetit, benytter aktivt risikoafdækkende finansielle instrumenter som fx forwards eller optioner til at afdække prisrisikoen.		Afhænder prisrisikoen til køberen af PPA'en imod at give en rabat på prisen. Har et begrænset behov for at afdække yderligere prisrisiko.
Finansiering og kapitalstruktur	Kræver en højere tolerance for varierende pengestrømme, som følge af prisrisikoen. Har typisk en højere andel egenkapital-finansiering på grund af restriktive lånevilkår.		Har typisk adgang til billigere gældsfinansiering og mulighed for at have en højere gældsandel pga. den lavere risikoeksponering.
Effekt på business case	Har typisk en højere projekt IRR, da udvikler modtager den realiserede elpris. Afkastkravet er højere, da projektet typisk anses for at være mere risikofyldt.		Har typisk en lavere projekt IRR, da udvikler giver en rabat på den realiserede elpris for at indgå en fastpris-aftale. Afkastkravet er lavere, da projektet typisk er mindre risikabelt.

1. Se Scenarie 2 for et eksempel på portefølje-synergier

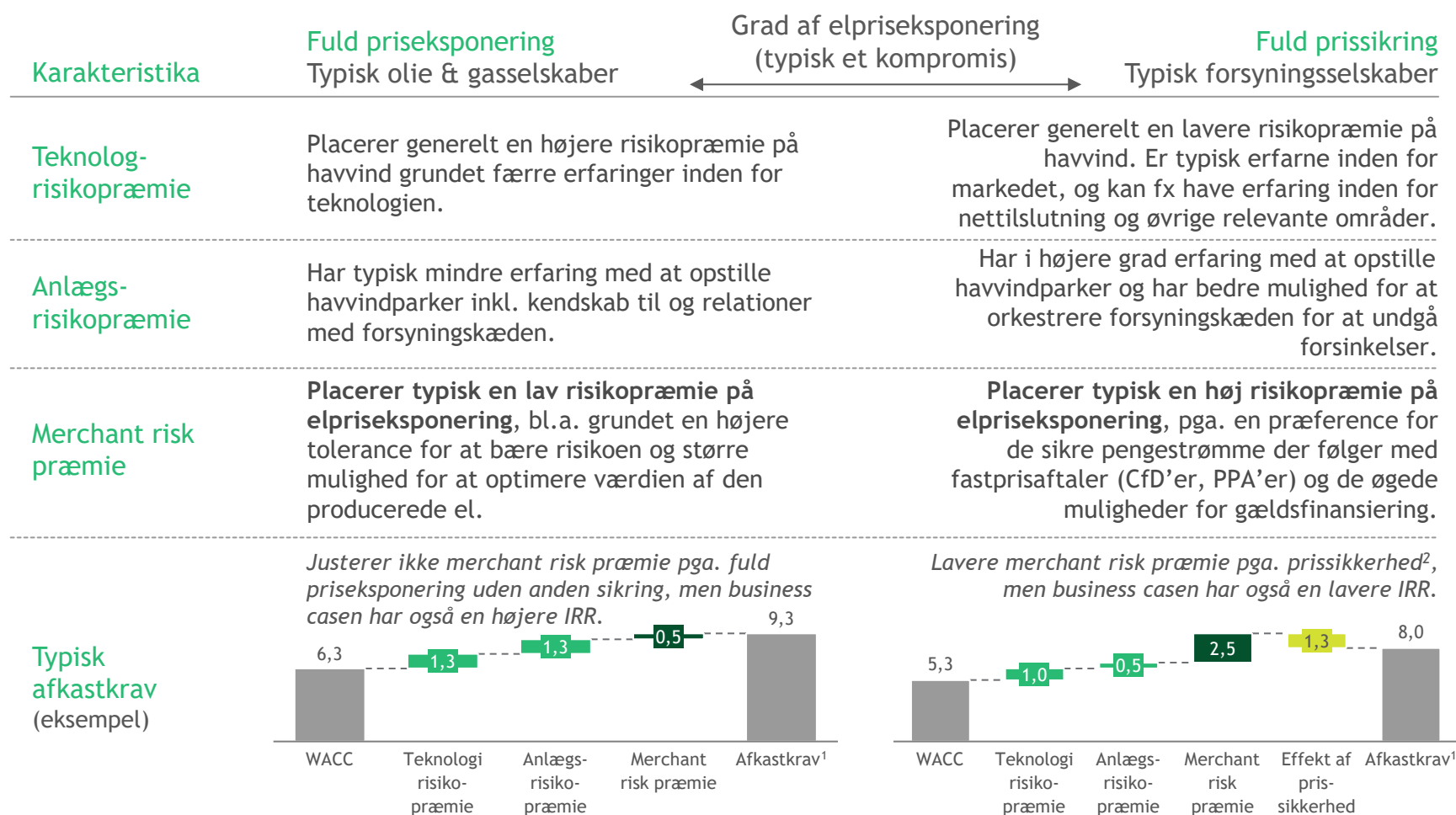
Note: Simplificeret beskrivelse af udviklernes tilgang til priseksponering, beskrevet som yderpunkter.

Kilde: BCG analyse

Udviklernes præference til graden af priseksponering er afgørende for deres overordnede tilgang til business casen.

Som et resultat vil der være store forskelle blandt udviklerne ift. hvad der opfattes som værende attraktive udbudsforhold, samt hvilke muligheder de har til finansiering af parkerne.

# Udviklernes syn på risiko og afkastkrav varierer også på tværs af de forskellige typer af udviklere



1. Hurdle rate på engelsk 2. Ved delvis prissikkerhed, som fx når 70% af produktionen er fastlåst i en fastprisaftale, vil udviklerne typisk sænke deres afkastkrav, da risikopræmien for elpriskeksponering falder. Effekten er ikke fuldkommen da udvikleren typisk indgår PPA'er på 5-15 år, og dermed stadig vil være eksponeret over for elprisen på lang sigt. PPA'er reducerer rentabiliteten igennem lavere indtægter  
Kilde: BCG analyse

Afkastkravets bestanddele er forskellige, og er afgørende for udviklernes overordnede tilgang til business casen.

Som et resultat vil der være store forskelle blandt udviklerne, ift. hvad der opfattes som værende attraktive udbudsforhold.

# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

➤ 1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

# Havvindindustrien har store udfordringer



## Pressede profitmargin på tværs af industrien

Konkurrence-  
skabende auktion-  
og udbudsdesign har  
tvunget udviklerne  
til at byde til lave  
marginer, der er  
blevet overført til  
forsyningskæderne.



## CAPEX inflation og stigende renter

Markant stigning i  
CAPEX kombineret  
med en højere rente  
har yderligere  
presset  
profitmarginerne hos  
udviklerne.



## Flaskehalse i forsyningskæderne

Underleverandører  
har problemer med  
at opbygge  
tilstrækkelig  
produktions-  
kapacitet til at  
imødekomme  
fremtidig  
efterspørgsel.



## Manglende el- infrastruktur og statsstøtte

Regeringer har  
været sent ude ift.  
at sikre den  
nødvendige  
udbygning af elnet  
samt sikre den  
rigtige lovgivning og  
statsstøtte i respons  
til højere  
omkostninger.



## Større regulatorisk og teknisk kompleksitet

Større kompleksitet  
på grund af  
strengere  
miljøstandarder,  
højere regulatorisk  
usikkerhed, og  
logistiske  
udfordringer fra  
større turbiner.



## Geopolitiske spændinger og lokalisering

Større politiske  
spændinger mellem  
Kina og USA (og  
Europa) har øget  
fokus på etablering  
af mere lokale og  
regionale værdi-  
kæder.

# Business casen for havvind i Danmark er betydeligt forværret for udviklerne over de seneste to år



## Perspektiv på business casen

De seneste år er business casen forværret betydeligt, drevet af en række direkte effekter.



### Ændring

Højere anlægs- og drifts-omkostninger



Højere finansierings-omkostninger



Højere afkastkrav



Mere usikkert indtægtsgrundlag

### Årsag

De seneste år er anlægs- og driftsomkostningerne steget voldsomt som følge af flaskehalse i forsyningskæden, inflation i råmaterialerne og stigning i omkostningerne til arbejdskraft.

Rentestigningerne har øget omkostningerne til finansiering af projekterne betydeligt, og der har derfor været mindre risikoappetit hos investorerne. Dette har øget kapitalomkostningerne for udviklerne.

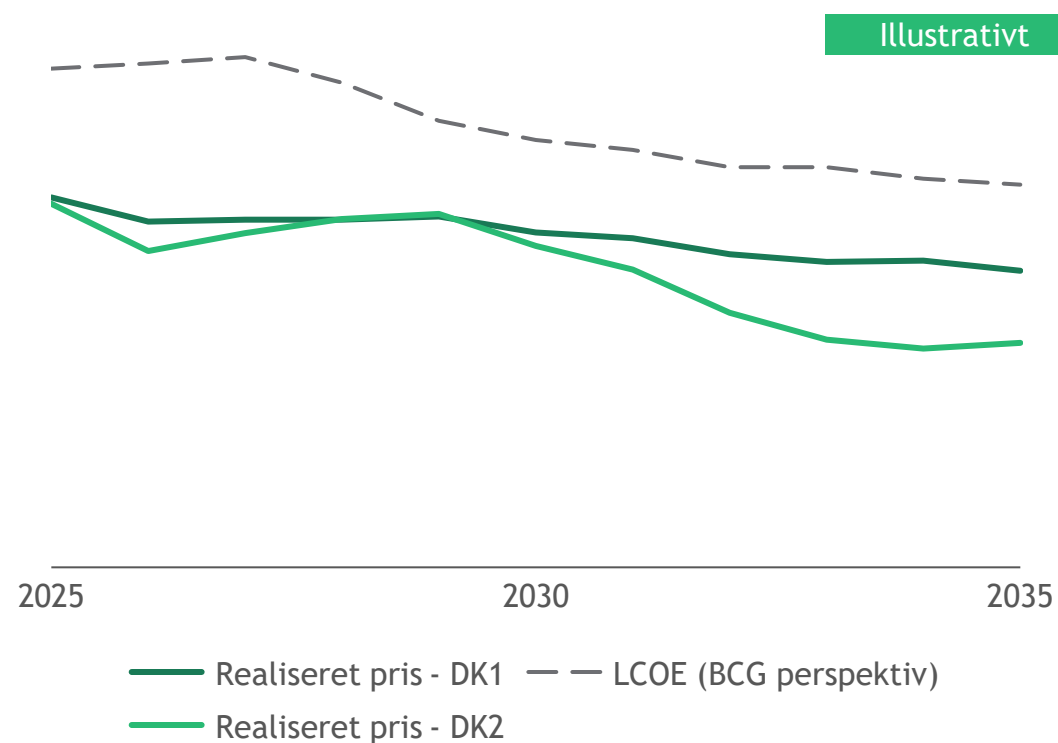
Udviklerne har hævet deres afkastkrav som følge af de højere kapitalomkostninger og mere attraktive investeringsalternativer, som fx solenergi (lavere anlægsudgifter) og olie og gas (større efterspørgsel).

Hastigheden og mængden af VE-udbygning i Danmark er blevet mere usikker de seneste år, hvilket har gjort elpriserne endnu sværere at forudsige. Usikkerheden om overføringskapacitet til nabolande (fx elkabler til Norge og hydrogenrør til Tyskland) har forværret situationen.

## Det usikre indtægtsgrundlag skyldes blandt andet lave (til tider negative) og volatile elpriser på grund af høj VE-andel i Danmark

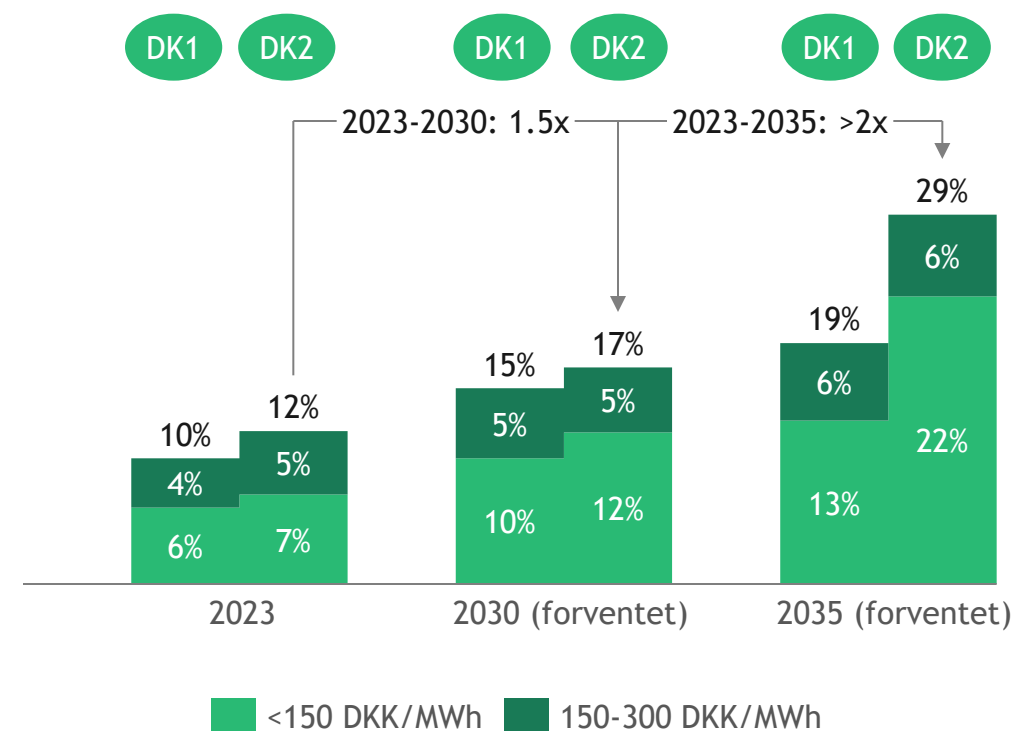
Danske elpriser forventes lave og under LCOE, hvilket er en betydelig udfordring for udviklerne...

(DKK/MWh)



... og antallet af timer med lave eller negative elpriser vil stige i de kommende år

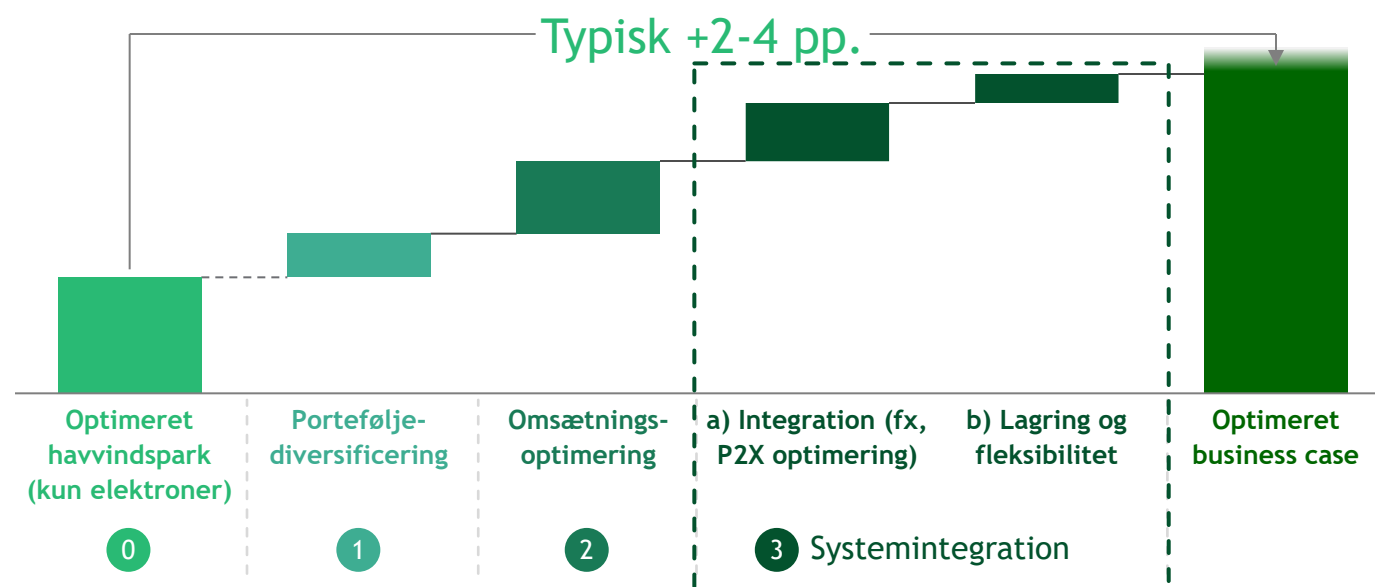
(% af timer p.a.)



Note: LCOE: Leveraged Cost of Energy, en angivelse af prisen for at producere en energienhed  
Kilde: BCG analyse

## Mange udviklere har arbejdet med integrerede business cases, men salgssiden for usikker

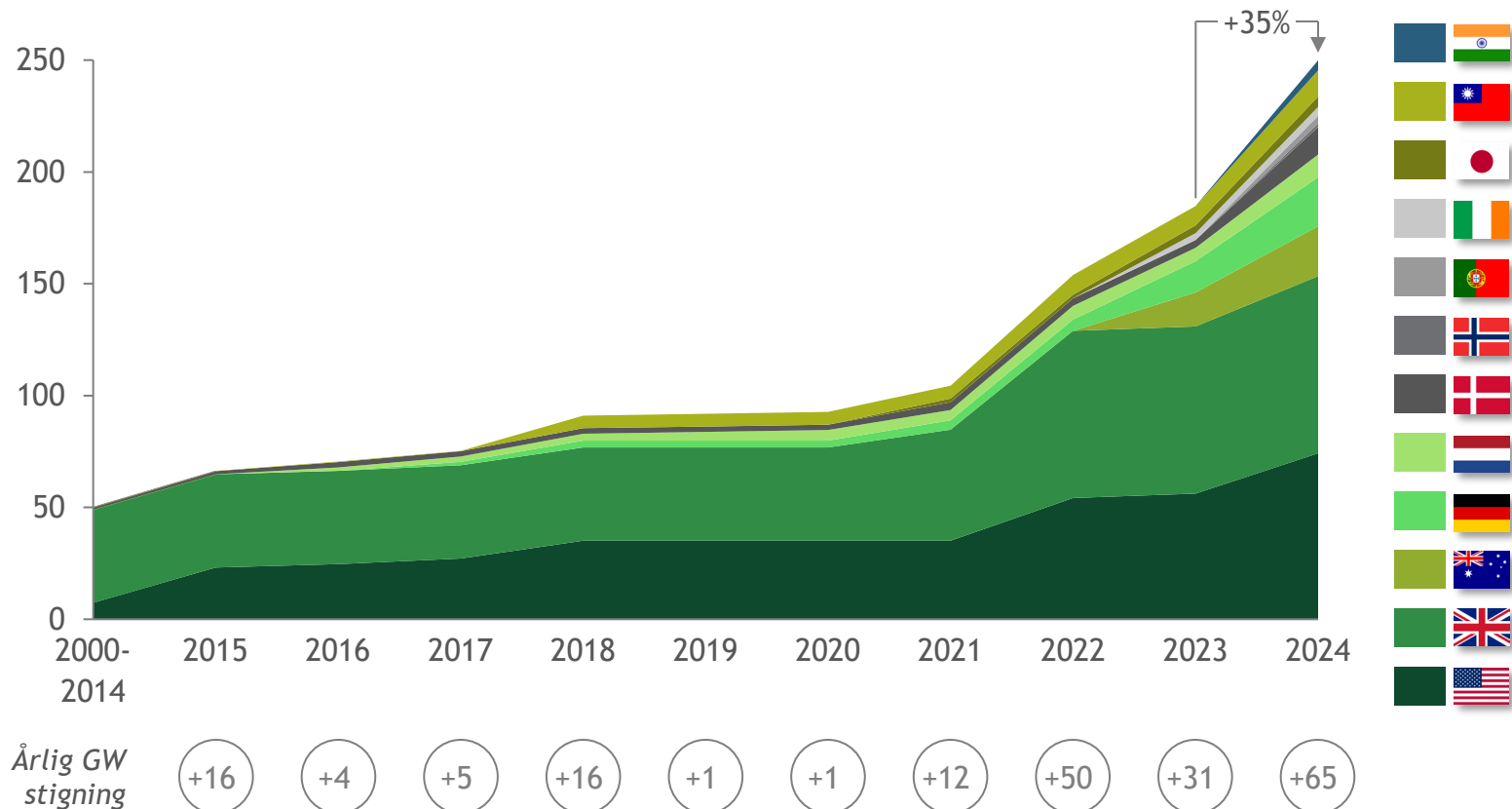
Tekniske, finansielle og kommercielle værktøjer til at styrke business casen  
Integreret havvindsprojekt, IRR (%)



- 0 Produktions- og prisoptimering ift. den enkelte havvindspark, udelukkende fra et elektronperspektiv, dvs. ingen brintproduktion.
- 1 Positive bidrag fra den øvrige produktionsportefølje, fx solenergi, og en bedre risikospredning på tværs af geografier.
- 2 Optimering med den øvrige portefølje, fx solenergi, der kan give mulighed for at sælge mere attraktive PPA'er pga. højere intern fleksibilitet.
- 3 Komplet systemintegration med hyppig optimering, fx brug af elektroner til brintproduktion til direkte afsætning eller lagring indtil prisen stiger.
  - > Efterspørgslen efter afledte produkter (fx brint, varme, grønt stål) var ikke til stede i tilstrækkelig stor grad ved budfristen

# Det danske udbud kom i en periode med historisk mange havvindalternativer

## Akkumuleret udbudt kapacitet i udvalgte markeder (GW)



## Stigende udbudsaktivitet

Udbudt kapacitet er steget hurtigt, med en større andel i nye markeder end tidligere.

Selv globale udviklere prioriterer nu deres indsats, da de ikke kan konkurrere på alle markeder.

Med stor forskel i udbudsforhold på tværs af markeder benytter udviklerne typisk en vurdering af afkast ift. risiko ved deres prioritering af markeder.

Note: For Australien vises kun udbud af områdelicenser (første del af en to-trins proces)  
Kilde: BCG analyse



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

➤ 2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

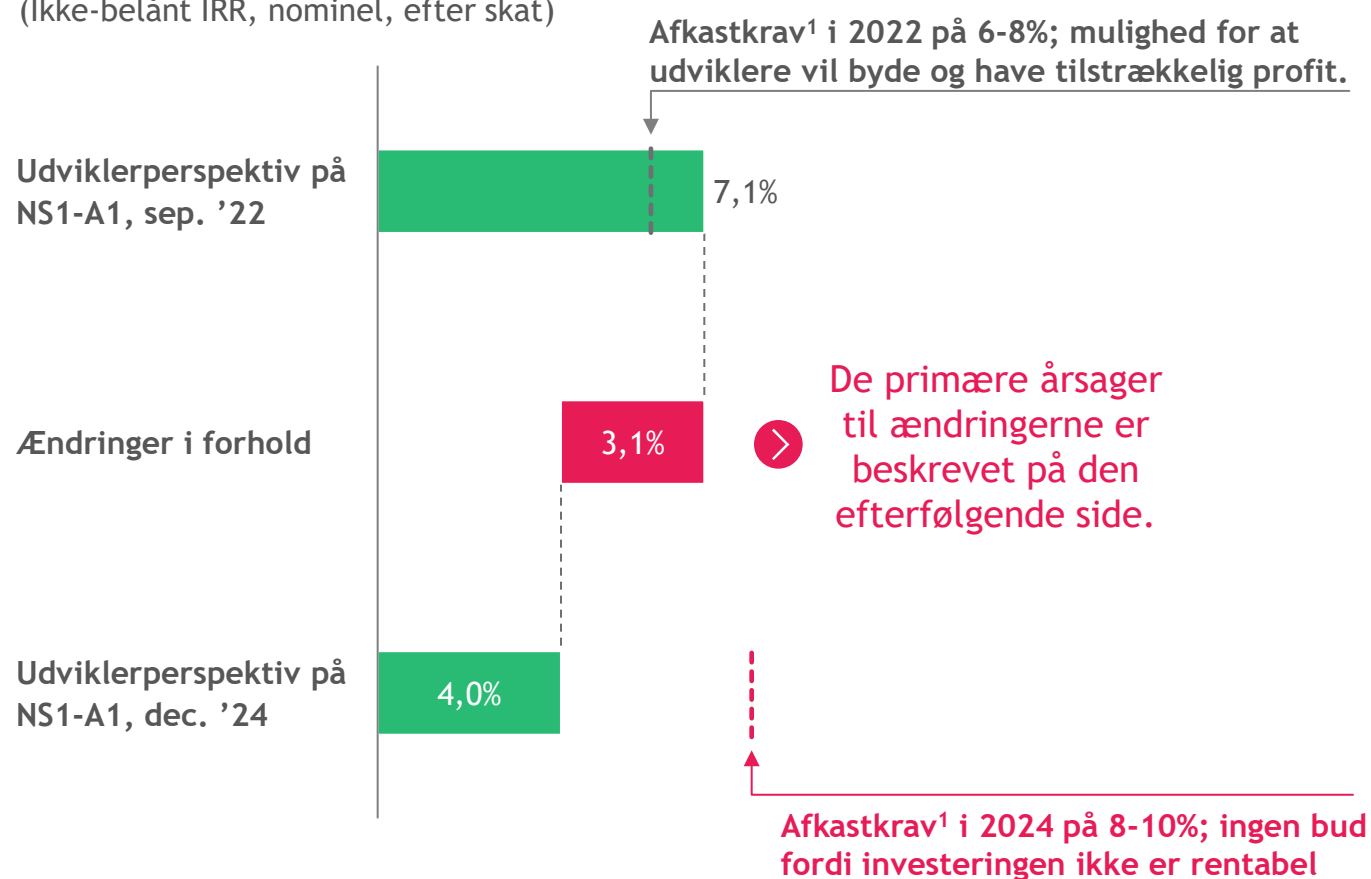
# Analysen indikerer, at business casen er betydeligt forværret fra de oprindelige beregninger i 2022 til budfristen i december 2024

BCGs beregninger indikerer, at business casen var attraktiv for udviklerne ved tidspunktet for Energistyrelsens originale beregninger, og at det dermed kunne forventes, at der ville foreligge bud ved budrundens afslutning.

Fra 2022 og 2024 er der dog både sket en markant **forværring af markedsforholdene** og af **udviklernes oplevelse af udbudsforholdene**, som fx kravet om idriftsættelse i 2030. Samlet set har det forværret business casen betragteligt, således at den ikke længere lever op til afkastkravet.

Samtidig har udviklerne øget deres interne afkastkrav fra ca. 6-8% til ca. 8-10%, drevet af højere renter og en øget risikoopfattelse af investeringerne. Ved **budafgivelsestidspunktet var det forventede afkast reduceret** så kraftigt, at investeringen ikke længere var interessant for udviklerne.

## Effekt på forventet projektafkast til kapitalejeren fra den politiske aftale til tidspunktet for budafgivelse for relevante markedsforhold (Ikke-belånt IRR, nominal, efter skat)



1. Angivet nominelt, ikke-belånt, efter skat  
Kilde: BCG analyse

## Ændrede markedsforhold har reduceret det forventede afkast med 3,1 pp. fra de første estimater i sept. 2022 til budfristen i december 2024 (side 1 af 2)

### Ændringen i udgiftsforhold fra 2022 til 2024 vurderes ud fra en alt-andet-lige tilgang

BCG benytter den opstillede model til at beregne business casen for NS1-A1 i hhv. september 2022 og december 2024, mhp. at vurdere effekten af de ændrede markedsforhold på det samlede afkast.

#### De ændrede markedsforhold omfatter:

De bagvedliggende antagelser behandles på næste side.

- A. **Stigning i udviklingsudgifter** i tidlig fase hvor udviklerne dækker tidlige udgifter for havvindparken.
- B. **Højere anlægsudgifter** drevet af højere indkøbspriser til bl.a. vind-turbiner og nettilslutning, samt krav om delvis forudbetaling.
- C. **Større driftsudgifter** drevet af inflation i lønninger samt prisstigninger på reservedele.
- D. **Usikkerhed om brintmarkedet** udskyder forventningen om et muligt løft af den realiserede elpris for produktionen fra havvindparken.
- E. **Øget afkastkrav**, drevet af højere renter og dermed kapitalomkostninger, samt en strukturelt øget risikoopfattelse.

1. Angivet nominelt, efter skat

Note: Ændringer i idriftsættelsen af havvindparken behandles separat pga. en række samspilseffekter med de øvrige forhold

Kilde: BCG analyse

### Markedsforholdenes indflydelse på forventet projektafkast fra den politiske aftale til tidspunktet for budafgivelse

Ikke-belånt IRR,  
nominel, efter skat

Udviklerperspektiv på  
NS1-A1, sep. '22

Udviklingsudgifter

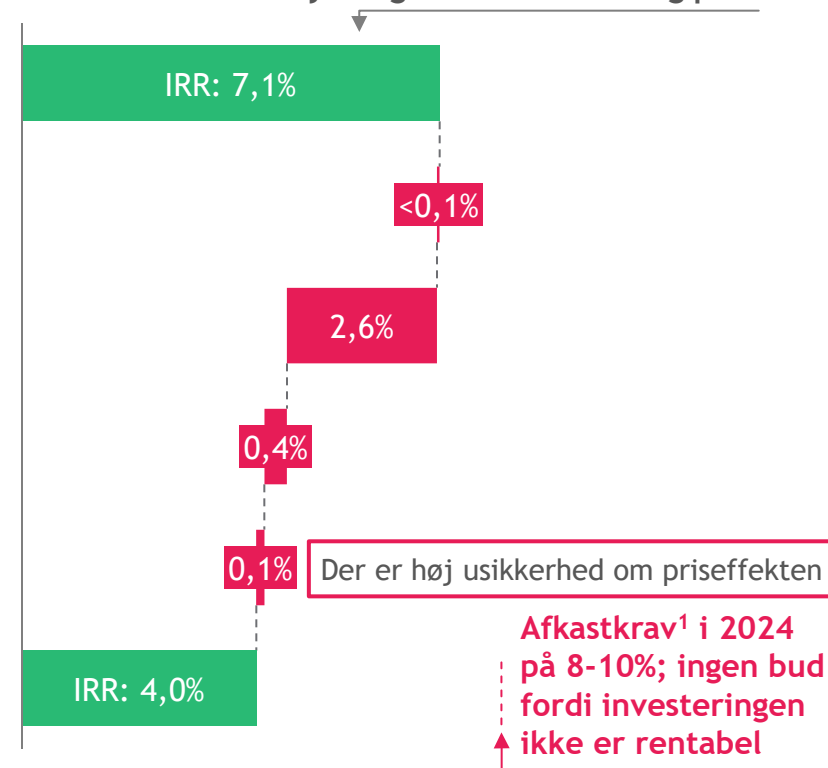
Anlægsudgifter

Driftsudgifter

Forsinket prisløft

Udviklerperspektiv på  
NS1-A1, dec. '24

Afkastkrav<sup>1</sup> i 2022 på 6-8%; mulighed for at udviklere vil byde og have tilstrækkelig profit.



## Ændrede markedsforhold har reduceret det forventede afkast med 3,1 pp. fra de første estimater i sept. 2022 til budfristen i december 2024 (side 2 af 2)

### De ændrede markedsforhold omfatter

### Detaljeret beskrivelse

A. **Stigning i udviklingsudgifter** i tidlig fase hvor udviklerne dækker tidlige udgifter for havvindparken.

Estimerede udviklingsudgifter (DEVEX) er steget med ca. 20% fra 2022-2024. Denne effekt drives bl.a. af øgede omkostninger til miljøundersøgelser, som fx ornitologiske og geologiske undersøgelser, samt til stigende lønninger.

B. **Højere anlægsudgifter** især drevet af højere indkøbspriser til bl.a. vindturbiner samt krav om delvis forudbetaling.

Estimerede anlægsudgifter (CAPEX) er steget med ca. 40-45% fra 2022-2024. Denne effekt er drevet af en stigning i priser på vigtige komponenter såsom turbiner der er steget med ca. 35%, fundamenter og udgifter til nettilslutning<sup>2</sup> der er steget med ca. 40-50%, og array kabler der er steget med 30-40%.

C. **Større driftsudgifter** drevet af inflation i lønninger samt prisstigninger på reservedele.

Estimerede driftsudgifter (OPEX) er steget med ca. 25% fra 2022-2024. Denne effekt drives især af en stigning i lønninger af kvalificeret arbejdskraft, samt forventede højere udgifter til reservedele pga. flaskehalse.

D. **Usikkerhed om brintmarkedet** udskyder forventningen om et muligt løft af den realiserede elpris for produktionen fra havvindparken.

Se næste side for bagvedliggende antagelser.

E. **Øget afkastkrav** drevet af højere renter samt en strukturelt øget risikopfattelse.

Udviklernes afkastkrav er steget <sup>1</sup> med ca. 2 pp. i gennemsnit fra 6-8% til 8-10% fra 2022-2024, grundet højere renter, hvilket har medført højere kapitalomkostninger. Derudover er der en øget opfattet risiko af havvindinvesteringer, men vurderingen af denne er udviklerspecifik.

1. Se markedsforhold 14 om afkastkrav for yderligere detaljer 2. Inkl. ilandføring

Note: Ikke-belånt IRR, nominel, efter skat

Kilde: BCG analyse

## D: Usikkerhed om brintmarkedet

# En forventet elprisstigning udskydes grundet forsinkelser i både udbud og efterspørgsel

## Usikkerhed om brintmarkedet udskyder forventning om et muligt løft af den realiserede elpris for produktionen fra havvindparken

På efterspørgselssiden har der været to primære faktorer, som har skabt grobund for skepsis angående brintmarkedet:

- **Den markedsdrevne efterspørgsel har været lavere end forventet**, bl.a. på grund af en langsommere omstilling til andre energiformer, drevet af høje investeringsomkostninger.
- **Den regulatorisk drevne efterspørgsel er ikke blevet mobiliseret** så hurtigt som forventet, bl.a. på grund af en langsom implementering af CO<sub>2</sub>-afgifter, regulering af brændstofsammensætning m.m.

På kapacitetssiden var der to primære faktorer, som dertil skabte en forventning om en senere modning af brintmarkedet i Danmark:

- **Mange af de brintrelaterede infrastrukturprojekter har optimistiske tidsplaner**, med meget lidt manøvrerum til eventuelle forsinkelser, hvilket markedet er skeptisk overfor. Det har bl.a. udmøntet sig i forsinkelsen af den jyske brintbackbone, en 3-årig forsinkelse af rørledninger i Holland (udmeldt efter budrundens deadline). Flere forsinkelser forventes at blive annonceret de kommende år.
- **Flere udviklere har i løbet af 2023 og 2024 udskudt eller aflyst brintrelaterede projekter** på grund af regulatorisk modvind, skepsis angående efterspørgslen samt mere attraktive investeringsalternativer. Dertil er brint blevet væsentligt dyrere at producere pga. prisstigninger i vigtige komponenter.

Brints påvirkning på business casen behandles yderligere i Scenarie 2.

1. Effekt vurderet vha. BCG's PtX model. Effekten er forbundet med væsentlig usikkerhed grundet uklare forventninger til både udbuds- og efterspørgselssiden i markedet for brint  
Kilde: BCG analyse

## Metodisk håndtering:

Værdien af brintproduktionen modelleres i reference scenariet som et prisløft af den realiserede elpris på 5% fra og med 2032<sup>1</sup>.

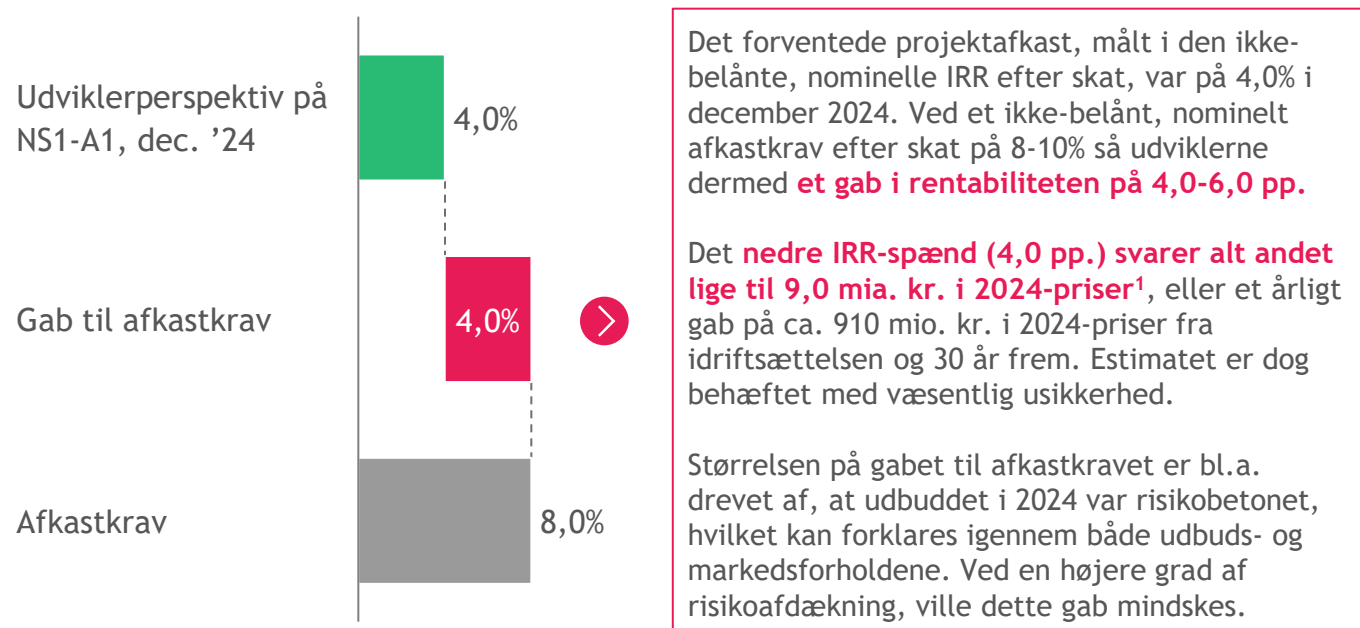
I basis-scenariet er denne effekt udsat til 2040 som følge af udsatte investeringer i infrastrukturen. Grundet den generelle usikkerhed angående prisforventningerne i markedet, er det præcise estimat af faktoren også forbundet med en vis usikkerhed.

I tillæg til udsættelsen af forventningen om en højere realiseret elpris, har ændringerne beskrevet på denne side medført en endnu større grad af usikkerhed hos udviklerne. For de flestes vedkommende har det betydet, at brintproduktion ikke længere betragtes som et realistisk alternativ i udgangspunktet for deres beregninger.

# Udviklers IRR var 4,0 pp. under afkastkravet i december 2024; nutidsværdien af gabet var 9,0 mia. kr. i 2024-priser

## Oversigt over projektets gab til afkastkravet

(December 2024, ikke-belånt, nominel IRR, efter skat)



1. Nutidsværdien af et årlig gab på ca. 910 mio. kr. i 2024-priser i driftsperioden, med en diskonteringsrente på 8%, tilsvarende det ikke-belånte, nominelle afkastkrav, efter skat

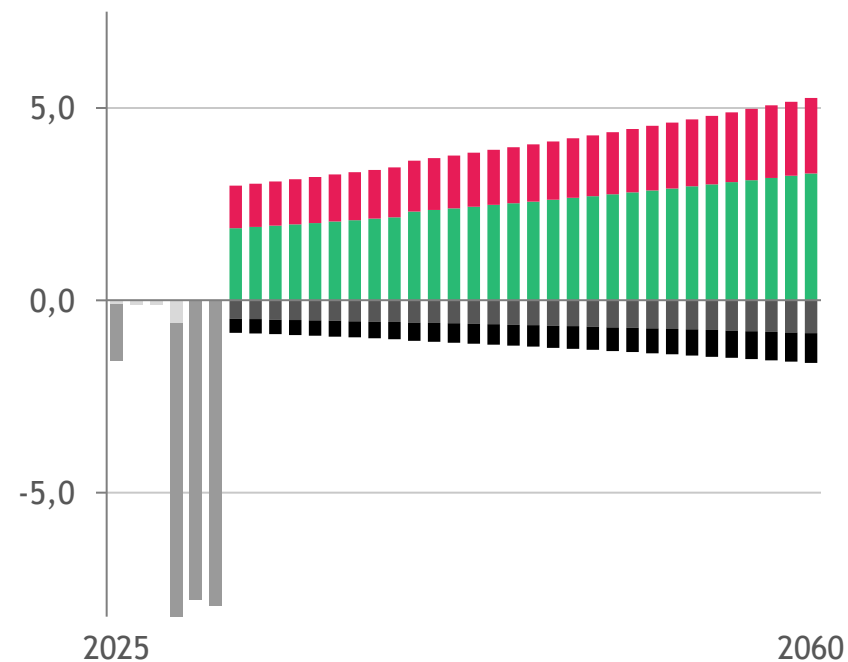
Note: Beregningen er ikke et udtryk for størrelsen på et nødvendigt subsidieniveau, men udelukkende en matematisk beskrivelse af IRR-forskellen fra projektets afkast til afkastkravet. Afkastkravet er taget som den nedre værdi af spændet på 8-10%, og gabet kan derfor potentielt være højere

Kilde: BCG analyse

## Oversigt over projektets pengestrømme

(Basis-scenarie, mia. kr. løbende priser)

Gab til afkastkrav DEVEK OPEX  
Omsætning CAPEX Skat



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

➤ 2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

# Udviklerne tager højde for alle væsentlige forhold med effekt på business casen, såvel som forhold der medfører yderligere risici

Denne sektion præsenterer og analyserer udbuds- og markedsforhold, der har påvirket udviklernes business cases, og som, i større eller mindre grad, har været udslagsgivende for, at der ikke blev afgivet bud på Nordsøen 1-udbuddet. Nedenfor fremgår oversigter over hhv. udbuds- og markedsforhold, disse udfoldes herefter særskilt

Side 25-43

## Udbudsforhold | Udviklere tager højde for en række udbudsspecifikke vilkår/forhold i deres business cases

Udbudsforhold er de konkrete udbudsvilkår, som i større eller mindre grad påvirker udviklernes business cases:

**Budformat:** Vilkår i udbuddet, fx vedståelsesfrist.

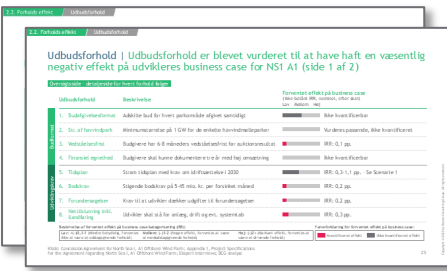
**Udviklingskrav:** Krav til udviklingen/anlægget af parken.

**Ejerforhold:** Vilkår der påvirker ejeren, fx statsejerkrav.

Sektionen indeholder:

Oversigt over udbudsforhold og disses påvirkning på udviklernes business cases

Detaljeret analyse af udbudsforholdenes påvirkning på udviklernes business cases



Side 44-54

## Markedsforhold | Udviklernes business cases påvirkes også af forskellige markedsforhold

Markedsforhold er de konkrete markedsvilkår, der i større eller mindre grad påvirker udviklernes business case:

**Produktionsforhold:** Vilkår der påvirker elproduktion og elpris.

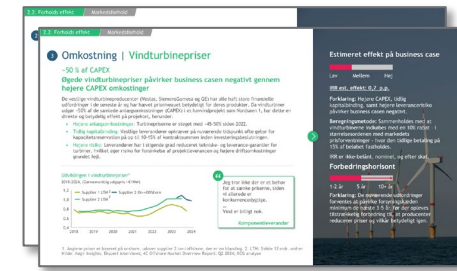
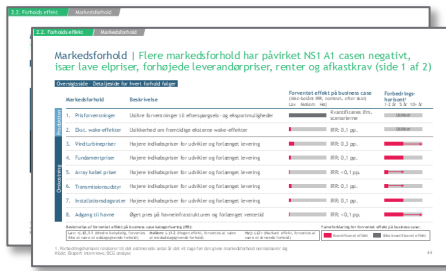
**Omkostningsforhold:** Vilkår der påvirker omkostninger fx komponentpriser.

**Andre forhold:** Yderligere væsentlige forhold, fx konkurrence i udbud.

Sektionen indeholder:

Oversigt over markedsforhold og disses påvirkning på business casen











Detaljeret analyse af markedsforholdenes påvirkning på udviklernes business cases





# Udbudsforhold | Udbudsforhold er blevet vurderet til at have haft en væsentlig negativ effekt på udvikleres business case for NS1 A1 (side 1 af 2)

Oversigtsside - detaljeside for hvert forhold følger

		Forventet effekt på business case (ikke-belånt IRR, nominel, efter skat)			
		Lav	Mellem	Høj	
	Udbudsforhold	Beskrivelse			
Budformat	1. Budafgivelsesformat	Adskilte bud for hvert parkområde afgivet samtidigt			 Ikke kvantificerbar
	2. Str. af havvindpark	Minimumstørrelse på 1 GW for de enkelte havvindmølleparker			 Vurderes passende, ikke kvantificeret
	3. Vedståelsesfrist	Budgivere har 6-8 måneders vedståelsesfrist før auktionsresultat			 IRR: 0,1 pp.
	4. Finansiell egnethed	Budgivere skal kunne dokumentere tre år med høj omsætning			 Ikke kvantificerbar
Udviklingskrav	5. Tidsplan	Stram tidsplan med krav om idriftsættelse i 2030			 IRR: 0,3-1,1 pp. - Se Scenarie 1
	6. Bodskrav	Stigende bodskrav på 5-45 mio. kr. per forsinket måned			 IRR: 0,2 pp.
	7. Forundersøgelser	Krav til at udvikler dækker udgifter til forundersøgelser			 IRR: 0,2 pp.
	8. Netttilslutning inkl. ilandføring	Udvikler skal stå for anlæg, drift og evt. systemtab			 IRR: 0,3 pp.
<p>Beskrivelse af forventet effekt på business case kategorisering (IRR):</p> <p><b>Lav:</b> &lt;(-)0,1-1 (Mindre betydelig, forventes ikke at være et udslagsgivende forhold)    <b>Mellem:</b> (-)1-2 (Nogen effekt, forventes at være at medudslagsgivende forhold)    <b>Høj:</b> (-)2+ (Markant effekt, forventes at være et drivende forhold)</p> <p>Farveforklaring for forventet effekt på business case:</p> <p> Kvantificeret effekt     Ikke kvantificeret effekt</p>					

# Udbudsforhold | Udbudsforhold er blevet vurderet til at have haft en væsentlig negativ effekt på udvikleres business case for NS1 A1 (side 2 af 2)

Oversigtsside - detaljeside for hvert forhold følger

	Udbudsforhold	Beskrivelse	Forventet effekt på business case (ikke-belånt IRR, nominel, efter skat)		
			Lav	Mellem	Høj
Udviklingskrav	9. Nedetidsbeskyttelse	Manglende kompensation ved nedetid af transmission			IRR: 0,1 pp.
	10. Naturbeskyttelse	Krav til naturpositive tiltag, fiskerierstatning og fuglebeskyttelse			IRR: <0,1 pp.
	11. Bæredygtighed	Krav til bæredygtighedsdokumentation, inkl. recirkulering			IRR: 0,1 pp.
	12. Militære radarsystemer	Krav om dækning af militære radarsystemers meromkostninger			IRR: <0,1 pp.
	13. Garantistillelse	Krav om 40% (af 1,4 mia. kr.) garanti fra finansiel institution			IRR: <0,1 pp.
Ejerforhold	14. 20% stats-ejerkrav	Krav om at statsligt medejerskab på 20%		Usikker	Ikke kvantificerbar
	15. Elpriseksponering	Udvikler påtager sig den fulde prisrisiko			IRR: 0,0-1,7 pp.
	16. Overplanting	Mulighed for overplanting uden foruddefineret øvre grænse			Kvantificeres ifm. scenarierne

Beskrivelse af forventet effekt på business case kategorisering (IRR):

**Lav:** <(-)0,1-1 (Mindre betydelig, forventes ikke at være et udslagsgivende forhold)

**Mellem:** (-)1-2 (Nogen effekt, forventes at være at medudslagsgivende forhold)

**Høj:** (-)2+ (Markant effekt, forventes at være et drivende forhold)

Farveforklaring for forventet effekt på business case:

Kvantificeret effekt Ikke kvantificeret effekt

# 1 Budformat | Budafgivelsesformat

## Adskilte bud, afgivet på samme tid, øger usikkerheden for udviklerne

Budafgivelsesformatet for Nordsøen 1 omfatter særskilte bud for hvert parkområde men med bindende bud, der afgives samtidig i lukket kuvert. Dette kan være problematisk for udviklerne, da især fire aspekter påvirker business casen negativt:

- **Usikkerhed om højt korreleret produktion:** Hvis de tre havvindparker ikke alle etableres, vil parker, der bygges, producere strøm til en højere pris, fordi der ikke vil være produktion fra de øvrige parker. På grund af budprocessen og muligheden for fremtidige auktioner er udviklerne dog nødt til at antage, at alle tre parker bliver bygget, og de vil således inkludere hele den potentielle produktion i deres beregninger. Derudover er de nødt til at inkludere muligheden for yderligere kannibalisierung igennem kombinationen af overplanting og en senere tilkobling af yderligere 400 MW til DK1.
- **Usikkerhed ved eksterne wake effekter:** Hvis de tre havvindparker ikke alle etableres, vil parker, der bygges, producere mere strøm, da der vil være færre eller ingen eksterne wake effekter. På grund af budprocessen og muligheden for fremtidige udbud er udviklerne dog nødt til at antage, at alle tre parker bliver bygget, og de vil således inkludere de potentielle eksterne wake-effekter i deres beregninger. Det samme gælder for det nærliggende NS2-område. Denne effekt forstærkes af muligheden for overplanting, hvorfor business casen skal risikojusteres yderligere.
- **Usikkerhed omkring synergier:** Budafgivelsesformatet skaber stor usikkerhed om mulige synergier, fx stordriftsfordele i udvikling og drift. Når udviklerne afgiver deres bud, ved de ikke, om de vinder ingen, én, to eller tre parkområder (hvis de byder på alle), altså ved de ikke hvor store synergier de kan realisere.
- **Dilemma ift. kapacitet:** Manglende pris- og budstransparens betyder, at udviklerne risikerer at få tildelt mere kapacitet end ønsket (hvis de har budt på mere end et parkområde for at øge vinderchancerne). De kan også risikere ikke at få tildelt kapacitet selvom deres bud egentlig er højt nok til at vinde ét af områderne (hvis de kun byder på ét område for ikke at risikere at vinde for meget kapacitet, og andre byder på samme område). Dette kan afholde likviditetsbegrænsede eller risikoaverse udviklere fra at byde. Nogle udviklere foretrækker derfor at have et kapacitetsloft i bud. Derudover kan udviklerne allerede have sikret projekter i øvrige udbud i 2024, hvilket kan gøre den danske kapacitet mindre attraktiv for dem.

## Estimeret effekt på business case



### IRR est. effekt: Ikke kvantificerbar

**Forklaring:** IRR effekten af budafgivelsesformatet vurderes mellem (kvalitativ vurdering). Forklaringen er den høje usikkerhed, især ift. tildelt kapacitet og synergier, samt eksterne wake effekter og overplanting (og samspillet deraf). Disse faktorer medfører højere risiko for udviklerne og betyder at business casen er mindre attraktiv.

## Budformat | Øvrige budformatsforhold

### Udbudsforhold

2

#### Størrelse af havvindpark

Minimumsstørrelsen på parker kan afholde mindre, likviditetsbegrænsede, eller risikoaverse udviklere fra bud. Dog anses 1 GW i dag som en attraktiv størrelse for de fleste større udviklere, bl.a. grundet skalafordele.

- **Højere finansieringsbehov og omkostninger:** Store projekter kræver betydeligt større kapitalbinding og højere likviditetskrav, hvilket medfører højere finansieringsbehov og omkostninger. 1 GW anses for at have en passende størrelse, som langt størstedelen af udviklerne ville være villige til at udvikle.

3

#### Vedståelsesfrist

Lange vedståelsesfrister efter budgivning har to implikationer for udviklernes business case:

- **Binding af ressourcer og kapital:** Det tvinger udviklere til at binde ressourcer og kapital. Bindningen begrænser udviklernes handlerum, hvilket kan lede til suboptimal allokering af ressourcer og kapital.
- **Omkostninger og risici ved forhastet forberedelse:** Grundet forsyningsflaskehalse og lange ventetider, ville det være optimalt at bestille vigtige komponenter hurtigst muligt, hvorfor lange vedståelsesfrister med begrænset handlekraft risikerer at forsinke projektet og øge omkostningerne.

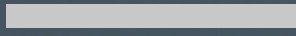
4

#### Finansiell egnethed

Udviklere skal i forbindelse med budprocessen bl.a. dokumentere en tilpas stor økonomisk kapacitet til at kunne levere på havvindparken. Her indgår et krav om, at udviklerne skal kunne demonstrere en årlig omsætning på minimum 32 mia. kr. i gennemsnit for de forgangne 3 år. Dette kan påvirke visse udviklere markant:

- **Begrænsning af visse typer af udviklere:** En række udviklere er i dag organiseret som fonde, og kan derfor ikke dokumentere en tilstrækkelig omsætning. Som resultat vil disse fonde ikke kunne blive godkendt med mindre de indgår samarbejder. Kravet eksisterer for at skabe sikkerhed ift. etableringen af projektet, men det begrænser visse veletablerede udviklere i at byde uden at etablere samarbejder.

### Forventet effekt på business case

 **IRR est. effekt:** Ikke kvantificeret da 1GW vurderes som en passende størrelse

**Forklaring:** 1 GW vurderes passende ift. til at tiltrække udviklere. Størrelsen balancerer stordriftsfordele med anlægskapacitet og kompleksitet i eksekveringen.

 **IRR est. effekt:** 0,1 pp.

**Beregningsmetode:** Ved en kortere vedståelsesfrist på fx 2 måneder sænkes bufferen; her estimeret ved op til 2% lavere CAPEX på fundamenter, kabler, ilandføring inkl. nettilslutning og turbiner. IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.

 **IRR est. effekt:** Ikke kvantificerbar

**Forklaring:** Kravet om finansiell godkendelse vil ikke påvirke udviklere med omsætningskabende aktiviteter, såsom olieselskaber og forsyningselskaber. Dog kan dette forhold afholde fonde fra muligheden for at give bud.

## 5 Udviklingskrav | Tidsplan

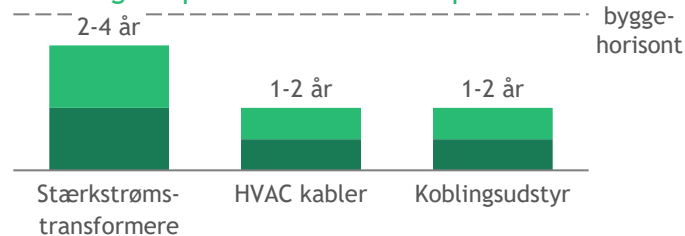
Bodskrav behandles på de efterfølgende sider

### En stram tidsplan (og bodskrav hvis fristerne ikke overholdes) er krævende for udviklerne i dagens markedssituation

Nordsøen 1-udbuddet omfatter krav om, at parken er fuldt idriftsat ultimo 2030 - en tidshorizont på 5,5 år. En sådan horisont har historisk været mulig (omend optimistisk), men på grund af de pressede forsyningskæder vurderer udviklerne i dag fristen som meget udfordrende. Om end der er begrænsede konsekvenser for op til to års forsinkelse, stiger konsekvenserne betydeligt derefter. En stram tidsplan frem mod 2030-fristen øger risikoen for betydelige ekstraomkostninger i udviklernes business cases ifm. projektudvikling. Udviklere kan have arbejdet med strategier, hvor fx en 2-årig forsinkelse var planlagt for at imødekomme udfordringer med flaskehalse i forsyningskæden mod at betale de krævede boder. Udviklerne vurderer dette som risikabelt, idet en yderligere forsinkelse på 1 år kan føre til, at koncessionen ophæves. Mange markeder omkring Nordsøen har udbudt kapacitet med samme tidshorizont; det gør det svært for udviklerne at sikre plads hos leverandører. Især to forhold gør sig gældende:

- **Risiko for lange ventetider på komponenter:** Markedet er præget af lange ventetider og usikkerhed ift. levering af komponenter - særligt i perioden 2028-2030 hvor der forventes store flaskehalse i leverandørværdikæden. Dette øger risikoen for forsinkelser og bodskrav, også set ift. 2034 fristen<sup>1</sup>.
- **Reduceret fleksibilitet til sikring af lavere CAPEX:** Udviklere har dårligere forudsætninger for at sikre en lavere CAPEX base ved indkøb af vigtige komponenter grundet sammenfaldet af høje komponentpriser og stram tidsplan.

#### Leveringstid på transmissionskomponenter



“

Et stort dansk udbud med idriftsættelse i 2030, tvinger udviklere til at forfølge projekter, hvor leverandører ikke kan levere, på grund af den store mængde kapacitet, der bygges samtidigt - også i andre lande.

Havvindudvikler

1. Fristen, hvor udvikler kan miste koncessionen, såfremt den maksimale forsinkelsesbod opnås inden færdigetablering. Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG Transmission team; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case

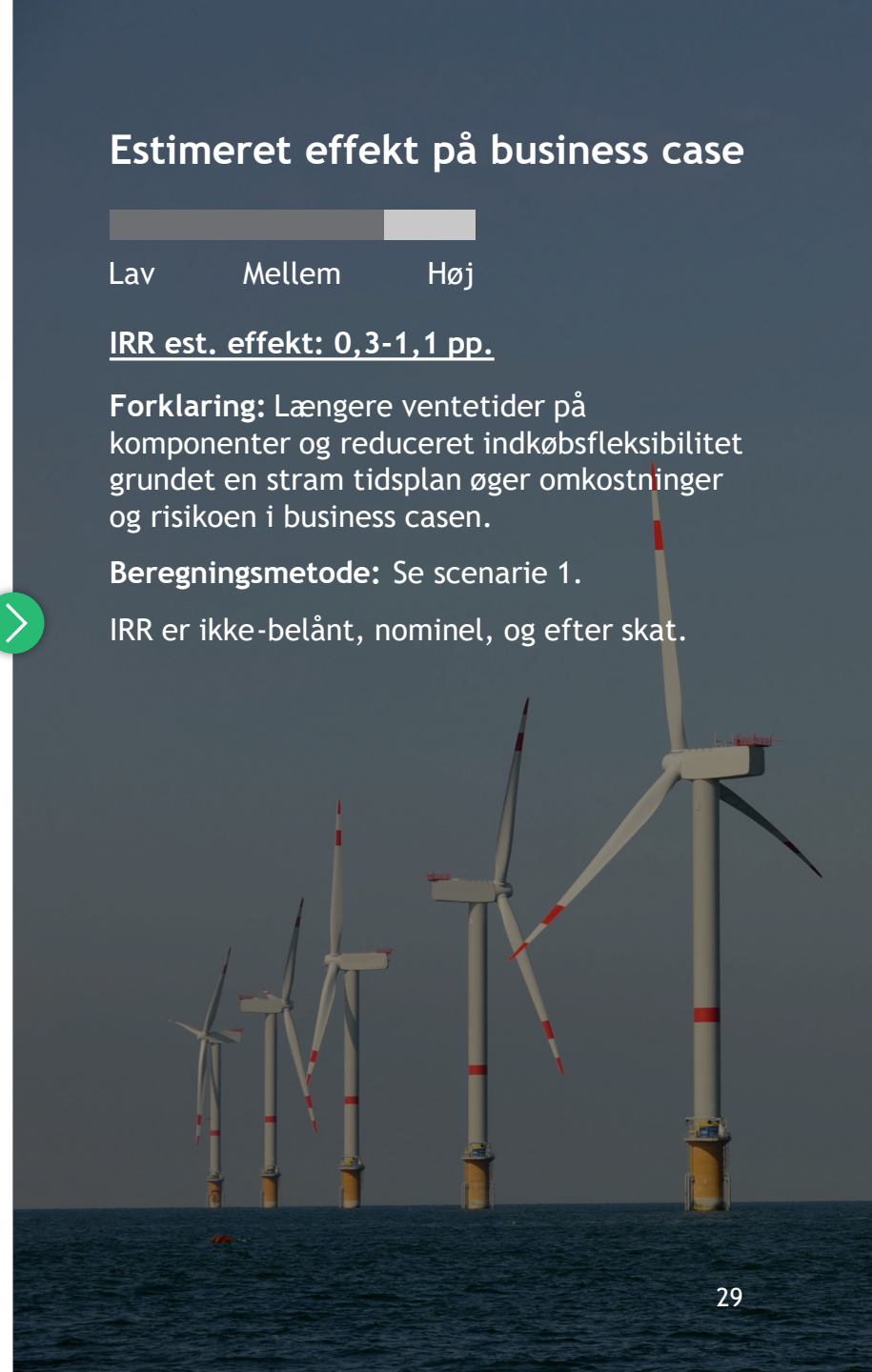
Lav Mellem Høj

IRR est. effekt: 0,3-1,1 pp.

**Forklaring:** Længere ventetider på komponenter og reduceret indkøbsfleksibilitet grundet en stram tidsplan øger omkostninger og risikoen i business casen.

**Beregningsmetode:** Se scenarie 1.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



## 6 Udviklingskrav | Bodskrav (side 1 af 2)

### Bodskravene påvirker mindre forsinkelser let, men ved større forsinkelser kan de markant ændre business casen

Bodsstrukturen har en fordelagtig struktur idet den skaber de rette incitamentter for udviklerne fra statens perspektiv, men tilgodeser at udviklerne er i en situation hvor enkelte forsinkelser kan opstå pludseligt.

**(Basis)bodsstrukturen for Nordsøen 1 udbuddet har to niveauer:**

1. Bodskrav ved forsinkelse konstruktionsopstart senest ultimo 2029
2. Bodskrav ved forsinkelse af færdigetableringen af minimumskapaciteten på 1 GW ultimo 2030.

**Bodsstrukturen tillader dobbelt bodspålægning** af udviklere, altså overlap af boder pga. forsinkelse af konstruktionsopstart, som ofte også leder til boder pga. forsinkelse af idriftsættelsen.

**Opsigelse af kontrakten** er mulig efter 3 års forsinkelse af konstruktionsopstart, og 4 års forsinkelse ift. etablering af minimum operationel kapacitet.

**Størrelse på bodskrav giver plads til lettere forsinkelser, men bliver herefter markant:**

- Lav forsinkelse (1 år): Bodskrav er relativt lave og tillader fleksibilitet i projektet.
- Mellem forsinkelse (2-3 år): Markant øgede bodskrav påvirker business casen væsentligt.
- Høj forsinkelse (>3 år): Risiko for opsigelse af kontrakt og større økonomiske konsekvenser.

**Bodsstrukturen for overplanting kapacitet** følger en lignende struktur, men eskalerer på kapacitetsbasis.

#### Akkumulerede bøder per års forsinkelse

Mio. kr.



Bøder for manglende overholdelse af vilkår for tilslutning til elnettet osv. er ikke ualmindelige og er også blevet anvendt i tidligere danske havvindudbud. Dog kan konsekvenserne af forsinkelser være alvorlige, medmindre der opnås en forhandlet forlængelse af tidsfrister fra ENS

Juridisk ekspert

Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG Transmission team; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



**IRR est. effekt: 0,2 pp.**







**Forklaring:** Den isolerede effekt ved bodskravet påvirker business casen negativt. Dertil afskrækker muligheden for at kontrakten opsiges udviklerne ift. at spekulere i eventuelle gevinster fx ved senere indkøb af komponenter.

**Beregningsmetode:** Basis-scenariet antager at parken idriftsættes i 2030. Specifikt for denne beregning baseres sammenligningsgrundlaget ikke på en alt-andet-lige antagelse til at vurdere forholdets effekt. I stedet baseres det på en 3-årig forsinkelse, hvor effekten beregnes ved at fjerne bodsstraffen af forsinkelsen.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

## 6 Udviklingskrav | Bodskrav (side 2 af 2)

Lande bruger forskellige incitamentsmetoder til at håndhæve milepæle og tidsfrister

Land	Type	Beløb (Kr.)	Instrument, detaljer (Kr.)
 Danmark	Garanti <sup>6</sup>	-1.428 mio. (tidligere 20% CAPEX)	40% bankgaranti + 60% moderselskabsgaranti; nedskrives, efter specifikke milepæle er nået
	Bodskrav	Bodskrav varierer afhængigt af forsinkelsestypen:	Kontrakter opsiges, hvis grænsen nås indenfor:
		<i>CMD<sup>1</sup>: 5 til 12 mio./måned, maks. 264 mio.</i>	<i>CMD ved 264 mio. (36 måneders forsinkelse)</i>
		<i>MCD<sup>2</sup>: 5 til 45 mio./måned, maks. 1.164 mio.</i>	<i>MCD ved 1.164 mio. (48 måneders forsinkelse)</i>
		<i>CSD<sup>3</sup>: 5.000 til 10.000/MW/måned, maks. 240.000/MW</i>	<i>CSD ved 240.000/MW (240 mio. for 1 GW) (36 måneders forsinkelse)</i>
<i>COD<sup>4</sup>: 5.000 til 35.000/MW/måned, maks. 840.000/MW</i>	<i>COD ved 840.000/MW (840 mio. for 1 GW) (36 måneders forsinkelse)</i>		
 Tyskland	Budgaranti <sup>7</sup>	-398,8 mio. <sup>8</sup>	Bankgaranti eller depositum
	Garanti	-1.595 mio.	
 Norge	Budgaranti	-268,3 mio.	Bankgaranti
	Garanti	-1.363 mio.	Bank eller moderselskabsgaranti
 Holland	Garanti	Baseret på bud	Bankgaranti (efter tildeling)
	Bodskrav	-551 mio.	Bankgaranti (overtrædelse af kontrakt)
 USA New Jersey	Garanti	181,3 mio. inden for 12 måneder, -181,3 mio. indenfor 36 måneder	Moderselskabsgaranti (hvis investment grade <sup>5</sup> ), bankgaranti, andet valgt instrument
	Garanti	290.000/MW	Moderselskabsgaranti (hvis investment grade), bankgaranti, andet valgt instrument
 USA New York	Bodskrav/ Garantier	145 mio./MW ved COD, 72,5 mio./uafsluttet MW hver 12. måned derefter	Kontanter, certificerede midler, kreditbrev; ved udgang skal total betaling være op til garantien

1. Construction minimum (capacity) date 2. Minimum capacity (completion) date 3. Construction (overplanting) start date 4. Commercial operation (overplanting) date 5. Investment grade er virksomhedsobligationer med høj kreditværdighed, risikomæssigt befinder de sig mellem aktier og statsobligationer 6. Garanti lægges efter tildeling 7. Budgaranti lægges sammen med budet 8. Kommer an på parkområdet  
Kilde: BCG analyse

## Implikationer

**Kombination af garantier og bodskrav med kompleks struktur i Danmark:** Danmark anvender en kombination af garantier og bodskrav, der varierer afhængigt af forsinkelsestype, med bodsniveauer og specifikke grænser for forsinkelser.

**Simplere tilgang i andre lande:** Tyskland og Norge bruger primært bankgarantier, mens Holland også anvender direkte bodskrav med en transparent struktur. I USA benyttes garantier, kombineret med andre, fleksible instrumenter.

**Højere økonomiske byrder i Danmark:** Garantibeløb og bodsbeløb i Danmark er relativt høje sammenlignet med flere andre lande, hvilket kan øge omkostningspresset for udviklere i Danmark.

## 7 Udviklingskrav | Forundersøgelser

### Ekstra omkostninger til forundersøgelser påvirker udviklernes business case negativt

Udviklerne pålægges at betale både statens og egne omkostninger til forundersøgelser, hvilket øger anlægsudgifterne og forringer business casen på følgende måder:

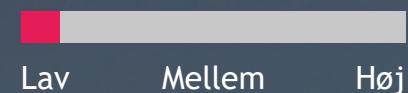
- **Høj tidlig betaling:** Udbuddet kræver, at udvikleren tidligt i processen, når etableringstilladelsen er på plads, finansierer betydelige omkostninger til forundersøgelser udført af Energinet. Denne tidlige stigning i DEVEX påvirker business casen mere (fremfor senere DEVEX).
- **Usikkerhed i omkostningers omfang:** Omkostningerne er ikke lagt fast men er anslået til 547 mio. kr. og uden et fast maks. beløb. Det anslåede beløb vurderes at være højt for en 1 GW park i sammenlignet med erfaringer fra andre markeder, samt tidligere danske udbud, hvor prisen for forundersøgelser i Thor fx var 151 mio. kr. Nogle udviklere kunne have en præference for at i højere grad selv at kunne specificere forundersøgelsens omfang.

“

De omkostninger, som udviklere skal bruge til at kompensere Energinet for forundersøgelser, er meget høje - de har cirka en dobbelt så stor effekt på vores business case, som de havde for Thor

Havvindudvikler

### Estimeret effekt på business case

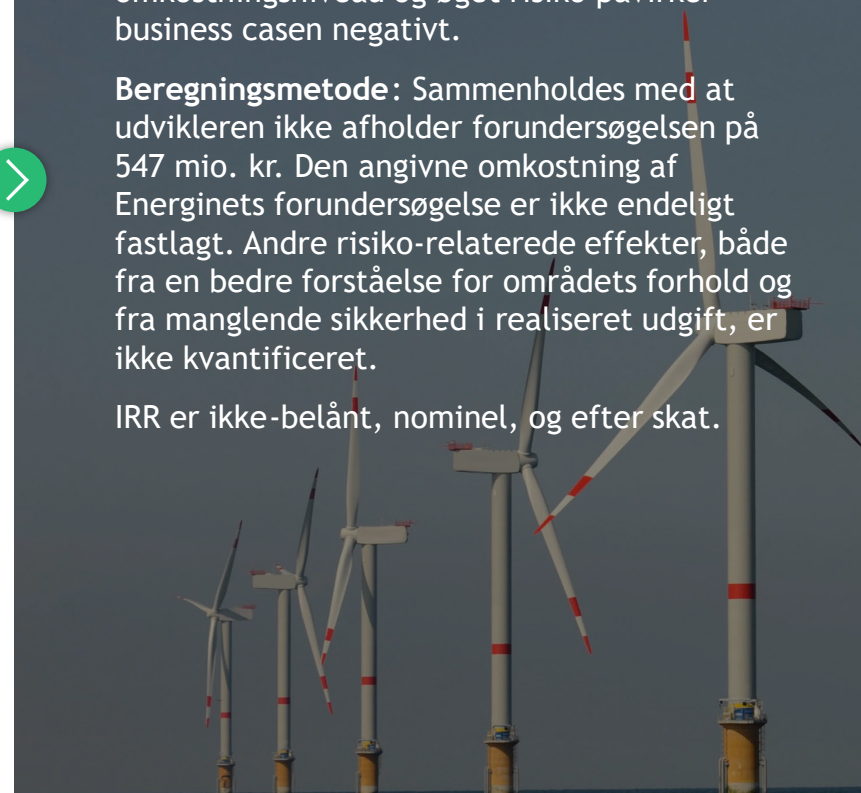


IRR est. effekt: 0,2 pp.

**Forklaring:** Høj tidlig betaling, usikkerhed ift. omkostningsniveau og øget risiko påvirker business casen negativt.

**Beregningsmetode:** Sammenholdes med at udvikleren ikke afholder forundersøgelsen på 547 mio. kr. Den angivne omkostning af Energinets forundersøgelse er ikke endeligt fastlagt. Andre risiko-relaterede effekter, både fra en bedre forståelse for områdets forhold og fra manglende sikkerhed i realiseret udgift, er ikke kvantificeret.

IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.





## 8 Udviklingskrav | Nettilslutning inkl. ilandføring

### Betydelige omkostninger til ilandføring og nettilslutning, samt øget risiko, påvirker udviklernes business case negativt

I tidligere danske udbud var udviklere ansvarlige for forbindelsen til en offshore transformerstation, mens al etablering af transformerstationen samt nettilslutning og drift blev håndteret af en TSO<sup>1</sup>. Omkostningerne blev løftet over forbrugertarifferne, hvilket betød, at forbrugerne betalte for ilandføring og nettilslutning af havvind.

Siden er der blevet indført producenttariffer, som indebærer, at VE-udviklere selv skal betale for nettilslutning. Udgangspunktet er, at tarifferne skal være omkostningsægte, så opstiller bærer omkostningerne, uanset om Energinet eller de selv etablerer ilandføring og nettilslutning. Formålet er at give udviklerne incitament til at reducere udgifterne til transmissionsnettet, fx ved at placere sig hensigtsmæssigt ift. kapacitet i nettet eller ved at optimere størrelsen af opkoblingen. Samtidig kan konkurrenceudsættelse understøtte innovation og forhåbentlig føre til omkostningsreduktioner.

I Nordsøudbuddene skulle udviklerne selv etablere ilandføring og nettilslutning, inkl. infrastruktur til havs og fra vandkant til nettilslutningspunktet. Det giver dem øget fleksibilitet ift. design af havvindparken og tilhørende infrastruktur, inkl. dimensionering af ilandføringen og mulighed for eventuelle direkte linjer. De fleste udviklere foretrækker dog alligevel ikke at bære ansvaret. To effekter gør business casen mindre attraktiv:

- A Høje og tidlige anlægsudgifter:** 3-5 mia. kr. for indkøb og installation af transformerstationer og eksportkabel udfordrer business casen. Udstyret er dyrt og kan være svært at anskaffe rettidigt.
- B Usikkerhed om ejerskab og krav:** Design og anlæg underlægges betydelige krav og skal løbende godkendes. Mange aspekter, inkl. designgodkendelse og håndtering af interessenter (fx landejere), opleves som risikable. Dertil kan ekspropriations-klausulen afskrække særligt udenlandske udviklere.

Eftersom TSO-tarifferne er omkostningsægte, vil udvikleren som udgangspunkt bære omkostningerne til ilandføring og nettilslutning, enten som en anlægsudgift eller en producenttarif. Men hvis Energinet står for ilandføringen og nettilslutningen, og omkostningen derfor bæres af udvikleren som en producenttarif, vurderes det at totaludgifterne for udvikleren er lavere (fordi TSO'er typisk har bedre indkøbsbetingelser og lavere afkastkrav) og falder senere. Tilsammen vil det reducere effekten på udviklerens business case. Samtidig vil det forbedre risikobilledet hos udvikleren, på bekostning af at øgede risici i stedet pålægges Energinet.

1. Transmissionssystemoperatør Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



IRR est. effekt: 0,3 pp.

**Forklaring:** En høj og tidlig betaling med usikkerhed om omkostningsniveauet påvirker business casen negativt. Alternativet er en (også usikker) producenttarif.

- A** Benyttes til at beregne den forventede effekt af anlægsomkostningerne på business casen og sammenlignes med en producenttarif til Energinet.
- B** Vurderes ikke at have en direkte effekt på business casen og indgår derfor ikke i beregningen.

**Beregningsmetode:** Udvikleren afholder ikke anlægsudgiften til ilandføring og nettilslutning på ca. 4,2 mia. kr. (ved anlægstidspunktet) men i stedet en producenttarif (ved idriftsættelse). Producenttariffen beregnes som Energinets omkostninger med antagelser om 5% lavere CAPEX (BCG vurdering) end udvikleren og et 4 pp. lavere afkastkrav (BCG vurdering). Det bemærkes at udvikleren i dette tilfælde vil gå glip af fordelene ved at stå for nettilslutning (beskrevet på venstresiden).

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

## 9 Udviklingskrav | Nedetidsbeskyttelse

### En øget risiko for tabt omsætning som resultat af driftsforstyrrelser påvirker udviklernes business case negativt

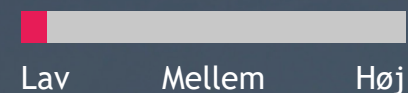
I modsætning til tidligere danske udbud vil udviklere ikke blive kompenseret for nedetid på ilandføring, fx som følge af fejl på eksportkablet, hvilket kan skabe tab i størrelsesordenen af flere procent af omsætningen. Især frygtes nedetid som skyldes skader på transformerrudstyr og undervandskabler, hvor reservedele og nødvendige fartøjer kan have lang ventetid.

Udviklerne vil tage højde for dette tab ved beregningen af business casen, herunder forskellige scenarier for at vurdere den øgede usikkerhed. Den manglende beskyttelse kan påvirke business casen negativt. I andre lande håndteres nedetidsbeskyttelse på forskellig vis:

- **Eksempel: I Tyskland er der en høj grad af kompensation til udvikler**, såfremt der er nedetid. TSOen kan dog have en vis tilladt mængde nedetid, uden at skulle yde kompensation.
- **Eksempel: I England har udvikler også ansvaret for nettilslutning og ilandføring**, og har ikke nedetidsbeskyttelse. Det har betydet, at udviklere i nogle tilfælde har været nødt til at købe dyre forsikringer mod nedetid, da dette har været et krav for at modtage finansiering fra eksterne parter.

Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



IRR est. effekt: 0,1 pp.

**Forklaring:** Øget risiko pga. manglende beskyttelse mod omsætningstab på grund af nedetid på ilandføring påvirker business casen negativt.

**Beregningsmetode:** Oppetiden af havvindparken øges med 1 pp. pga. kompensationen ved evt. nedetid. Dette gøres for at simulere en eventuel kompensation i form af en engangsbetaling ved en nedetidshændelse.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



## 10 Udviklingskrav | Naturbeskyttelse

### Krav til naturbeskyttelse øger omkostninger og risiko i udviklernes business cases

Udbuddet for Nordsøen 1 inkluderer krav til naturbeskyttelse. Udviklerne pålægges tre naturbeskyttelseskrav:

- **Naturpositive initiativer:** Udvikleren skal implementere initiativer med en samlet værdi på mindst 50 mio. DKK, der skal forbedre miljøet i projektområdet. Udvikleren skal løbende foretage effektovervågning<sup>1</sup>, som beskrevet i gældende krav og lovgivning.
- **Fiskerierstatning:** Udvikleren skal kompensere fiskere i henhold til den danske fiskerilov for tab forårsaget af havvindparkens aktiviteter, både under etablering og i hele parkens levetid.<sup>2</sup>
- **Afhjælpning af væsentlig miljøpåvirkning:** Udvikler skal tage højde for væsentlige negative miljøpåvirkninger. For område A1 handler det primært om det nærliggende fuglebeskyttelsesområde, som kan nødvendiggøre alternativ placering af vindturbiner og føre til lavere produktion og meromkostninger.

Erfaringer fra Holland, hvor seneste udbud omfattede lignende naturpositive krav, viser, at udviklere ser kravene som en omkostning i deres business cases, og en risiko grundet manglende vished om faktiske forventninger (nødvendige tiltag er ofte uspecifikke, hvilket til dels også er tilfældet i Nordsøen 1 udbuddet).

Disse krav har tre overordnede implikationer for udviklernes business cases:

- **Øgede omkostninger:** Kravene til naturpositive initiativer og kompensation til fiskere øger CAPEX og OPEX, mens potentiel lavere produktion koster tabt indtjening.
- **Kompleksitet:** Kravene medfører omfattende dokumentation, herunder miljømålinger, rapportering og teknisk design, som forlænger og komplicerer parkens udviklingsproces.
- **Usikkerhed og risiko:** Overholdelse af miljøkrav afhænger af resultatet af den stadig udestående VVM (miljøvurderingsundersøgelser), myndighedsgodkendelser og input fra øvrige interessenter, hvilket kan føre til forsinkelser og yderligere omkostninger under projektets udvikling.

1. Effekten vurderes ikke at være væsentlig for business casen 2. Det vurderes at den samlede erstatning ved Thor er omkring 10-45 mio. kr. Et tilsvarende beløb indgår i basis-scenariet, som en del af den samlede buffer

Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Den Danske Fiskerilov; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case

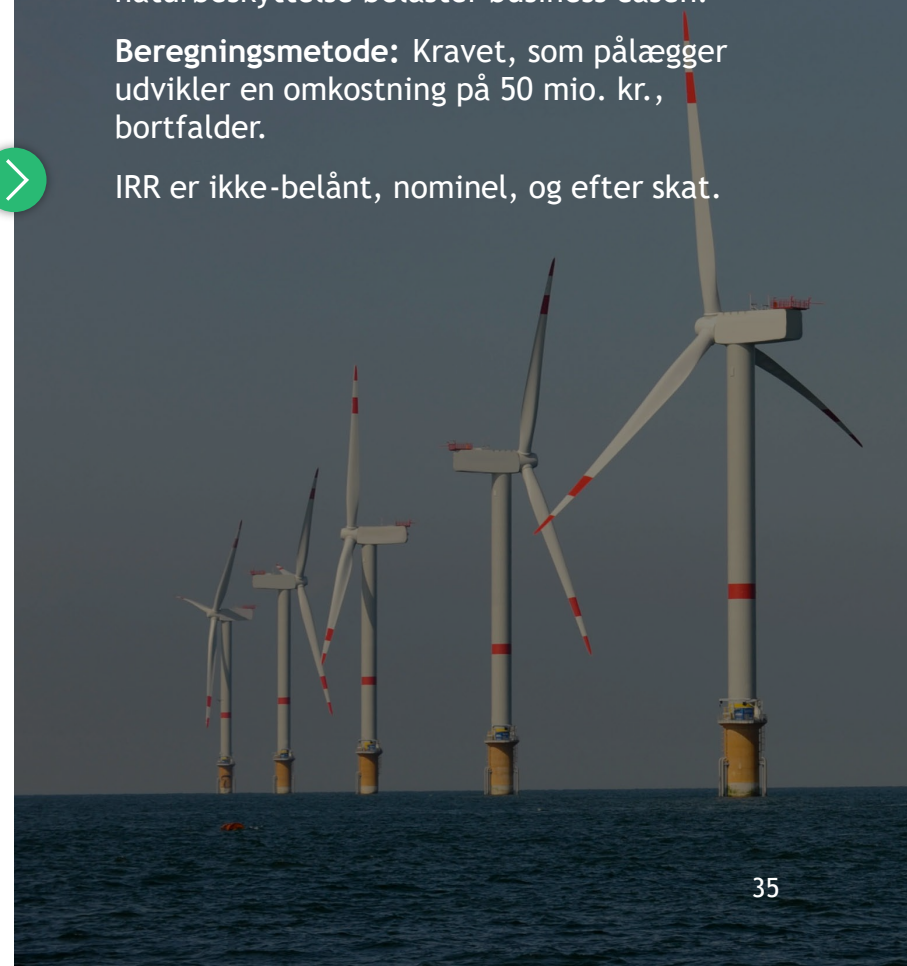
Lav      Mellem      Høj

IRR est. effekt: <0,1 pp.

**Forklaring:** Kravet om at investere i naturbeskyttelse belaster business casen.

**Beregningsmetode:** Kravet, som pålægger udvikler en omkostning på 50 mio. kr., bortfalder.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



## 11 Udviklingskrav | Bæredygtighed

### Bæredygtighedskrav påvirker business casen gennem øgede indkøbspriser på turbiner samt administrationsomkostninger

Udbuddet stiller krav om bæredygtighedsinitiativer, herunder genanvendelige turbinevinger (70 % af materialerne skal være genanvendelige ved nedtagning), livscyklusanalyse (LCA) af elproduktionen og dokumentation af miljømæssige produktdeklarationer (EPD). Kravene er positive for klima og miljø, men de øger omkostningerne og projektets administrative kompleksitet, hvilket kan påvirke udviklernes business cases negativt.

- **Øgede omkostninger:** Kravene om genanvendelige møllevinger og omfattende miljødokumentation vil føre til højere CAPEX og OPEX. Genanvendelige møllevinger estimeres til alene at øge CAPEX med ~370 mio. kr. pga. højere indkøbspriser. De højere priser er drevet af mere omfattende kvalitetssikring, og evt. anvendelse af yderligere strukturel forstærkning (fx med kulfiber).
- **Begrænset udvalg af leverandører:** De høje krav til genanvendelighed i vinger begrænser udvalget af leverandører til hovedsageligt Vestas og Siemens, hvilket gør den korte leveringsfrist endnu mere udfordrende.
- **Kompleksitet i dokumentation:** Udarbejdelse af livscyklusvurderinger og miljømæssige produktdeklarationer kræver betydelig tid og koordinering, hvilket øger projektets administrative byrde. Dokumentation skal afleveres hurtigst muligt (og indenfor en rimelig tidsfrist), hvilket kan være udfordrende afhængigt af omfanget af dokumentationskrav.
- **Langsigtet usikkerhed:** Kravet om genanvendelige turbinevinger afhænger således af tilgængeligheden af teknologi og markedsforhold ved projektets slutning. På nuværende tidspunkt findes ingen velafprøvede teknologier (genanvendelighedsteknologier eller genanvendelige vingematerialer), hvilket introducerer usikkerhed i de langsigtede forpligtelser. Derudover er der usikkerhed ift. levetiden af vingerne grundet uvished om, hvordan vingerne håndterer belastningsdynamikker og erosion (hvor vingerne allerede har høj risiko grundet deres længde).

Det skønnes at bæredygtighed fylder mindre i et dansk udbud, da det ikke er et vurderingsparameter.

1. Turbinevinger udgør ca. 12% af turbineudgifterne, mens genanvendelige vinger vurderes at have en merpris på ca. 30%  
 Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Brinckmann; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



IRR est. effekt: 0,1 pp.

**Forklaring:** Genanvendelige turbinevinger har en betydelig meromkostning for udvikler.

**Beregningsmetode:** Kravet om genanvendelige turbinevinger frafaldes, hvilket sænker omkostningen til hver enkelte turbine med ca. 4%.<sup>1</sup>

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



## Udviklingskrav | Øvrige udviklingsforhold

### Udbudsforhold

12

#### Militære radarsystemer

Udviklerne skal bære omkostninger for midlertidige og permanente tiltag til beskyttelse af militære og civile systemer mod påvirkning fra havvindmølleparken<sup>1</sup>. Dette har to implikationer for udviklernes business cases:

- **Ekstra anlægsomkostninger:** Det er estimeret, at udviklerne skal dække 110-150 mio. kr. i midlertidige og permanente sikkerhedstiltag (primært afhjælpning af havvindmøllers forstyrrelse af militærradarer).
- **Usikkerhed om faktisk beløb:** Der er ikke defineret et loft over udgifterne, og det faktiske beløb kan overstige estimatet, afhængigt af krav fra Forsvaret og andre myndigheder. Usikkerheden medfører, at udvikleren vil tillægge det en risikopræmie. Denne usikkerhed vurderes dog af nogle udviklere som begrænset, da leverandøren af løsningen involveres i estimering af omkostningerne, og der er en god dansk historik for samarbejde med forsvaret (i kontrast til fx Sverige). Selv hvis anlægsomkostningerne overstiger estimatet med en faktor 2-3x, vurderes dette ikke at være udslagsgivende for business casen. Højere beløb end dette blev på tidspunktet for budfristen vurderet som værende usandsynlige.

13

#### Garantistillelse

Udviklerne skal bl.a. stille en betalingsgaranti på 1.428 mio. kr. for en evt. udtrædelsesbod<sup>3</sup> hvoraf mindst 40% af garantistillelsen skal være en bankgaranti fra et anerkendt finansielt institut, og restandelen på op til 60% skal garanteres fra moderselskabet. Derudover skal der stilles bankgarantier for Energinets forundersøgelse (ca. 547 mio. kr.) og nettilslutningsgebyr (ca. 28 mio. kr.). Dette påvirker udviklernes risiko og business cases.

- **Bankgarantien:** Udviklerne har omkostninger ved at etablere en bankgaranti på cirka 1,0% af det garanterede beløb, afhængigt af selskabets kreditvurdering<sup>2</sup>. Beløbet afhænger også af den garanterede periode, men samlet set vurderes effekten på business casen til at være af begrænset karakter.
- **Moderselskabsgarantien:** Udviklerne påtager sig øget risiko ved at udstede en betalingsgaranti fra moderselskabet. Dertil vil det være sværere for en udvikler, versus et finansielt institut, at prissætte denne risiko, idet det finansielle institut har en komparativ fordel i værdiansættelsen, bl.a. på grund af et større datagrundlag. Dette medfører større risiko forbundet med prissætningen af garantien. Udviklerne vil dog stadig typisk foretrække at etablere en moderselskabsgaranti, frem for en bankgaranti.

1. Effekten er kendt som 'Shadowing' 2. Vurderingen er typisk fra Moody's, S&P eller Fitch 3. Der er øvrige garantier til fx Energinets forundersøgelse og nettilslutning, men disse har også yderst begrænset påvirkning på business casen  
Kilde: BCG analyse

### Forventet effekt på business case

IRR est. effekt: <0,1 pp.

Lav Mellem Høj

**Beregningsmetode:** Udvikler afholder ikke omkostningerne til militære radarsystemer mm. på 130 mio. kr.  
IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

IRR est. effekt: <0,1 pp.

Lav Mellem Høj

**Beregningsmetode:** Kravet om at udvikler skal etablere en bankgaranti på i alt ca. 1.150 mio. kr. frafaldes, hvorledes gebyret til det finansielle institut også frafalder.  
IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

## 14 Ejerforhold | 20% stats-ejerkrav

### Statens krav om en 20% ejerandel har tvetydige implikationer på det overordnede risikobillede i business casen

Udviklerne ser både fordele og ulemper ift. statens medejerskab:

**+** **Risikoafdækning og langsigtet stabilitet:**  
Statens rolle kan være en stabiliserende faktor, der reducerer politisk usikkerhed og øger projektets troværdighed, hvilket kan gøre det lettere at tiltrække private investorer og sikre langsigtet finansiering.

**-** **Øget risiko ved statens aktive rolle:**  
Staten har mere omfattende beføjelser end typiske minoritetsejere, hvilket øger den oplevede risiko for ineffektiv beslutningstagning og konflikter, især hvis statens interesser afviger fra projektets kommercielle mål.

Usikkerheden ved statsejerskabet påvirker udviklernes business case på følgende måde:

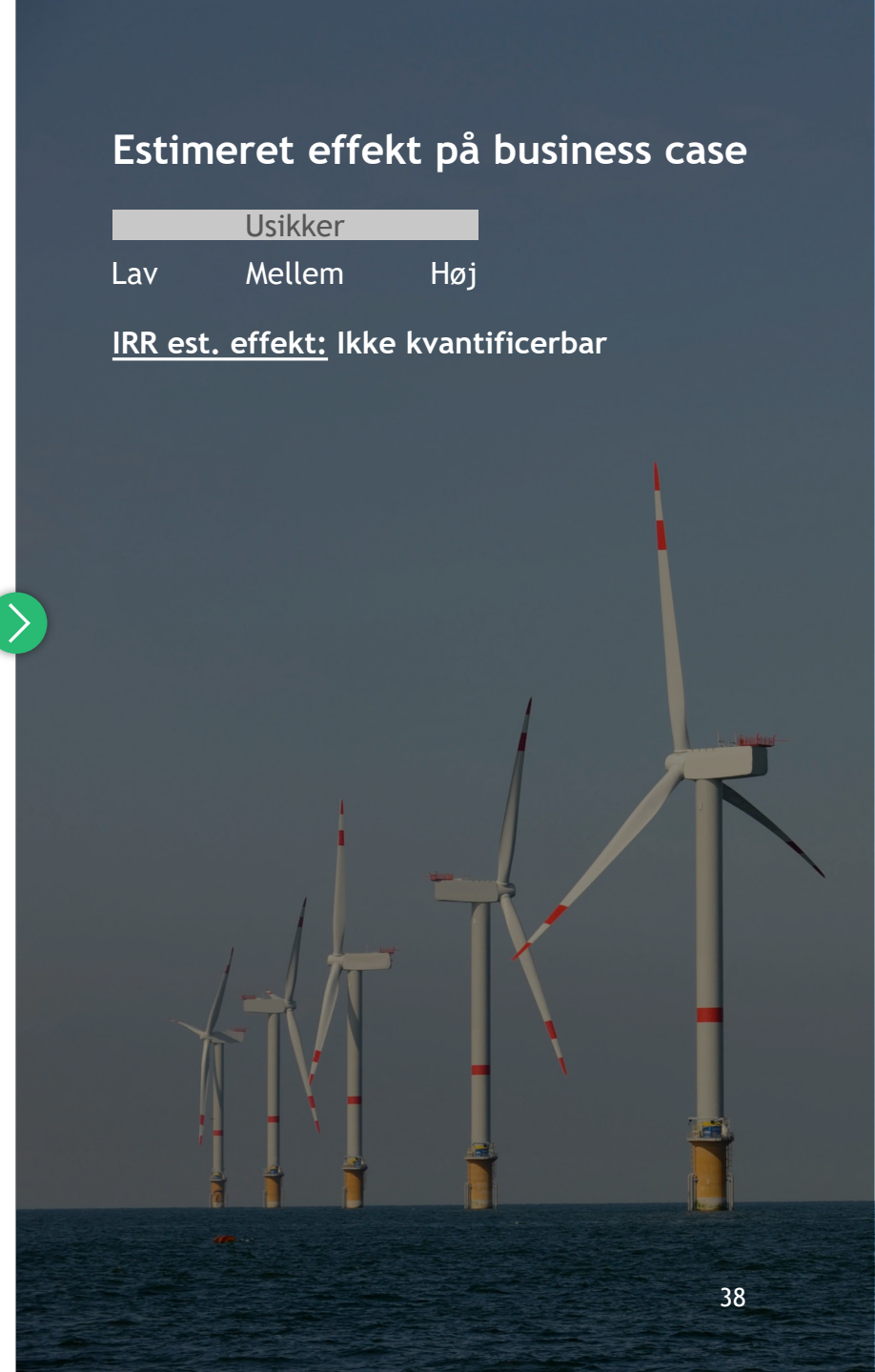
- **Øget risiko:** Uklarheden om hvilken rolle staten vil spille i medejerskabet og betydningen af denne, ses af mange udviklere som en ekstra risiko eller usikkerhed. Som resultat vil mange udviklere se investeringen som mere risikabel, og evt. hæve afkastkravet (især for udenlandske udviklere). Derudover er det usikkert, hvordan staten vil indtræde i ejerskabet ift. værdiansættelse, hvorfor det kan stille udvikler både dårligere og bedre end før.

Den negative risikoopfattelse vurderes til at være specielt stor hos udviklere med begrænset erfaring ift. det danske marked.

### Estimeret effekt på business case

Usikker  
Lav      Mellem      Høj

IRR est. effekt: Ikke kvantificerbar



## 15 Ejerforhold | Elpriseksponering

### Elpriseksponeringen forbundet med Nordsøen 1 projektet påvirker udviklerne i meget forskellig grad

De fremtidige danske elpriser anses for at være usikre på grund af meget høj VE-andel og manglende afklaring om fremtidig elproduktion (fx udbygning af solenergi og havvind) og elforbrug (fx fremtidig hydrogenproduktion).

Udviklerne har typisk to forskellige tilgange til at håndtere denne risiko. Nogle udviklere, typisk forsyningselskaber, er ikke interesserede i at have en høj elpriseksponering, og vil dermed forsøge af afhænde risikoen igennem PPA'er<sup>1</sup> (eller CfD'er<sup>2</sup> i de markeder hvor det findes). Andre udviklere, typisk olie- & gasselskaber, kan i højere grad acceptere elpriseksponeringen, såfremt de kan benytte PtX-produktion til at sikre sig mod ændringer i elprisen.

Udviklerne som helst vil afhænde elpriseksponeringen, benytter bl.a. PPA'er. En PPA indebærer typisk en rabatteret elpris, eller evt. en kombination med andre energikilder (forbundet med en omkostning for udvikleren) for at kunne levere en 'baseload' elektricitetsprofil. I Danmark er PPA'er dog ikke et særlig eftertragtet instrument. Dette skyldes en kombination af få storforbrugere af el, en allerede høj andel af VE i nettet<sup>3</sup>, relativt lave elpriser i Danmark sammenlignet med flere nabolande, samt at det er besværligt at sælge dansk el i Tyskland gennem 'cross-border' PPA'er.

Udviklerne, som er interesserede i elpriseksponeringen, vurderede ikke at det var muligt at basere en business case på PtX-produktion i den nuværende budrunde. Dette skyldes en forsinket efterspørgsel efter brint og usikkerhed om udbygning af brintinfrastrukturen. Dermed var disse udviklere nødt til at basere business casen på ren elproduktion, hvilket alt andet betyder en mindre attraktiv investering for denne type udviklere.

1. Power Purchase Agreement 2. Contract for Difference 3. Det medfører at PPA'er ikke altid ses som nødvendige for at kunne markedsføre sin strøm som "grøn", hvilket reducerer efterspørgslen efter PPA'er

Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



IRR est. effekt: 0,0-1,7 pp.

**Forklaring:** Udviklerne vil til/fravælge elpriseksponering på baggrund af deres præferencer. Udviklere, som fravælger elpriseksponeringen, vil indgå en PPA med en betydelig rabat. De udviklere, som er villige til at tage elpriseksponeringen, vil basere deres business case på overplanting og PtX.

**Beregningsmetode:** Udviklere, som indgår en fastprisaftale, forværrer projektøkonomien med 1,7 pp. som resultat af en 40% rabat på markedsprisen for 70% af produktionen.

Udviklere, som tilvælger en høj elpriseksponering, har en neutral effekt på business casen, da de fx kan sikre sig mod risikoen ved elpriserne ved at producere brint. Det bemærkes dog, at dette ikke blev set på som en mulighed ved budfristen pga. forsinket efterspørgsel efter brint og usikkerhed om udbygning af brintinfrastrukturen.

Effekten er et spænd, fordi andelen af produktionen, som sikres med en fastprisaftale, kan variere fra udvikler til udvikler. Effekterne uddybes på de efterfølgende sider.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat. 39

# Udviklerne har forskellige konkurrencefortrin og optimerer deres koncept og business case derefter (side 1 af 2)

Generalisering - ikke repræsentativt for alle udbud

Mere konkurrencedygtig

Mindre konkurrencedygtig

## Olie- & gasselskaber

## Forsyningsselskaber

### Høj prisrisiko

Ingen eller en lav andel af produktionen i en fastprisaftale og PtX-produktion

Typisk vil **olie- & gasselskaber (eller udviklere som håndterer risiko på samme måde) være konkurrencedygtige i udbud med høj prisrisiko**, da udviklerne selv kan balancere prisrisikoen igennem PtX-produktion. Dette kræver dog at efterspørgslen efter brint er tilstrækkelig og at brintinfrastrukturen er til stede ved (eller kort efter) idriftsættelsen.

Denne type udviklere vil typisk foretrække udbud med høj elpriseksponering, således at de kan udnytte deres komparative fordel inden for systemintegration med bl.a. brintproduktion.

Typisk har forsyningsselskaber (eller udviklere som håndterer risiko på samme måde) ikke ønske om at påtage sig en høj prisrisiko og vil i stedet søge at indgå fastprisaftaler pga. finansieringskrav.

### Lav prisrisiko

Høj andel (fx 70%) af produktionen i en fastprisaftale

Typisk vil **olie- & gasselskaber (eller udviklere som håndterer risiko på samme måde) ikke være konkurrencedygtige i markeder med lav prisrisiko**. Udviklerne har typisk en højere omkostningsbase, og siden de ikke får samme gavn fra systemintegrationen af deres produktion, vil deres business case dermed være relativt svagere.

Typisk vil **forsyningsselskaber (eller udviklere som håndterer risiko på samme måde) være konkurrencedygtige i udbud hvor det er muligt at afhænde prisrisikoen til en modpart, fx igennem fastprisaftaler**. Dermed sikres stabile pengestrømme, hvilket giver mulighed for gældsfinansiering af projektet.

Såfremt denne type udviklere kan indgå en fastprisaftale med lav eller ingen rabat, vil de typisk have en komparativ fordel ift. andre udviklere pga. deres lavere omkostningsbase.

Se eksempelberegning på næste side

Note: Forenklet tilgang der bl.a. ikke tager højde for udnyttelse af porteføljesynergier, energihandel og øvrige effekter. IRR målt nominelt, efter skat og ikke-belånt  
Kilde: BCG analyse



# Udviklerne har forskellige konkurrencefortrin og optimerer deres koncept og business case derefter (side 2 af 2)

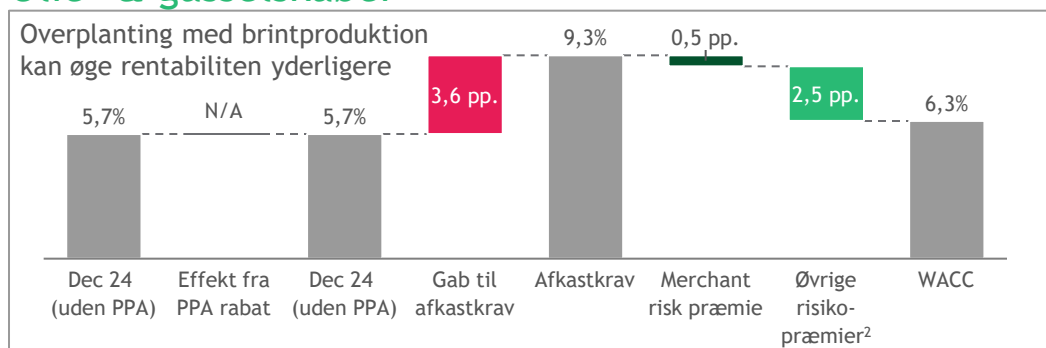
## Generalisering - ikke repræsentativt for alle udbud

**Olie- & gasselskaber, eller udviklere som håndterer risiko på samme måde, vil typisk være mere konkurrencedygtige ved fuld priskeksponering**, da de selv har mulighed for at vælge den optimale balance mellem risiko og sikkerhed. Denne type udvikler har typisk højere kapitalomkostninger, fx grundet en eksponering over for olie- & gasbranchen, eller med andre karakteristika som øger omkostningen ved egenkapitalen. Denne type udviklere kan i højere grad balancere risikoen over deres brede porteføljer af forskellige energirelaterede aktiver. Omvendt er **forsyningselskaber, eller udviklere som håndterer risiko på samme måde, mere konkurrencedygtige ved lav prisrisiko** grundet deres strukturelt lavere omkostningsstruktur, bl.a. drevet af lavere kapitalomkostninger. Disse udviklere er typisk mere eksponeret overfor risikoen i det enkelte projekt. Forskelle i afkastkrav er beskrevet på side 10.

### Olie- & gasselskaber

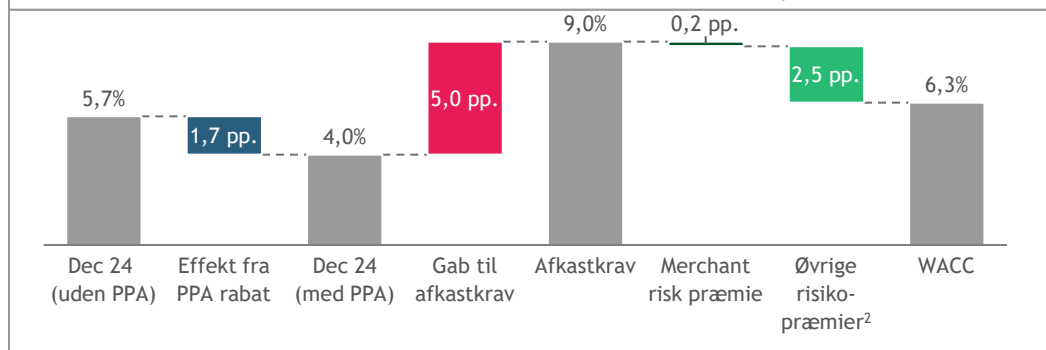
#### Høj prisrisiko

Ingen eller en lav andel af produktionen i en fastprisaftale og PtX-produktion



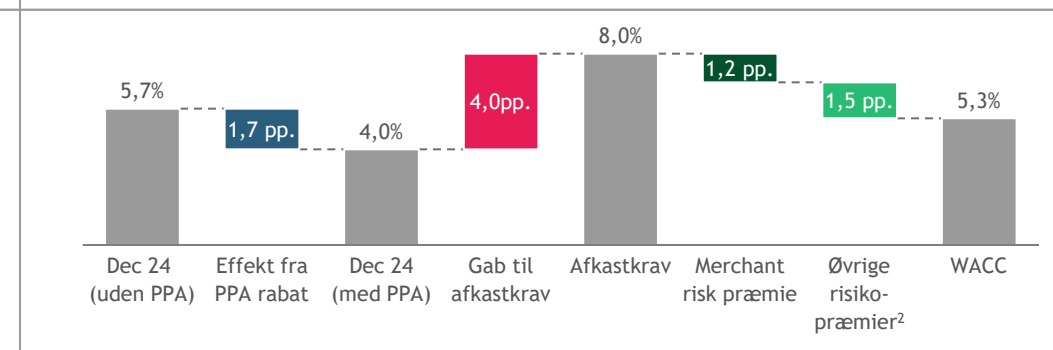
#### Lav prisrisiko

Høj andel (fx 70%) af produktionen i en fastprisaftale



### Forsyningselskaber

Typisk har udviklere med karakter af forsyningselskaber ikke ønske om at påtage sig en høj prisrisiko og vil i stedet søge at indgå fastprisaftaler pga. finansieringskrav.



1. Effekt beregnet ud fra basis-scenariet for december 2024 hvor PPA'en indgår som udgangspunkt 2. Risikopræmier relateret til teknologi og anlæg  
 Note: Forenklet tilgang der bl.a. ikke tager højde for udnyttelse af porteføljesynergier, energihandel og øvrige effekter. IRR målt nominelt, efter skat og ikke-belånt  
 Kilde: BCG analyse

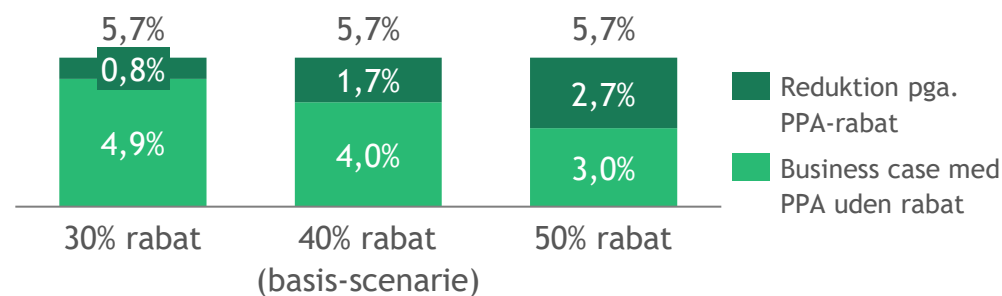
## PPA-rabatten vidner om den høje risiko på det danske elmarked; udviklerne prissætter sikkerheden forskelligt

### Sensitivitetsanalyse: PPA-rabattens effekt på IRR-bidraget af elpriseksponeringen

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

Basis-scenariet har 40% rabat på markedsprisen<sup>1</sup> ved at indgå en PPA for 70% af produktionen. Rabattens skyldes, at der er yderst få aftagere med mulighed for og interesse i at indgå en fastprisaftale i den størrelsesorden på det danske marked. Samtidig er udbuddet af fastprisaftaler stort, fordi mange udviklere forsøger at afsætte deres produktion. Nedenstående graf beskriver effekten af rabattsatsen på business casen, idet denne er forbundet med betydelig usikkerhed.

Spændet for den estimerede IRR-effekt på side 39 er beregnet ud fra en PPA-rabat på 40%, altså den midterste søjle i grafen herunder. Det forventes ikke, at 50% rabat er acceptabelt fra et udviklerperspektiv.



1. Modellen anvender den realiserede elpris (den pris som forventes realiseret i de timer, hvor havvindparken producerer), ikke markedsprisen. De 40% rabat på markedsprisen tilsvarende en 25% rabat på den realiserede elpris eftersom "capture rate" (gennemsnitlig markedspris i de timer, hvor havvindparken producerer delt med gennemsnitlig markedspris på tværs af alle timer) er 80% i DK1 (iflg. 3.-parts leverandørerne af prisforudsætningerne i modellen) 2. Fx kan aktøren bestemme deres VaR som værende en 5% risiko for at tabe 100 mio. kr. i løbet af en given måned på grund af prisudsving. Note: PPAen i modellen antages at have en varighed på 30 år, hvilket ikke er markedspraksis

Kilde: BCG analyse

De fleste udviklere ser indgåelsen af en PPA som en forudsætning for at byde på havvind-parken, da der er behov for en sikker indtægts-kilde bl.a. for at kunne gældsfinansiere projektet.

Samtidig vil en PPA, alt andet lige, have en reducerende effekt på afkastkravet. Dette skyldes, at risikopræmien ift. eksponering over for elprisen falder. Der vil dog være stor forskel på omfanget af reduktionen på tværs af udviklere. Samtidig vil risikoen typisk ikke fjernes helt, idet de fleste PPA'er indgås som 5-15 årige aftaler, og udvikleren derfor bliver (gen)eksponeret til elpriserisikoen over tid.

Købere og sælgere af PPA'er påtager sig begge en prisrisiko, idet elprisen kan blive lavere eller højere end forventet på aftaletidspunktet. Risikoen består i, at sælgerne kunne have tjent mere, og at køberne kunne have betalt mindre.

Begge aktører beregner en VaR (Value-at-Risk) til at sandsynliggøresvurdere denne prisrisiko<sup>2</sup>. Baseret på denne fastsættes en eventuel rabat på PPA-aftalen, som skal kompensere for prisrisikoen.

Det høje rabatniveau indikerer, at køberne af PPA'er ser en meget høj VaR for det danske elmarked, hvor elpriserne forventes at falde. De risikerer dermed at betale mere for en fastprisaftale end uden, hvilket de derfor kræver en stor rabat for.

## 16 Ejerforhold | Overplanting

### Muligheden for overplanting åbner muligheder for forbedring af IRR, men skaber også risiko for højere eksterne wake effekter

Overplanting indebærer muligheden for at installere flere turbiner end de oprindeligt tilladte for et parkområde. Implikationerne af dette på udviklernes business case kan være både positive og negative:

**Forbedret IRR:** Øget produktionskapacitet og potentiel PtX-brug kan løfte projektets afkast, især i perioder med lave elpriser.

- **Opretholdelse af produktion:** Overplanting af selv få turbiner (~5%) kan opretholde produktion, når andre turbiner er ude af drift, fx under vedligehold.
- **Bedre udnyttelse af eksportkabler:** Overplanting sikrer, at eksportkablets kapacitet maksimeres ved at tillade højere produktion uden for peak-timer.
- **Fleksibilitet med PtX-anvendelse:** Overskudsstrøm kan potentielt bruges til PtX-projekter (før eksportkabel), som fx brintproduktion, inden elektriciteten eksporteres via kablet. Dette kan skabe en ekstra forretningsmulighed og mindske risikoen for energispild markant. Det er dog også en relativt ung teknologi, hvorfor der stadig er usikkerhed omkring det præcise tekniske produktionspotentiale og omkostningseffektiviteten. Den senere potentielt øgede transmissionskapacitet på 400MW anses for at være en gevinst, men kvantificeres ikke pga. den høje usikkerhed forbundet med tidsplanen.
- **Afvejning ift. turbineomkostninger:** Øget CAPEX for flere turbiner skal vejes op mod de potentielle økonomiske gevinster fra højere produktion.

**Risiko for negative eksterne effekter:** Wake effekter kan forringe økonomien grundet usikre forventninger om negative effekter fra naboarealer. Usikkerheden om naboarealernes udbygning grundet det manglende kapacitetsloft øger risikoen for den enkelte udvikler.

- **Øget risiko for eksterne wake-effekter fra naboarealer:** Turbiner kan opleve en reduceret effektivitet på grund af skyggeeffekter. Denne effekt øges ved overplanting, hvilket øger risikoen for udviklerne af det enkelte areal. Udvikleren (fx af område A1) risikerer, at ejeren af naboarealet (A2) overplanter, og dermed påfører udvikleren (A1) en negativ eksternalitet, da turbinerne (i A1) vil være mindre effektive.

Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



#### IRR est. effekt: Kvantificeres ifm. scenarierne

**Forklaring:** Den positive effekt forbundet med øget produktionskapacitet kvantificeres som del af scenarie 2. Risikoen for negative eksternaliteter vurderes til at have en lav, men negativ, effekt på business casen.

**Beregningsmetode:** Den positive effekt kvantificeres ikke direkte, men indgår som en del af scenarie 2. Den negative effekt beskrives på forholdet om ekstern wake.



# Markedsforhold | Flere markedsforhold har påvirket NS1 A1 casen negativt, især lave elpriser, forhøjede leverandørpriser, renter og afkastkrav (side 1 af 2)

Oversigtsside - Detaljeside for hvert forhold følger

	Markedsforhold	Beskrivelse	Forventet effekt på business case (ikke-belånt IRR, nominel, efter skat)			Forbedringshorisont <sup>1</sup> 1-2 år 5 år 10+ år
			Lav	Mellem	Høj	
Produktion	1. Prisforventninger	Usikre forventninger til efterspørgsels - og eksportmuligheder	■ Kvantificeres ifm. scenarierne			■ Usikker
	2. Ekst. wake-effekter	Usikkerhed om fremtidige eksterne wake-effekter	■ IRR: 0,1 pp.			■ Usikker
Omkostning	3. Vindturbinerpriser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	■ IRR: 0,3 pp.			■ →
	4. Fundamentpriser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	■ IRR: 0,1 pp.			■
	5. Array kabel priser	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	■ IRR: <0,1 pp.			■ →
	6. Transmissionsudstyr	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	■ IRR: 0,1 pp.			■ →
	7. Installationsdagsrater	Højere indkøbspriser for udvikler og forlænget levering	■ IRR: 0,1 pp.			■
	8. Adgang til havne	Øget pres på havneinfrastrukturen og forlænget ventetid	■ IRR: <0,1 pp.			■ →

Beskrivelse af forventet effekt på business case kategorisering (IRR):

**Lav:** <(-)0,1-1 (Mindre betydelig, forventes ikke at være et udslagsgivende forhold)

**Mellem:** (-)1-2 (Nogen effekt, forventes at være at medudslagsgivende forhold)

**Høj:** (-)2+ (Markant effekt, forventes at være et drivende forhold)

Farveforklaring for forventet effekt på business case:

■ Kvantificeret effekt ■ Ikke kvantificeret effekt

1. Forbedringshorisont relaterer til det estimerede antal år det vil tage før det givne markedsforhold normaliserer sig  
Kilde: Ekspert interviews; BCG analyse

# Markedsforhold | Flere markedsforhold har påvirket NS1 A1 casen negativt, især lave elpriser, forhøjede leverandørpriser, renter og afkastkrav (side 2 af 2)

Oversigtsside - Detaljeside for hvert forhold følger

	Markedsforhold	Beskrivelse	Forventet effekt på business case (ikke-belånt IRR, nominal, efter skat)			Forbedringshorisont <sup>1</sup>		
			Lav	Mellem	Høj	1-2 år	5 år	10+ år
Omkostning	9. Øvrige prisstigninger	Prisstigninger på øvrige komponenter og lønninger			IRR: 0,4 pp.			
	10. Renteforhold	Højere renter og usikkerhed om fremtidigt renteniveau			IRR <sup>1</sup> : 0,5 pp.			
	11. Balanceringsudgifter	Usikkerhed om fremtidige balanceringsudgifter			Ikke kvantificerbar			
Andet	12. Sikkerhed	Havvindparker klassificeres hyppigere som kritisk infrastruktur			IRR: <0,1 pp.			
	13. Konkurrence i udbud <sup>2</sup>	Rekord stort udbud af 65 GW på globalt plan i 2024			Ikke kvantificerbar			
Udvikler	<i>Påvirker ikke business casen direkte, men er afgørende for den endelige investeringsbeslutning</i>							
	14. Afkastkrav	Stigning i udvikleres afkastkrav for havvind			IRR: -2,0 pp.			

Beskrivelse af forventet effekt på business case kategorisering (IRR):

**Lav:** <(-)0,1-1 (Mindre betydelig, forventes ikke at være et udslagsgivende forhold)

**Mellem:** (-)1-2 (Nogen effekt, forventes at være at medudslagsgivende forhold)

**Høj:** (-)2+ (Markant effekt, forventes at være et drivende forhold)

Farveforklaring for forventet effekt på business case:

Kvantificeret effekt Ikke kvantificeret effekt

1. Effekt på gældssat, nominal IRR efter skat, ikke direkte sammenlignelig. Skatteeffekter fra renteomkostninger ikke inkluderet 2. Forbedringshorisont relaterer til det estimerede antal år det vil tage før det givne markedsforhold normaliserer sig

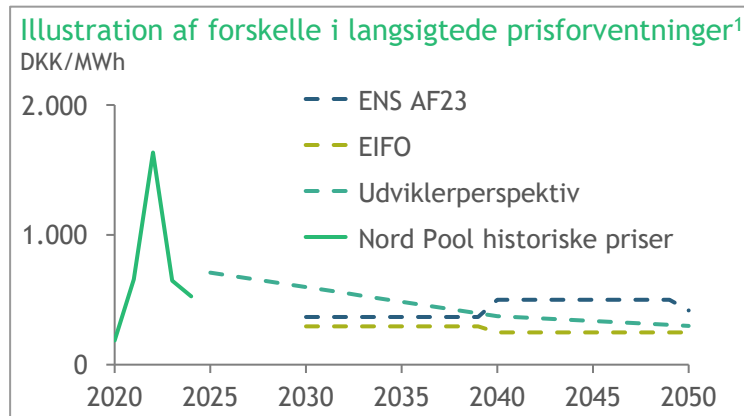
Kilde: Ekspert interviews; BCG analyse

## 1 Produktion | Prisforventninger

### Volatile elpriser og usikkerhed til forventninger til fremtiden påvirker udviklernes business case negativt

Elpriser er bestemt af udbud og efterspørgsel. Elpriser i Danmark er relativt lave og volatile, og ydermere bliver der investeret betydeligt i at udbygge vind-produktionen, hvilket vil presse elpriserne yderligere nedad. To dynamikker gør sig gældende:

- **Systemdrevet dynamik:** Når VE-produktionen er høj, er elpriserne lave og omvendt - når VE produktion er lav, er priserne høje. Dynamikken med lave elpriser, når VE produktionen er høj, forstærkes i takt med at kapaciteten udbygges, og dette reducerer business casens attraktivitet.
- **Strukturel dynamik:** Flere strukturelle dynamikker gør sig gældende, især mhp. at sikre efterspørgsel til at holde priserne høje og stabile. Skagerrakforbindelsen til Norge, når enden af sin levetid i 2026, og fornyes sandsynligvis ikke. Der hersker usikkerhed om udsigterne for Triton Link til Belgien. Dertil var der usikkerhed omkring mulighederne for PtX gennem det Jyske Brintbackbone. Endelig er der meget høj usikkerhed om den fremtidige udviklede havvindkapacitet, som vil påvirke prisen kraftigt og derfor også udviklernes indtjeningsmuligheder.
- **Volatilt marked:** Elpriserne er de seneste år blevet stadig mere volatile, forstærket af de to ovenstående dynamikker. Prognoser viser, at den denne udvikling forventeligt vil fortsætte. Grafen til højre viser den estimerede periode med lave elpriser.
- **Udviklerperspektiv:** Udviklere beregner el-prisforventninger på forskellige måder. Nogle benytter kilder såsom Thema og Aurora, og andre laver egne prognoser. Generelt ses der høj varians og tallene behandles fortroligt.



1. Eksempler på forskelle i prisforventninger. Havvindsudviklere vil have et fokus på de realiserede priser i deres priszone, i samspil med deres forventede produktionsprofil over tid

Kilde: Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case

Lav      Mellem      Høj

IRR est. effekt: Kvantificeres som del af scenarie 2

**Beregningsmetode:** Den direkte effekt kvantificeres ikke, men indgår som en del af scenarie 2 på side 61-66.

### Forbedringshorisont

1-2 år      5 år      10+ år

**Forklaring:** Der forventes afklaring om de største forbrugsfaktorer, især hydrogeneksport, inden for de kommende 5-10 år.

## 2 Produktion | Eksterne wake effekter

### Eksterne wake effekter mindsker produktionen af strøm og reducerer indtjeningen; uvished om udbygningsgrad skaber usikkerhed

Eksterne wake effekter dækker over tabt produktion fra vindturbiner, når de står i læ af andre parker i nærheden. En række studier i de senere år viser, at eksterne wakes kan medføre produktionstab på flere procentpoint, afhængig af afstanden til andre parker, effekttæthed og placering ift. vindretning. Interne wakes fra egen park eksisterer også (og er medregnet i basis-scenariet). Udvikler har dog fuld kontrol over disse, hvorfor de ikke medfører usikkerhed og derfor ikke belyses yderligere.

Nordsø 1 A1 oplever primært eksterne wakes fra både resten af NS 1 området og fra det potentielle kommende NS 2 område. Det skaber to effekter for udviklerne:

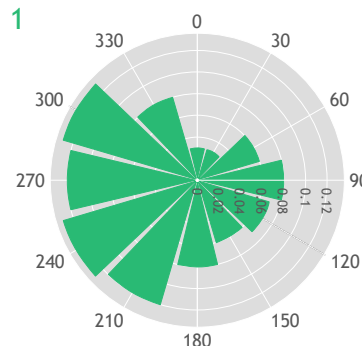
- **Forventet tab af produktion:** NS1-A1 kan forventes at opleve produktionstab på 1-2% fra de andre NS1 områder nordpå, og yderligere 1-2% fra NS2-området vestpå.
- **Usikkerhed ved faktiske tab:** Omfanget af tab fra eksterne wakes er ukendt for udviklerne, hvilket skyldes usikkerhed omkring 1) tidsplan for udbygning af NS 2, og 2) effekttæthed på resten af NS 1 samt NS 2, hvor overplantingsmulighed kan lede til højere eksterne produktionstab på ca. ~1% for NS 1A.

#### Kort over Nordsøen 1 og Nordsøen 2



#### Vindrose over Nordsøen 1

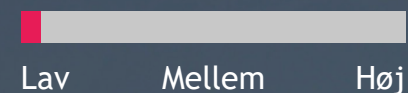
Årlig vindressource, andel af tid fordelt på retning



Note: Der er generelt høj usikkerhed i wake estimeringsmodeller; samlet effekttørrelsesforskel er dog begrænset og har dermed lav effekt på business case

Kilde: Ekspert interviews; TurbOPark; Fraunhofer IWES (sammenligningsgrundlag); BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



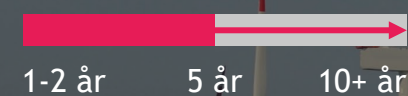
IRR est. effekt: 0,1 pp.

**Forklaring:** Øvrige arealer i NS1, og eventuel udvikling af NS2, kan føre til eksterne wake-effekter. Den eksterne wake er beregnet ved brug af TurbOPark og kalibreret med videnskabelige artikler.

**Beregningsmetode:** Det antages, at arealet ikke påvirkes af eksterne wake-effekter, og at produktionen derfor ikke begrænses.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

### Forbedringshorisont



**Forklaring:** Graden af eksterne wake-tab i Nordsøen forventes ikke at forbedres, grundet stigende effekttæthed, men der forventes en afklaring af effekttætheden for NS 1 og NS 2 inden for de kommende 5-10 år.

### 3 Omkostning | Vindturbiner

~50 % af CAPEX

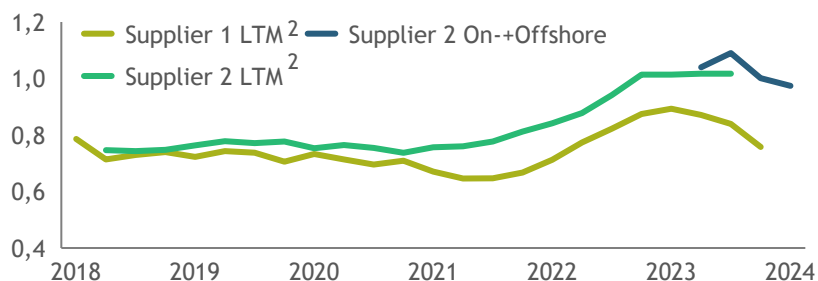
#### Øgede vindturbiner priser påvirker business casen negativt gennem højere CAPEX

De vestlige vindturbinerproducenter (Vestas, SiemensGamesa og GE) har alle haft store finansielle udfordringer i de seneste år og har hævet prisniveauet betydeligt for deres produkter. Da vindturbiner udgør ~50% af de samlede anlægsudgifter (CAPEX) i et havvindprojekt som Nordsøen 1, har dette en direkte og betydelig effekt på projektet, herunder:

- **Højere anlægsomkostninger:** Turbinerpriserne er steget med ~45-50% siden 2022.
- **Tidlig kapitalbinding:** Vestlige leverandører opkræver på nuværende tidspunkt ofte gebyr for kapacitetsreservation på op til 10-15% af kontraktsummen inden investeringsbeslutningen.
- **Højere risiko:** Leverandører har i stigende grad reduceret tekniske- og leverancegarantier for turbiner, hvilket øger risiko for forsinkelse af projektleverancen og højere driftsomkostninger grundet fejl.

#### Udviklingen i vindturbinerpriser<sup>1</sup>

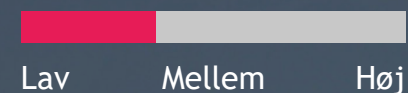
2018-2024, (Gennemsnitlig salgspris i m€/MW)



Jeg tror ikke der er et behov for at sænke priserne, siden vi allerede er konkurrencedygtige.  
...  
Vind er billigt nok.

**Komponentleverandør**

#### Estimeret effekt på business case



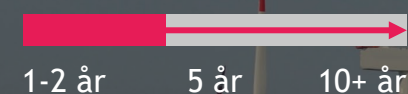
**IRR est. effekt: 0,3 pp.**

**Forklaring:** Højere CAPEX, tidlig kapitalbinding, samt højere leverancerisiko påvirker business casen negativt.

**Beregningsmetode:** Sammenholdes med at vindturbiner indkøbes med en 10% rabat - i størrelsesordenen med markedets prisforventninger - hvor den tidlige betaling på 15% af beløbet fastholdes.

IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.

#### Forbedringshorisont



**Forklaring:** De nuværende udfordringer forventes at påvirke forsyningskæden minimum de næste 3-5 år, før der opleves tilstrækkelig forbedring til, at producenter reducerer priser og vilkår betydeligt igen.

1. Angivne priser er baseret på onshore, udover suppler 2 on-/offshore, der er en blanding 2. LTM: Sidste 12 mdr. ordrer  
Kilde: Aegir Insights; Ekspert interviews; 4C Offshore Market Overview Report: Q2 2024; BCG analyse



## Omkostning | Vigtige komponenter præget af højere priser samt forsyningsusikkerhed

### Markedsforhold

4

#### Fundamentpriser (~20% af CAPEX)

Fundamenter udgør en betydelig andel i havvindparkeres CAPEX, hvorfor høje priser og lange leveringstider har negative implikationer for udviklernes business cases:

- **Høje råvareomkostninger og afhængighed:** Fundamenter kræver betydelige mængder stål, og stålprisen er meget volatil og har været stigende. Dette påvirker parkens CAPEX.
- **Forsyningsusikkerhed:** Visse fundamentleverandører har i de seneste år haft økonomiske udfordringer, og en eventuel konkurs kan forsinke en projektudførelse betydeligt.

5

#### Array kabel priser (~5% af CAPEX)

Vestlige producenter af mellem- og stærkstrøms undervandskabler, fx Prysmian og Nexans, har i de seneste år modtaget større ordrer, end de kan levere på med nuværende kapacitet. Kapacitetsudbygningen har været begrænset grundet høje kapitalkrav. Dette har resulteret i:

- **Øget CAPEX:** De relativt få leverandører af komponenter har hævet priserne med 15-20% siden 2022.
- **Binding til aftaler med bodskrav:** Stigende efterspørgsel betyder, at udviklere i stigende grad må binde sig til reservationsaftaler med mulige bodskrav, hvis projektet ikke vindes.

6

#### Transmissionsudstyr priser (~20% af CAPEX)

Forholdet beskriver en potentiel ændring i omkostningerne for transmissionsudstyr, hvor udbudsforhold 8 (Nettilslutning inkl. ilandføring) omhandler, hvorvidt udvikler skal bære ansvar og omkostninger forbundet med nettilslutning som en anlægsudgift eller en producenttarif. Anlægsomkostningen for transmissionsudstyr (transformerstationer og eksportkabler) har betydelig effekt for havvindparkens samlede omkostninger, hvorfor øgede priser og lange leveringstider påvirker business casen:

- **Øget CAPEX:** Eksportsystemet udgør en væsentlig del af anlægsomkostningerne, hvilket sænker IRR.
- **Forsyningskædeusikkerhed:** Eksportsystemet kræver store mængder kobber, stål, og andre komponenter, hvis priser er volatile med tendens til at eskalere i perioder med høj efterspørgsel.
- **Usikkerhed om konkurrerende efterspørgsel:** Efterspørgselspresset, drevet især af Europæiske TSOer, presser forsyningskæden og øger risikoen for forsinkelser og endnu højere omkostninger.

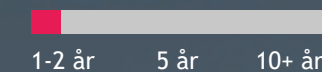
Kilde: Trading Economics; Ekspert interviews; BCG analyse

### Forventet effekt på business case



Lav Mellem Høj

### Forbedringshorisont



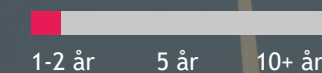
1-2 år 5 år 10+ år

**IRR est. effekt: 0,1 pp.**

**Beregningsmetode:** Omkostningerne forbundet med fundamenter reduceres 10%, som tilsvarede havvindindustriens forventninger de kommende år. IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.



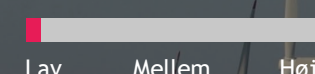
Lav Mellem Høj



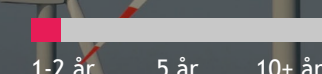
1-2 år 5 år 10+ år

**IRR est. effekt: <0,1 pp.**

**Beregningsmetode:** Omkostningerne forbundet med array kabler reduceres 10%, som svarer til havvindindustriens forventninger de kommende år. IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.



Lav Mellem Høj



1-2 år 5 år 10+ år

**IRR est. effekt: 0,1 pp.**

**Beregningsmetode:** Omkostningerne forbundet med transmissionsudstyr reduceres 10%, som tilsvarede havvindindustriens forventninger de kommende år. IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.

# Omkostning | Andre anlægsudgifter påfører et yderligere omkostningspres

## Markedsforhold

7

### Installationsdagsrater (5-10% af CAPEX)

Installationsdagsrater er en væsentlig del af CAPEX i havvindparker, da især installationen af turbiner og fundamenter kræver specialiserede fartøjer (WTIV'er<sup>1</sup> og FIV'er<sup>2</sup>) og mandskab. Dette har især to implikationer:

- **Højere samlet CAPEX:** Stigende dagsrater øger de samlede udgifter til installation. Disse er steget kraftigt mellem 2022 og 2024, især for de største WTIV'er og FIV'er, der er nødvendige for installation.
- **Tidsfølsomhed:** Forsinkelser i installationen forlænger lejeperioden for fartøjer, hvilket yderligere eskalere CAPEX samt kan udskyde hele projekthorizonten.

8

### Adgang til havne

Adgang til havneinfrastruktur, også ud til Nordsøen, kan være en flaskehals for udviklere og øger risikoen for forsinkelser og ekstra omkostninger. Der er to udfordringer ved havneinfrastrukturen:

- **Udfordringer med stort udstyr:** Havvindturbiner er de seneste årtier vokset betydeligt i størrelse. Dette betyder, at mange havne ikke kan håndtere turbinerne uden infrastrukturinvesteringer.
- **Øget efterspørgsel på havneadgang:** De store investeringer i havvind kræver adgang til havne, og betyder, at de store havne med den nødvendige infrastruktur er pressede af høj efterspørgsel, hvilket kan lede til forsinkelsesrisiko.

9

### Øvrige prisstigninger

Udover inflationen i de vigtigste komponenter, som behandles under markedsforhold 3-8, rammes andre faktorer også af inflation, hvilket øger omkostningerne og skaber økonomisk usikkerhed.

- **Højere omkostninger til arbejdskraft:** Anlæg og drift af en havvindpark kræver en stor arbejdsstyrke, hvoraf størstedelen er specialiseret (fx teknikere, ingeniører). Disse faggrupper har været præget af særdeles høj mangel på arbejdskraft, hvilket også forstærkes af projekternes placering. Dette skubber lønningerne op og giver en direkte negativ effekt på udviklers business case.
- **Inflationen påvirker også andre faktorer,** enten igennem stigende råvarepriser, hvilket øger prisen på reservedele, eller ved stigende omkostninger til mange af de tjenester, der benyttes af havvindparken.

1. Wind Turbine Installation Vessels, specialiserede turbineskibe 2. Foundation Installation Vessels, fundamentskibe

3. Inkluderer ikke installationsomkostninger til transmission

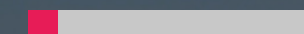
Kilde: Ekspert interviews; BCG analyse

## Forventet effekt på business case



Lav Mellem Høj

## Forbedringshorisont

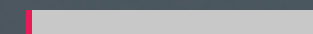


1-2 år 5 år 10+ år

**IRR est. effekt: 0,1 pp.**

**Beregningsmetode:** Omkostningerne<sup>3</sup> i basis-scenariet reduceres med 10%, på baggrund af et forventet lavere pres på forsyningskæden inkl. installationsfartøjer.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



Lav Mellem Høj

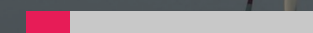


1-2 år 5 år 10+ år

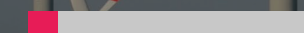
**IRR est. effekt: <0,1 pp.**

**Beregningsmetode:** CAPEX-buffere på ca. 35 mio. kr. fra basis-scenariet til havneopgraderinger fjernes.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.



Lav Mellem Høj



1-2 år 5 år 10+ år

**IRR est. effekt: 0,4 pp.**

**Beregningsmetode:** Den årlige inflation i omkostninger justeres fra en forventning på 2% til en forventning på 1,5%.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

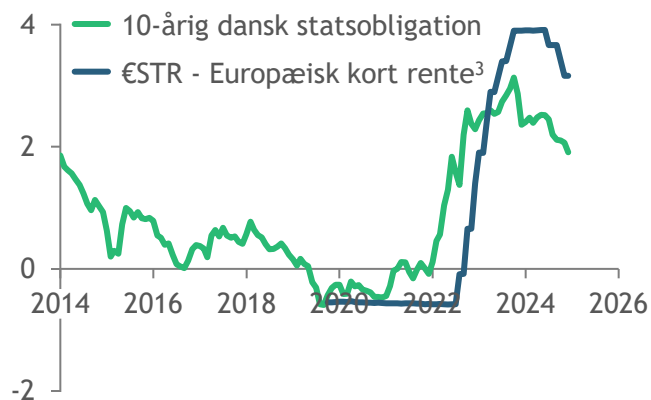
## 10 Omkostning | Renteforhold

### Rentestigninger påvirker business casen negativt gennem højere finansieringsomkostninger

Havvindparker som Nordsøen 1 er kapitalintensive, hvorfor udviklerne typisk er afhængige af omfattende lånefinansiering. Dette gør dem særligt sårbare ift. de rentestigninger, der er set siden 2022. Udviklerne har vidt forskellige kapitalstrukturer og lånemuligheder, hvilket betyder, at de har forskellig eksponering til renten. Ved rentestigninger påvirkes udviklernes business cases typisk på følgende måder:

- **Højere låneomkostninger:** Stigende renter øger lånefinansierede projekters samlede finansieringsudgifter, hvilket forringer udviklernes business cases.
- **Reduceret mulighed for lånefinansiering:** En højere rente reducerer udviklernes muligheder for lånefinansiering grundet en reducere af likviditeten som afledt effekt af højere renter.

Indikative finansieringskilder for udviklere<sup>1,2</sup>  
2014-2025, (%)



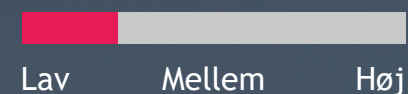
Renteniveauet er afgørende for en sammenhængende business case, men påvirker ikke alle udviklerne ens pga. forskellige kapitalstrukturer.

...  
Branchen er blevet mere forsigtig efter den overraskende stigning og de dertilhørende nedskrivninger de seneste år.

Havvindudvikler

1. Større finansiering foregår typisk med langsigtet gæld, hvorimod kortsigtede finansieringsbehov i højere grad afdækkes med en 'revolving credit', som er bundet op på den korte rente, der tillægges en risikopræmie 2. Langsigtet finansiering kan også stiftes igennem udvikler-udstedte obligationer 3. Erstattede brugen af LIBOR, dataserien begynder oktober 2019  
Kilde: Ekspert interviews; OECD; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case



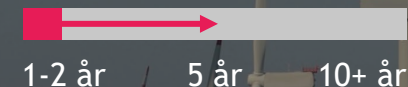
IRR est. effekt: 0,5 pp.

**Forklaring:** Højere låneomkostninger og reduceret mulighed for lånefinansiering påvirker business casen negativt.

**Beregningsmetode:** Sammenholdes med, at lånerenten sænkes 1 pp. fra 5,2% til 4,2%, og gældsandelen øges 5 pp. fra 50% til 55%. Der er dog stor usikkerhed ift. det fremtidige renteniveau.

IRR er belånt, nominel, og efter skat og tager ikke højde for skatteeffekter fra renter.

### Forbedringshorisont



**Forklaring:** ECB og Nationalbanken har forventninger om yderligere at sænke renten på baggrund af forventninger om lavere inflation. Der er dog stadig betydelig usikkerhed ift. det fremtidige renteniveau.

## Omkostning og andet | Balanceringsudgifter og øget fokus på sikkerhed påvirker casen marginalt

### Markedsforhold

11

#### Balanceringsudgifter

To forhold gør sig gældende

- **Usikkerhed om balanceringsudgifter:** Usikkerhed om udbygningen af kapacitet i DK1 giver usikkerhed om fremtidige balanceringsudgifter. Udvikleren skal informere Energinet om forventet produktion, og kan pålægges at skulle kompensere for store afvigelser.
- **Usikkerhed om stigende tariffer:** Udviklere betaler indfødningsstarif og balancetarif for elektricitet leveret til elnettet. Især balancetariffen, der dækker omkostninger ved markedets volatilitet, er steget de seneste år. Usikkerhed om fremtidige stigninger påvirker business casen negativt.
  - **Indfødningsstariffen:** Indfødningsstariffen påvirker business casen negativt, især i DK1 (Vestdanmark), da området har højere takster på grund af overskud af produktion.
  - **Balancetariffen:** Balancetariffen er steget markant<sup>1</sup> fra 2024 (0,24 øre/kWh) til 2025 (0,65 øre/kWh) på grund af øget havvindproduktion og behov for afklaring om fremtidige tariffer. Udviklerne forbliver skeptiske til tarifniveauet, da prisvolatilitet og usikkerhed om elforbindelser (fx TritonLink til Belgien og Skagerrak-forbindelsen<sup>2</sup> til Norge) påvirker markedet.

12

#### Sikkerhed

Der er en stigende tendens på tværs af lande til at klassificere havvindparker som kritisk infrastruktur, hvilket øger kravene til (cyber-)sikkerhed og omkostninger.

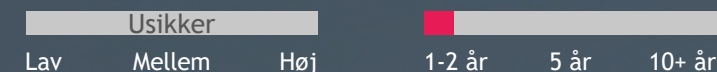
- **Højere sikkerhedskrav:** NIS-direktivet og krav fra Energinet kræver forbedrede tiltag for både datasikkerhed og fysisk sikkerhed, hvilket øger anlægs- og driftsomkostninger.
- **Forværret risikobillede:** Udviklerne oplever generelt et mere komplekst og aktuelt trusselsbillede, hvilket øger omkostningerne til akutte og forebyggende indsatser.
- **Uklarhed om fremtidige krav:** Potentielle yderligere krav fra EU eller danske myndigheder skaber uklarhed om de samlede omkostninger, hvilket gør det vanskeligt at budgettere præcist.

1. Ændringen blev offentliggjort inden budrundens afslutning, og er dermed reflekteret i basis-casen 2. Usikkerheden om fornyelsen af Skagerrak opstod efter budrundens afslutning, men kan skabe usikkerhed ved fremtidige budrunder

Kilde: Ekspert interviews; BCG analyse

Forventet effekt på business case

Forbedringshorisont



**IRR est. effekt: Ikke kvantificerbar**



**IRR est. effekt: <0,1 pp.**

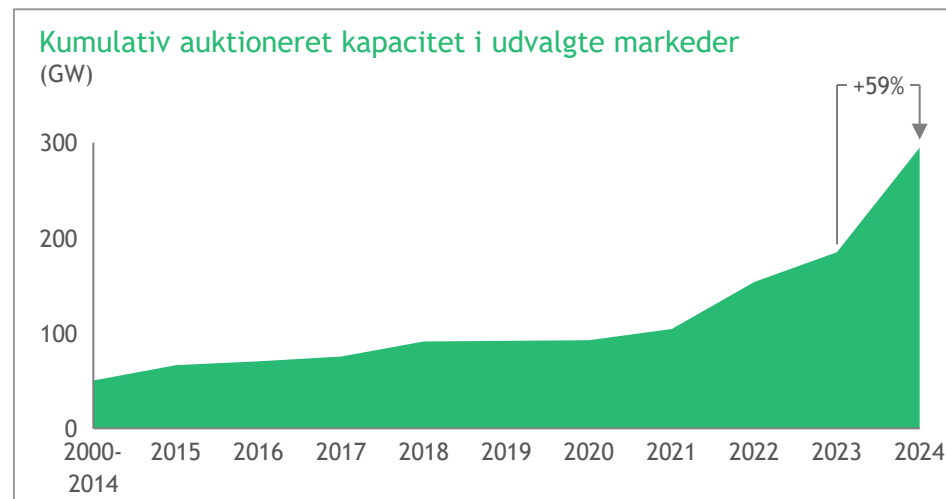
**Beregningsmetode:** Det antages at der ikke investeres i fysisk- og cybersikkerhed, derfor reduceres det samlede CAPEX med ca. 22 mio. kr. og det årlige OPEX med ca. 7,5 mio. kr., som modsat er inkluderet i basis-scenariet. IRR er ikke-belånt, nominal, og efter skat.

## 13 Andet | Konkurrence i udbud

### Global konkurrence i udbud påvirker ikke business casen, men sætter den i konkurrence ift. øvrige udbud

2024 blev et rekordår for auktioner af havvind med 65 GW kapacitet udbudt globalt - en stigning på 35 % i akkumuleret kapacitet på bare ét år.

Som resultat af dette, sammen med de seneste års begrænsninger i forsyningskæder og større udfordringer med at sikre en god business case, måtte udviklerne i højere grad være selektive ift., hvor de har valgt at byde.



Det store antal udbud har betydet, at udviklerne har haft mulighed for at vælge mellem flere markeder ift. deres investeringer. Valget har i høj grad baseret sig på en vurdering af forventet afkast set i forhold til risiko.

I 2024 var mange markeder mere attraktive end Danmark, fx England, som reagerede på havvindskrisen ved at hæve, det allerede høje prisloft markant på deres "Contracts for Difference" aftaler, der giver udviklerne en sikret elpris.

### Estimeret effekt på business case

Lav      Mellem      Høj

#### IRR est. effekt: Ikke kvantificerbar

**Forklaring:** Effekten af konkurrence i udbud forventes at have en høj indirekte effekt på investeringsbeslutningen. Forklaringen er, at udviklere har stået i en situation, hvor de skulle vælge mellem udbud. Et positivt afkast er derfor ikke nok, hvis et andet areal har et højere afkast.

### Forbedringshorisont

Usikker

1-2 år      5 år      10+ år

**Forklaring:** Der forventes i de kommende år en fortsat stigning i antallet af konkurrerende havvindsauktioner. Der er uvist, hvorvidt antallet i fremtiden vil falde igen.

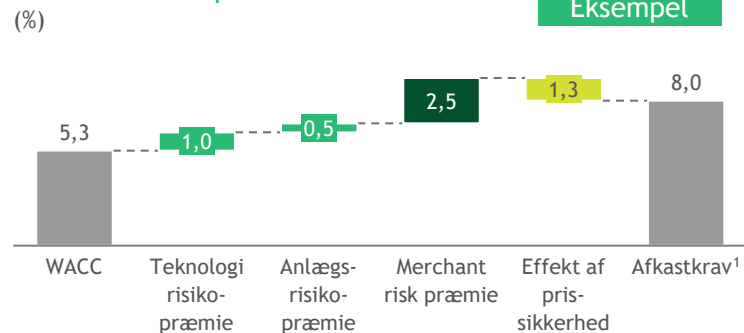
## 14 Andet | Afkastkrav

### Udviklernes afkastkrav<sup>1</sup> afspejler deres kapitalomkostninger, risici ved investeringen og krav til et acceptabelt afkast

Afkastkravet, er det krav til afkast, som udviklerne lægger ind i deres business cases. Kravet angives typisk i et interval hvor den lave ende vil være for mindre risikofyldte projekter, fx solenergi, og hvor den høje ende vil være mere risikofyldt. Kravet er en sum af to elementer. Det første er den vægtede gennemsnitlige kapitalomkostning (WACC), som er unik for den enkelte udvikler. Det andet er en minimumsmargin, som dækker potentielle tab ved investeringen og sikrer det afkast, som udvikleren ønsker på sin investering. De to elementer har ændret sig ved:

- WACC, som er en kombination af omkostninger til egenkapital og gæld, er som følge af de seneste års rentestigninger steget på tværs af udviklerne, hvilket har øget omkostningerne til gæld. Dette har bidraget til, at udviklernes afkastkrav er steget.
- Marginen mellem WACC og det endelige afkastkrav er også steget. Dette skyldes flere faktorer. For det første har udviklere justeret deres risikoforventninger, bl.a. til anlægsfasen og ved den øgede risiko ift. det fremtidige realiserede prisniveau for havvind. For det andet er der nu andre investeringer, som er mere attraktive, fx solenergi hvor LCOE falder, og investeringer i olie og gas.

#### Afkastkrav komponenter



RWE har hævet deres officielle afkastkrav fra 5-9% IRR<sup>2</sup> i 2022 til 7-11% i 2024. Det er en direkte konsekvens af de udfordringer, der har været i havvindsindustrien de seneste år - Vi forventer, at de øvrige udviklere har gjort det samme.

Investeringsbank

1. Hurdle rate på engelsk 2. Beregnet nominelt, efter skat og uden gældseffekter  
 Kilde: Concession Agreement for North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Appendix 1, Project Specifications for the Agreement regarding North Sea I, A1 Offshore Wind Farm; Ekspert interviews; BCG analyse

### Estimeret effekt på business case

Lav Mellem Høj

IRR est. effekt: -2,0 pp.

**Forklaring:** En stigning i afkastkravet på 1 pp. har samme betydning som et fald i IRR på 1 pp.

**Beregningsmetode:** Vurdering på baggrund af en triangulering af data fra offentlige rapporter, 3. parts dataudbydere samt industrierfaring. Da afkastkravet er steget med 2 pp. svarer dette til et fald i IRR på 2 pp.

IRR er ikke-belånt, nominel, og efter skat.

### Forbedringshorisont

1-2 år 5 år 10+ år

**Forklaring:** Det er muligt, at WACC vil falde inden for en kortere periode, som følge af den forventede lavere inflation og dertilhørende rentefald, hvilket påvirker omkostningerne på kortsigtet gæld. Marginen forventes ikke at falde, idet der fx er en høj usikkerhed om det fremtidige realiserede prisniveau for grønne elektroner, samt efterspørgslen derefter.

# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

➤ 2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

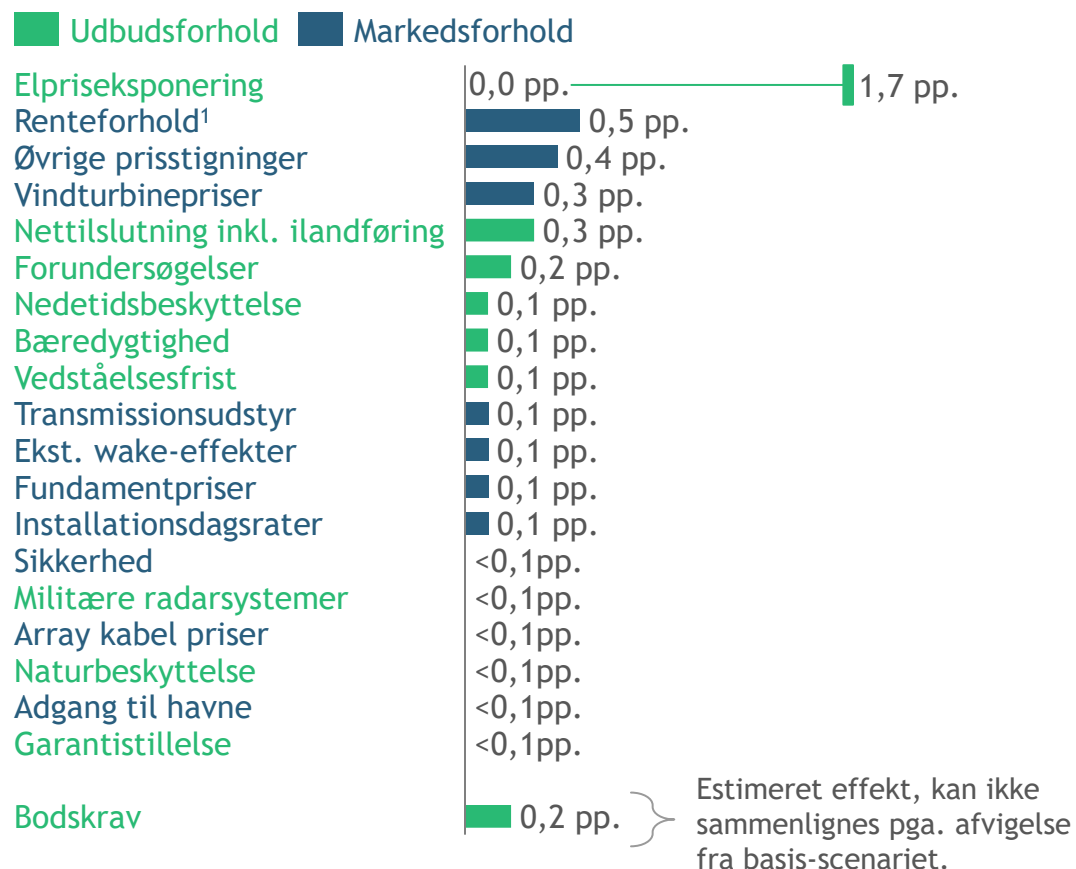
## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

# Prioritering af udbuds- og markedsforholds effekt på udviklernes business case

## Prioriteret liste over udbuds- og markedsforhold efter IRR-bidrag

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



1. Ikke direkte sammenligneligt, baseret på belånt, nominal IRR efter skat.  
Kilde: BCG analyse

På tværs af alle forholdene er der primært fire forhold, som har en stor effekt på business casen

**Elpriseksponeringen er det vigtigste enkeltstående forhold**, og kan tackles på flere forskellige måder af udvikler som beskrevet i sektionen om udbudsforhold. Dette emne behandles yderligere i sektion 3.1, hvor der opstilles et scenarie med overplanting og brintproduktion.

Flere af **markedsforholdene har markant indflydelse på IRR og påvirkes af den stramme tidsplan** grundet samspilseffekter. Dette emne behandles yderligere i sektion 3.1, hvor der opstilles et scenarie med en fleksibel tidsplan.

Derudover er **nettilslutning inkl. ilandføring samt forundersøgelser vigtige forhold** som påvirker business casen med en samlet effekt på 0,5 pp. pga. de tidlige og store udgifter.

**De øvrige forhold** vurderes at have en **begrænset indflydelse på business casens IRR**. Herunder indgår bl.a. 'Sikkerhed', 'Militære radarsystemer', 'Array kabel priser', 'Naturbeskyttelse', 'Adgang til havne' og 'Garantistillelse'.



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

➤ 3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

# Formålet med scenarierne er at undersøge, hvordan samspilseffekter påvirker udviklernes business case

## Scenarie 1

### Effekt af en fleksibel tidsplan

## Scenarie 2

### Brug af overplantning inkl. brint-backbone

#### Ændret forudsætning

Effekten af en fleksibel tidsplan vurderes, og reflekteres også i krav til udvikler ang. konstruktionsdeadlines.

FID garanteres på brint-backbonen med idriftsættelse i 2032 og efterspørgslen antages at være tilstrækkelig.

#### Samspilseffekter

Løsner flaskehalse hvilket bl.a. påvirker DEVEX, CAPEX og renten, og sænker risikoen for forsinkelser.

Øger den realiserede pris på el pga. reduceret kannibalisierung ved mulighed for pris-arbitrage<sup>2</sup>.

#### → Påvirkede forhold<sup>1</sup>

- Tidsplan
- Vindturbinerpriser
- Fundamentpriser
- Array kabel priser
- Transmissionsudstyr
- Installationsdagsrater
- Adgang til havne
- Renteforhold

Effekten vurderes ved at ændre antagelserne til forholdene, ud fra en samspilsvurdering.

Markedsforhold    Udbudsforhold

1. Forholdene beskrives i oversigterne på side 25-26 samt 44-45 2. Arbitrage-begrebet udfoldes i Scenarie 2 på side 61-66  
Kilde: BCG analyse

# Manglende fleksibilitet i tidsplanen mindsker rentabiliteten for udviklerne

## Scenarie 1: Fleksibel idriftsættelse

### Forsyningskæden for havvind lider under en flaskehals der påvirker ordrer før 2030

Forsyningskæden for havvind er meget udfordret på nuværende tidspunkt med små til negative profitmarginer. Dette har medført manglende investeringer i udbygning af produktionskapacitet, der betyder, at mange underleverandører vil være meget begrænsede i deres evne til at levere på ordrer lagt før 2030.

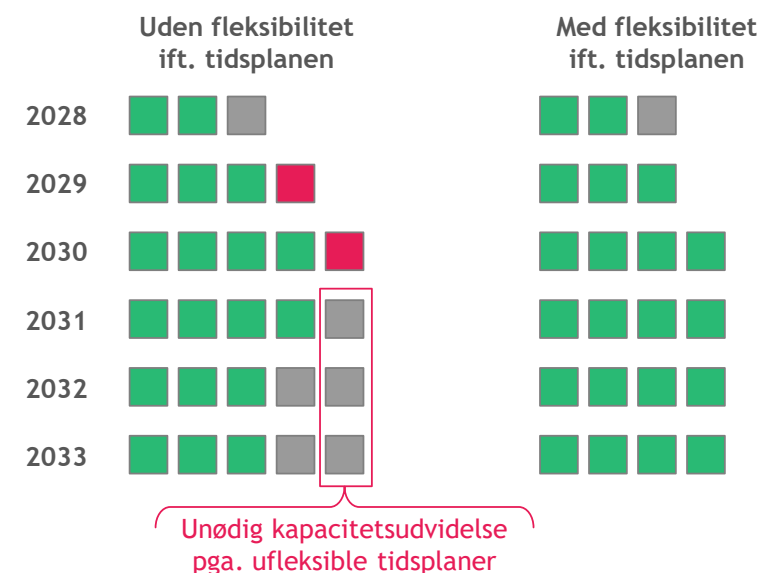
Ved at **udbyde 6+GW** havvind med idriftsættelse i 2030, **samme år hvor mange andre store markeder også ønsker idriftsættelse**, øges presset på udviklere, og dermed resten af forsyningskæden globalt. De danske udbud bidrager til at gøre udfordringen større. Med en **budfrist så sent på året i 2024 og så kort tid før idriftsættelse i 2030**, er det udviklerne af de danske havvindparker, som rammes hårdest af problemet.

Udviklernes underleverandører vil reagere på presset ved enten at **afvise udviklernes forespørgsler** - og dermed miste potentiel profit - eller ved at **hæve priserne kraftigt, samt kræve forudbetaling**, for at finansiere de nødvendige kapacitetsudvidelser af produktionsapparatet. Udvidelser, som risikerer at være underudnyttede senere.

Underleverandører ville omvendt kunne drage fordel af - og ville kunne dele disse fordele med udviklerne - **en mere jævnt fordelt efterspørgsel**, således at de bedre kan tilrettelægge deres produktion og fuldt ud udnytte deres produktionskapacitet.

### Eksempel: Underleverandørers produktionskapacitet kan optimeres ved øget fleksibilitet i tidsplanen

Ubenyttet kapacitet
  Benyttet kapacitet
   
 Uopfyldt ordre pga. kapacitetsbegrænsninger



Effekt for udviklere

Højere priser og store forudbetalinger

Lavere priser og ingen forudbetalinger

# Manglende fleksibilitet ift. idriftsættelsestidspunkt skaber højere omkostninger og øget risiko for udviklerne

## Scenarie 1: Fleksibel idriftsættelse

Større fleksibilitet ift. idriftsættelsestidspunkt ville have betydet en reduktion i negative forhold såsom flaskehalse i forsyningskæden

- DEVEX:** Det forventes, at presset på forsyningskæden sænkes ved en fleksibel idriftsættelse, hvilket reducerer indkøbsomkostninger på miljøundersøgelser mm. med en samlet værdi af ~10% af DEVEX.
- CAPEX:** Udviklere og leverandører angiver, at omkostningerne til turbiner, fundamenter, kabler mm. samlet vurderes at falde med ~5-15% af prisen efter 2030.
- Renteforhold:** Det forventes, at renten i 2033 er faldet med ca. 0,5-1,0 procentpoint, i takt med at inflationen aftager, hvilket reducerer finansieringsomkostningerne.
- Prisrisiko:** På nuværende tidspunkt er der stor usikkerhed ift. den fremtidige efterspørgsel og udbud af el i Danmark. En udskudt tidsplan kunne give mere sikkerhed for udviklerne, specielt hvis der samtidig kommer en tydelig plan fra den danske stat om takten af havvindudbygningen.

BCG vurderer, at udskydelse af idriftsættelsestidspunktet med 2-3 år, ville give udviklerne den nødvendige fleksibilitet til at adressere betydelige omkostninger. Derfor baseres modelleringen på udskydelse af idriftsættelse til 2033, heri indgår derfor også et udskudt bodskrav.

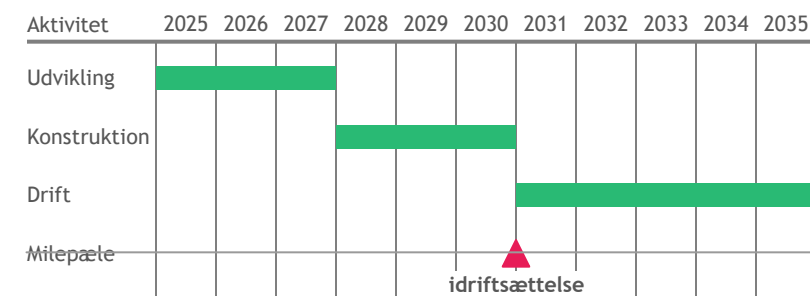
### Samlet effekt

Idriftsættelse i 2033 øger udviklernes nominelle, ikke-belånte IRR efter skat med:

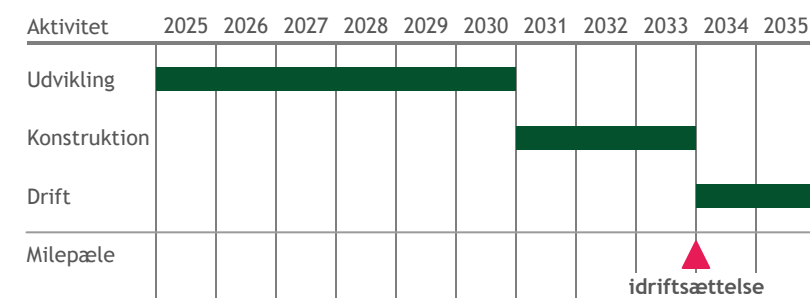
**0,3-1,1 pp.**

Kilde: BCG PtX model; Ekspert interviews; BCG analyse

## Tidsplan med idriftsættelse i 2030 (Illustrativ)



## Tidsplan med idriftsættelse i 2033 (Illustrativ)



# Den fremtidige produktion og efterspørgsel på det danske elmarked er meget usikkert, drevet af både udbud og efterspørgsel

## Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

### Efterspørgslen efter strøm forventes at stige i de kommende år, men der er stor usikkerhed

Udviklerne skal i deres business cases tage højde for, at indenlandsk efterspørgsel vil være drevet af industriens behov for strøm, som fx etablering af yderligere datacentre eller en kraftig stigning i den danske produktion af brint (til indenlandsk brug eller til eksport). Begge disse efterspørgselsfaktorer, samt en potentielt stigende efterspørgsel efter el i det danske samfund, er dog forbundet med stor usikkerhed:

- Datacentre er få, men store, anlægsprojekter forbundet med høj konkurrence fra andre lande og med en usikker tidshorisont.
- Produktion af brint afhænger af eksistensen af et marked og infrastruktur til at transportere brinten dertil. Begge dele er forbundet med høj usikkerhed fra samtlige aktører, bl.a. uklarhed om statens intention om at etablere infrastrukturen.
- Andre primære efterspørgselskilder, såsom generel elektrificering af den danske tungtransportsektor, er ligeledes behæftet med væsentlig usikkerhed.

### Den danske elproduktion er også præget af høj usikkerhed

Udviklerne betragter udbudssiden af det danske marked for el med en vis skepsis. Usikkerheden om fremtidig udbygning af produktionskapacitet gør det meget svært at regne på den forventede elpris for DK1. Derfor benyttede udviklerne som udgangspunkt konservative antagelser angående de fremtidige elpriser i Danmark, for at sikre sig mod en situation hvor efterspørgslen er svag, samtidigt med at der har været en kraftig udbygning af vedvarende energi.

Udviklerne har en stor interesse i at reducere usikkerheden på både udbuds- og efterspørgselssiden.

I det følgende betragtes et scenarie, hvor udviklernes risiko er mindsket gennem muligheden for at producere brint, når elprisen er lav, og omvendt.

## Overplanting og brintproduktion øgede udviklernes rentabilitet

Udviklerne kunne potentielt benytte overplanting-optionen til at optimere den realiserede pris for elproduktionen gennem produktion og transmission af både el og brint. Dette krævede dog en vis sikkerhed for at efterspørgslen og brintinfrastrukturen ville være til stede

### Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

Et modent brintmarked og infrastrukturen til at nå det gør overplanting og PtX attraktivt og beskytter imod kannibalisierung

1. **Muligheden for at producere brint beskytter udviklerne imod scenarier med lave elpriser**, da udviklerne har mulighed for at skifte deres produktion til brint frem for at sende elektronerne ud på elnettet. Det giver også en fordel, såfremt den fremtidige brintpris bliver høj eller kraftigt subsidieret.
2. **Den reducerede prisrisiko gør overplanting mere attraktivt**, idet udviklerne i mindre grad er eksponeret mod de lave realiserede elpriser, der forventes på det danske marked.
3. **Scenariet forudsætter, at den endelige investeringsbeslutning ift. relevante brintrørsetaper er taget**, da udvikler ellers ikke vil have mulighed for at afsætte den producerede brint. **Den stadig høje usikkerhed angående brintefterspørgslen betyder, at det er tvivlsomt, hvorvidt udviklerne vil basere deres business case på etablering af brintproduktion og overplanting.** Derudover vil der stadig være nogen usikkerhed angående den resterende brintinfrastruktur (Hyperlink 1, 2 og 4) gennem Tyskland.

For overvejelser om profitmaksimeringen for udviklere, se de næste sider.

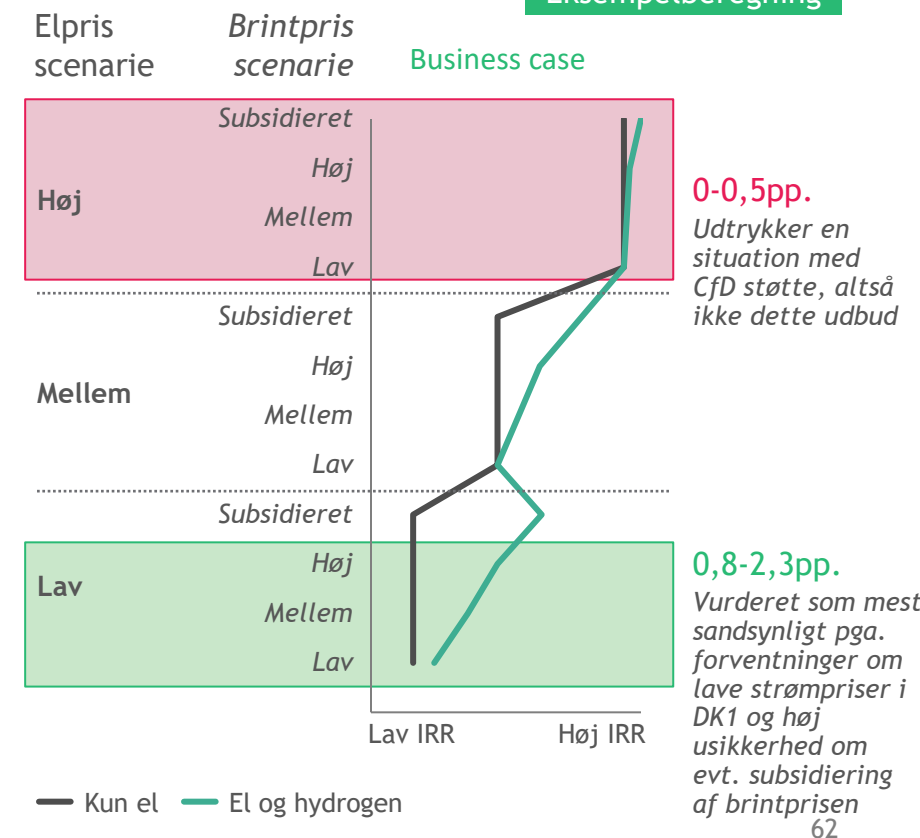
#### Samlet effekt

Ved overplanting og sikkerhed om brintproduktion, vil sammenspillet af disse forhold øge udviklernes IRR med: **0,8-2,3 pp.<sup>1</sup>** Samlet spænd fra 0-3 pp.

1. Vurderes som det mest sandsynlige interval givet det volatile prisniveau i Danmark og fuld elpriseksponering  
Kilde: BCG PtX model; BCG analyse

### IRR ved brug af arbitragemulighed med el- og hydrogenproduktion

#### Eksempelberegning



# Muligheden for at udnytte hele værdipuljen påvirker udviklernes vilkår

## Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

### Eksternt perspektiv af førende udvikler

Forventede værdiskabelseskapabiliteter



#### 1 Porteføljediversificering

Forbedring af værdiskabelse fra vindaktiver som en del af porteføljen.

##### Udviklerens kapabiliteter:

- Kombinere produktion med andre aktiver for at få en mere fast og værdifuld profil.
  - Komplementær produktionsprofil (fx solenergi, vindenergi på land).
  - Efterspørgselsside eller produktionsfleksibilitet (fx koordination med store kunder eller brug af batteri).

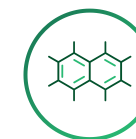


#### 2 Omsætningsoptimering

Maksimere omsætning i stedet for produktion af vindaktiver.

##### Udviklerens kapabiliteter:

- Maksimere præmien på afsat grøn strøm ved arbitrage af egen drift (fx ved brug til opladning af elektrisk maskineri, erhverv og industri) med tredjepartskunder for at opnå højeste samlede betalingsvilje.
- Kombination af forskellige energiproduktionsaktiver (udover havvind), for at lave samlede produktionsprofiler, der at bedst matcher kunders ønsker i en for kunderne mere attraktiv PPA.



#### 3 Systemintegration

Monetarisering af fleksibiliteten af elektroner på tværs af afsætningskanaler.

##### Udviklerens kapabiliteter:

- Monetarisere aktivernes fleksibilitet pga. overkapacitet og integration med elektrolyseanlæg, inkl. systemtilknyttede ydelser.
- Udnytte mulighed for at bruge produceret grøn brint i egne aktiver eller sælge til kunder med højere betalingsvilje.

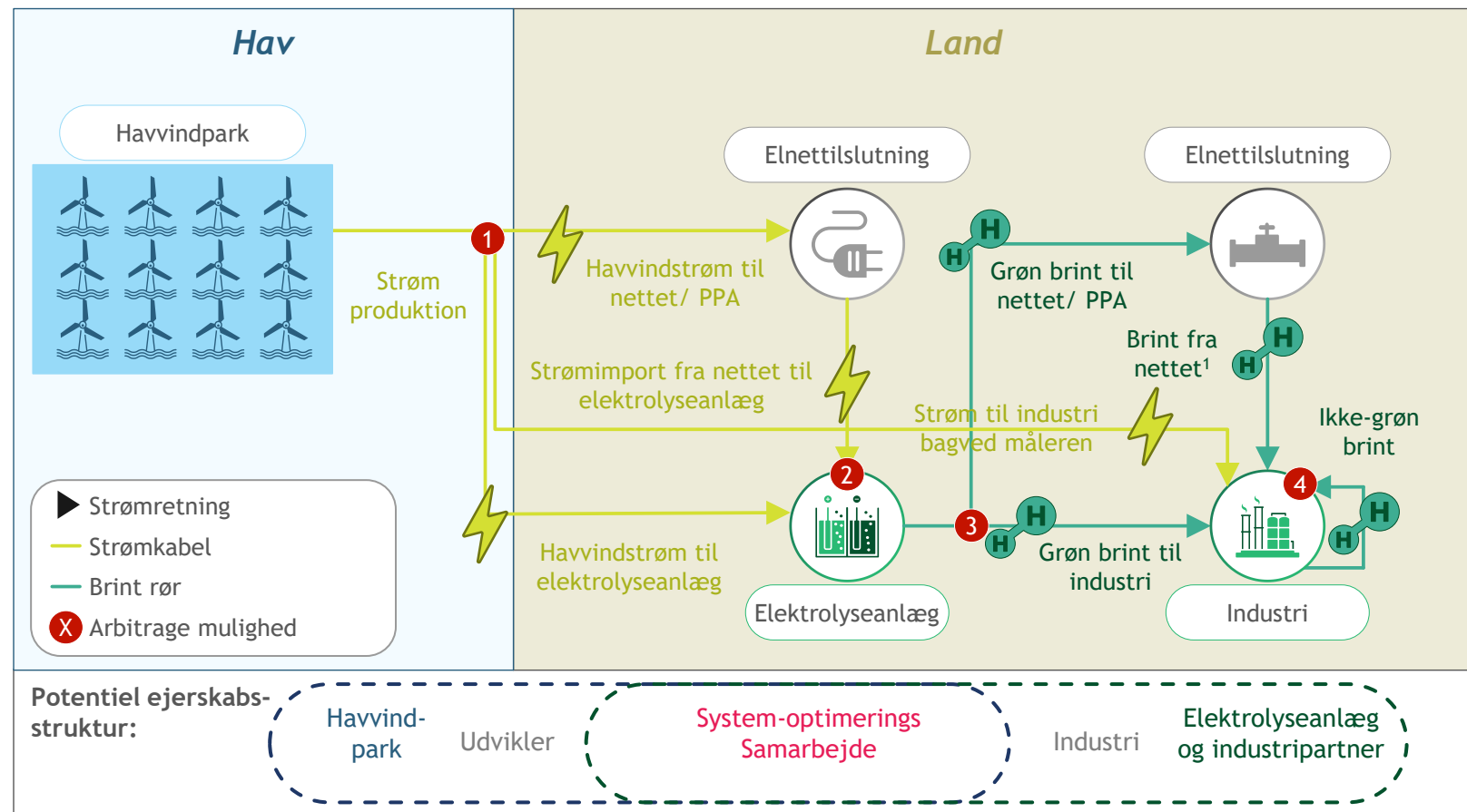
De følgende sider giver et perspektiv på nogle af overvejelserne, udvikler har i forbindelse med at optimere værdien af deres samlede portefølje

Udvikling i værdipuljens modenhed

# Integreret kommercielt koncept med aftagepartner gør det muligt for udviklerne at øge værdien gennem forskellige arbitragemuligheder

## Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

Illustrativt



Mulighed for at drage fordel af mange indtægtskilder ved løbende at optimere brug af energiformerne og udnytte arbitrage på forskellige niveauer:

- 1 Send strøm bag måleren til nettet, industripartner eller elektrolyseanlæg.
- 2 Træk strøm fra nettet til at drive elektrolyseanlæg.
- 3 Send grønt brint til industrien eller til nettet.
- 4 Træk brint fra nettet eller brug industriens internt producerede ikke-grønne brint.

Note: Grøn brint: Brint produceret udelukkende fra vedvarende energi; denne form for brint har en højere værdi for kunder fra et dekarboniseringsperspektiv 1. Type af brint kan blive valgt til at sikre at eksempelvis EU RED III kvoter er mødt

Kilde: BCG analyse



## Eksempel | Optimering øger indtægtsprisen for havvind og reducerer elektrolyseanlæggets effektive strømpris

### Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

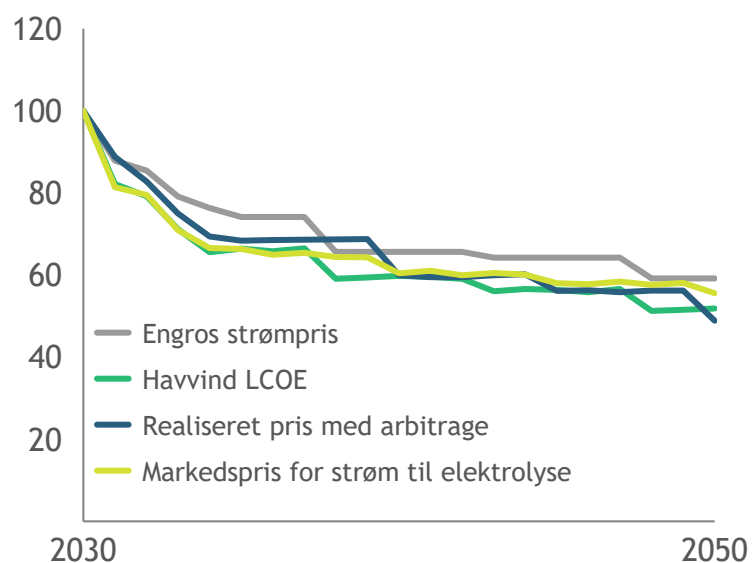
Illustrativt

#### Illustrativt eksempel: Realiserede priser fra behind-the-meter havvind og elektrolyseaktiver

(Havvindkapacitet 1 GW; Elnet eksportgrænse 500 MW; Elektrolyseanlæg 400 MW; Minimum udnyttelsesgrad 10%)

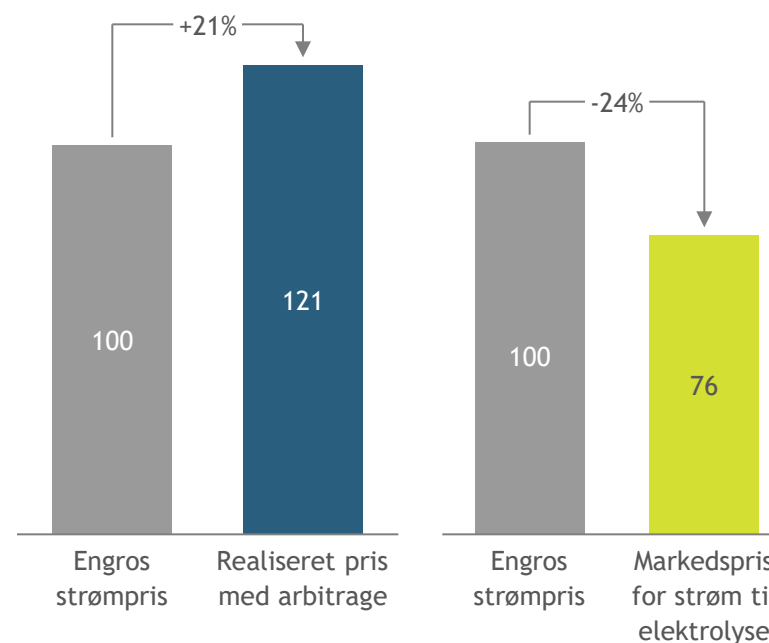
#### Prisindeks over projektets levetid

Indeks, 2030 = 100



#### Gennemsnitspris over projektets levetid

Indeks



Note: Illustrativt eksempel; den opnåede stigning og reduktion afhænger af projektets opsætning samt valgte strøm- og brintprisscenarier  
Kilde: BCG analyse

## Implikationer

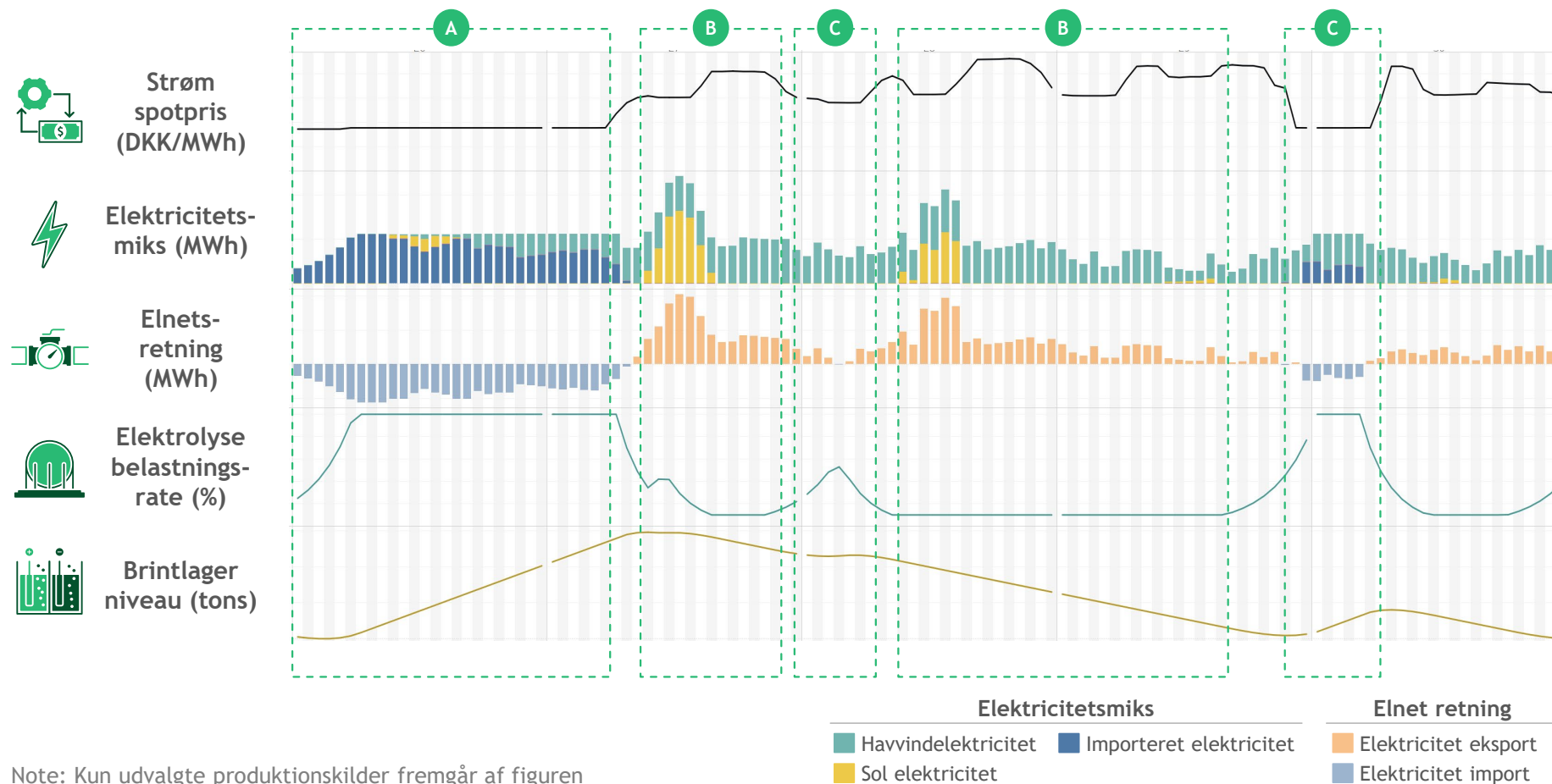
- Ved at prioritere kun at sende strøm til nettet, når priserne er høje, opnås en ~20% stigning i den realiserede elpris for et integreret havvindaktiv sammenlignet med et ikke-integreret havvindaktiv.
- Udvikler vælger også at reducere produktionen, når priserne er lavere end produktionsomkostningerne, hvilket yderligere øger de realiserede priser.
- Ved at variere elektrolyseanlæggets udnyttelse og prioritere kun sende strøm til elektrolyseanlægget, når priserne er lave, reduceres strømprisen til elektrolyseanlægget med ~25% sammenlignet med et elnettilsluttet elektrolyseanlæg, der kører kontinuerligt.
- Hvis forbrugsgebyrer tages i betragtning, vil forskellen mellem elnettilsluttet og integreret elektrolyseanlæg øges yderligere.

# Eksempel | Elektrolyserdrift kan optimeres på timebasis på baggrund af el-spotpriser og lagerniveauer af brint

## Scenarie 2: Overplanting og brintproduktion

Illustrativt

Eksempel på simuleret timedrift, 1 uges udtræk fra en 30-års simulation



- A** Lavere elpriser end følgende dage, men utilstrækkelig intern produktion, fører til import af elektricitet for at sikre høj belastning af elektrolyseanlæg og opfyldelse af brintlageret.
- B** Relativt høje elpriser, drevet af høj efterspørgsel, fører til maksimeret elektricitetseksport til elnettet og brug af brintlageret for at sikre konstant produktion af e-metanol.
- C** Lavere elpriser udnyttes til at fylde brintlageret let for at undgå dyrere elektricitet senere og for at sikre konstant e-metanolproduktion.

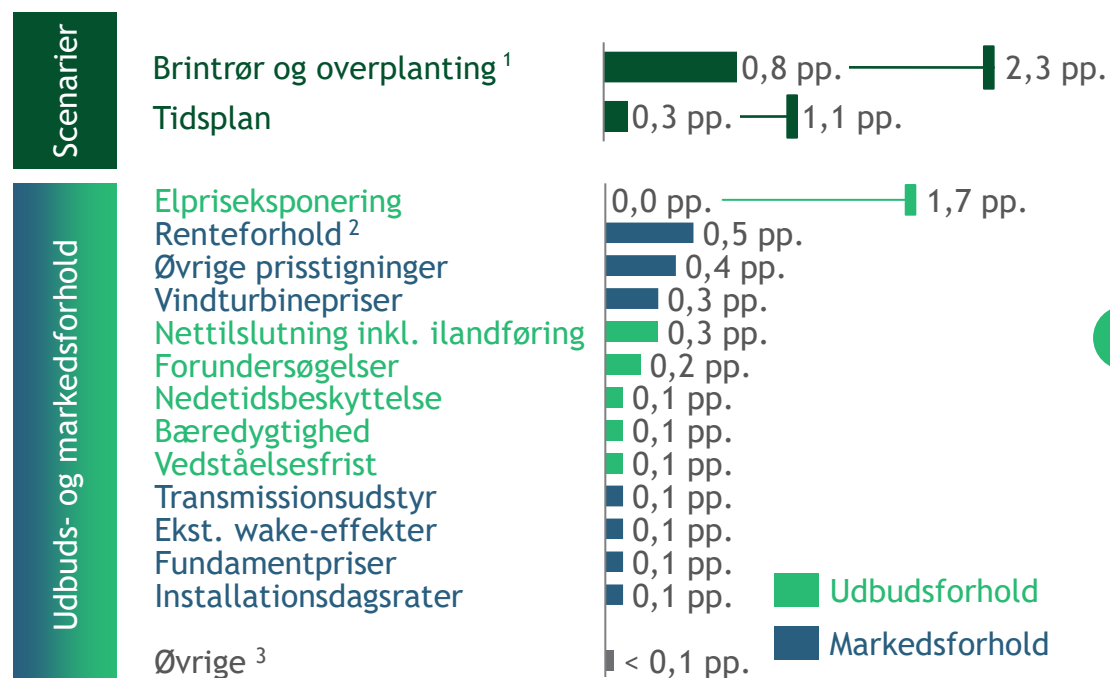
Note: Kun udvalgte produktionskilder fremgår af figuren  
Kilde: BCG analyse

# Særligt elpriseksponeringen og den stramme tidsplan har påvirket udviklernes business cases

## Prioriteret liste over de kvantitative udbuds- og markedsforhold efter IRR-bidrag

(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 prisforventninger (se forklaring i grafen på side 62); om det er muligt at opnå denne effekt eller ej, afhænger af tilgængelighed af brinteforsyning 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

Kilde: BCG analyse

## Både markeds- og udbudsforhold har stor betydning for business casen, når der tages højde for samspilseffekter

Når der tages højde for samspilseffekter mellem udbuds- og markedsforhold, vil enkelte forhold have en større overordnet effekt på business casen, herunder:

- **Elpriseksponeringen påvirker omsætningsforventningerne betydeligt og introducerer markant usikkerhed.** Prisrisikoen på det danske marked er ikke attraktiv for udviklerne, givet de øvrige projektforsættninger.
- **Den stramme tidsplan har påvirket business casen negativt fra udviklers perspektiv.** Det skyldes, at priserne på vigtige komponenter er steget voldsomt som en konsekvens af flaskehalseffekter i forsyningskæderne. Samtidig er renterne steget markant og har derfor øget lånefinansieringsomkostningerne.
- **Nettilslutning inkl. ilandføring samt forundersøgelser er også vigtige forhold,** som leder til meromkostninger og risici.

De øvrige forhold vurderes at have en begrænset indflydelse på business casens IRR.

# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

➤ 3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag


## Tre forhold har særlig stor betydning - Danmark kan her hente inspiration fra bl.a. Tyskland og England, der havde succes med at tiltrække bud i 2024

Forhold	 Danmark	 Tyskland	 England
<b>Tidsplan</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Samtidig idriftsættelse i 2030.</li> <li>• Nogle forsinkelser er tilladt under boder i op til 4 år.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sekventielle, mindre udbud, gentages årligt.</li> <li>• Årlige udbud opdelt i to runder.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• To-trins auktioner (areal og CfD) skaber mere tidsfleksibilitet.</li> <li>• Sekventielle, mindre udbud, gentages årligt.</li> </ul>
<b>Elpriseksponering</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udvikleren tager den fulde prissikringsrisiko.</li> <li>• Forventede forværrede prisudsigter i markedet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udvikleren tager den fulde prissikringsrisiko.</li> <li>• Relativt gode prisudsigter i markedet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Staten dækker i høj grad udviklernes prisrisiko.</li> <li>• Udviklerne har stadig betydelig frihed ift. omsætningsmodeller.</li> </ul>
<b>Transmission</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udviklerne ejer transmissionen.</li> <li>• Udviklerne vil være ansvarlige for installation af transmissionsforbindelsen fra parken til tilslutningspunktet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TSO ejer og står for etablering af transmission fra parken til tilslutningspunktet.</li> <li>• Udviklerne kompenseres på nettab.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udviklerne ejer transmissionen.</li> <li>• Udviklerne vil være ansvarlige for installationen af transmissionsforbindelsen fra parken til tilslutningspunktet.</li> </ul>

# De mest betydningsfulde forhold i Danmarks udbud medfører både fordele og konkrete ulemper for udviklerne


Forhold	Beskrivelse af adressering	Fordele (+) og ulemper (-) for udviklerne
Tidsplan	Parkerne i Nordsø 1 udbydes samtidig (udbud dækker areal og produktionstilladelse) med en tidsfrist på idriftsættelse i 2030. Budsmodel er stigende i takt med forsinkelse, og ved fire års forsinkelse kan staten fratage udvikleren udviklerrettighederne.	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Stigende boder muliggør op til to års forsinkelse uden store ulemper.</li> <li>- Betydelig usikkerhed i evne til at holde projektplanen.</li> <li>- Bøder for flere dele såsom byggestart og idriftsættelse betyder eskalerende konsekvenser ved forsinkelser.</li> </ul>
Elpriskonsporing	I udbuddet adresseres prisrisiko ikke. Udviklerne skal derfor selv stå for at sikre omsætning, eksempelvis igennem PPA'er eller brintproduktion, med mindre de er villige til at acceptere en relativt høj omsætningsrisiko.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Betydelig prisrisiko på udviklerne, som er svær at mitigere.</li> </ul>
Transmission	Udviklerne skal selv stå for etablering af transmission fra parken indtil tilslutningspunktet i transmissionsnettet på land. Der garanteres adgang til 1GW netkapacitet fra idriftsættelsen, men er også signaleret 400MW yderligere kapacitet senere. Derudover bærer udvikler også ansvar for dette transmissionsaktiv, hvilket inkluderer sikring af lovpligtighed samt ingen kompensation ifm. dets nedetid.	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Den udviklerdrevne model giver en vis grad af fleksibilitet, eksempelvis i brug af PtX anlæg.</li> <li>- Modellen indebærer betydelige risici for udviklere grundet høje priser og lange ventetider på transmissionsudstyr.</li> <li>- Modellen anses som relativt risikabel ift. produktionstab, da udvikler ikke kompenseres for nedetid.</li> </ul>

# De forskellige forholdstematikker adresseres anderledes i Tyskland, hvor man har formået at vedholde attraktive udvikler business cases

Forhold	 Beskrivelse af adressering	Fordele (+) og ulemper (-) for udviklerne
Tidsplan	Parker (i samlede pakker, der dækker både areal og produktionstilladelse) udbydes løbende, omkring 6-7 år før forventet idriftsættelse. Siden 2023 er parker blevet udbudt af to omgange med en mellemliggende tidsperiode. Vindere binder sig med betydelige garantier for at sikre overholdelse af projektets tidshorisont.	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Udbud af parker i mindre dele giver udviklerne mere mulighed for at lægge bud ind uden at risikere at vinde udover deres appetit.</li> <li>+ En forudsigelig, sekventiel udbudsplan over flere år er lettere at håndtere for udviklerne og for leverandører, der bedre kan udnytte deres produktionskapacitet.</li> </ul>
Elpriskonsporing	Parker udbydes i dag uden omsætningsgaranti, men udbudsmodellen for forhåndsundersøgte <sup>1</sup> parker inkluderer incitamenter til, at udviklere etablerer PPA'er til at prissikre parkerne.	<ul style="list-style-type: none"> <li>+/- Omsætningsrisiko gælder ligeledes for udviklerne, men en vigtig forskel er, at det tyske marked har betydeligt højere elpriser og efterspørgsel på PPA'er fra havvind.</li> </ul>
Transmission	<p>En TSO står for etablering af transmission til parken.</p> <p>Nedetid kompenseres fuldt ud, på nær en fast længde af tilladt nedetid til etablering og vedligehold af anlæg (under 1%).</p> <p>Nogle fremtidige parker planlægges at udbydes uden transmission (forventet at være operationelle omkring 2035).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Begrænset risiko for forsinket transmissionsetablering, da TSO har betydelig erfaring og indkøbsskala.</li> <li>+ Begrænset risiko for produktionstab, da udviklere kan ansøge om compensation.</li> <li>- Begrænset fleksibilitet og risiko for lange tidsplaner grundet forhåndsetablerede transmissions design fra Tennet.</li> </ul>

1. Under den tyske havvindslaw "WindSeeG" udbydes parker enten som forundersøgte eller ikke-forhåndsundersøgte; de to slags har forskellige udbudsregler  
Kilde: BCG analyse

# Det engelske marked har betydeligt anderledes forhold for udviklere, der kan give værdifuld inspiration ift. håndtering af bl.a. merchant risk

Forhold	 Beskrivelse af adressering	Fordele (+) og ulemper (-) for udviklerne
<b>Tidsplan</b>	<p>Engelske parker udbydes i to årlige auktionsprocesser:            1) Auktion af areal, afholdt med jordforvalteren Crown Estate og 2) Auktion for CfD<sup>1</sup> aftale, afholdt med staten.            Vundne arealer lejes for en periode på 50 år, hvor udviklerne har en betydelig frihed<sup>1</sup> til løbende at udvikle på projektet. Disse projekter kan løbende deltage i årlige CfD auktioner. Krav til idriftsættelsestidspunkt følger 6-7 år efter CfD er vundet.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Totrinsmodellen giver udviklerne en vis fleksibilitet ift. tidshorisonter, da deres vundne arealer reserveres.</li> <li>+ Udviklere kan løbende byde, da CfD auktioner holdes årligt.</li> <li>+/- Muligheden for sikring af områder før offtake-auktion betyder, at områder kan blive reserveret i mange år, før udviklingen fortsætter (potentielt ulempe for staten og andre udviklere).</li> </ul>
<b>Elpriskonsporing</b>  <i>Uddybes på side 73</i>	<p>England har i de seneste år benyttet en CfD<sup>2</sup>-model, hvori udvikleren kan sælge sin produktion på elmarkedet, og sikres en fast elpris i 15 år ved, at staten betaler forskellen, når markedsprisen er under den aftalte CfD pris. Aftalen går begge veje, så udvikler kompenserer staten ved høje markedspriser. Siden 2020 yder nye CfD'er ikke kompensation ved negative elpriser.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ CfD-modellen etablerer en høj grad af omsætnings-garanti, der anses som meget attraktiv for udvikleren der modtager den.</li> <li>+ Kontraktmodellen giver frihed til brug af eksempelvis PPA'er.</li> <li>- Prisdannelsen påvirkes kraftigt pga. overproduktion i lavpristimer og fremtidige business cases påvirkes negativt.<sup>4</sup></li> <li>- Ingen kompensation ved negative priser betyder en vis risiko.</li> </ul>
<b>Transmission</b>	<p>I den engelske OFTO<sup>3</sup>-model bygger udvikleren transmission fra parken og ind til nettilslutningspunktet, men skal frasælge denne til en anden aktør til en pris, der reguleres.             Produktionstab kompenseres ikke i OFTO-modellen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ OFTO-modellen tillader udviklere at sikre stordriftsfordele ved at kunne installere park og transmission samtidigt.</li> <li>- Modellen indebærer betydelige risici for udviklere grundet høje priser og lange ventetider på transmissionsudstyr.</li> <li>- Modellen anses som relativt risikabel ift. produktionstab, da udvikler ikke kompenseres, og den transmissionsovertagende aktør ikke har samme incitament til hurtigt at rektificere tab.</li> </ul>

1. Lejeaftalerne benytter dog stigende lejeudgifter, der skaber incitament for hurtig udvikling 2. Contract-for-Difference 3. Offshore Transmission Owner 4. Beskrevet fra et samfundsperspektiv, modsat de øvrige punkter  
 Kilde: BCG analyse



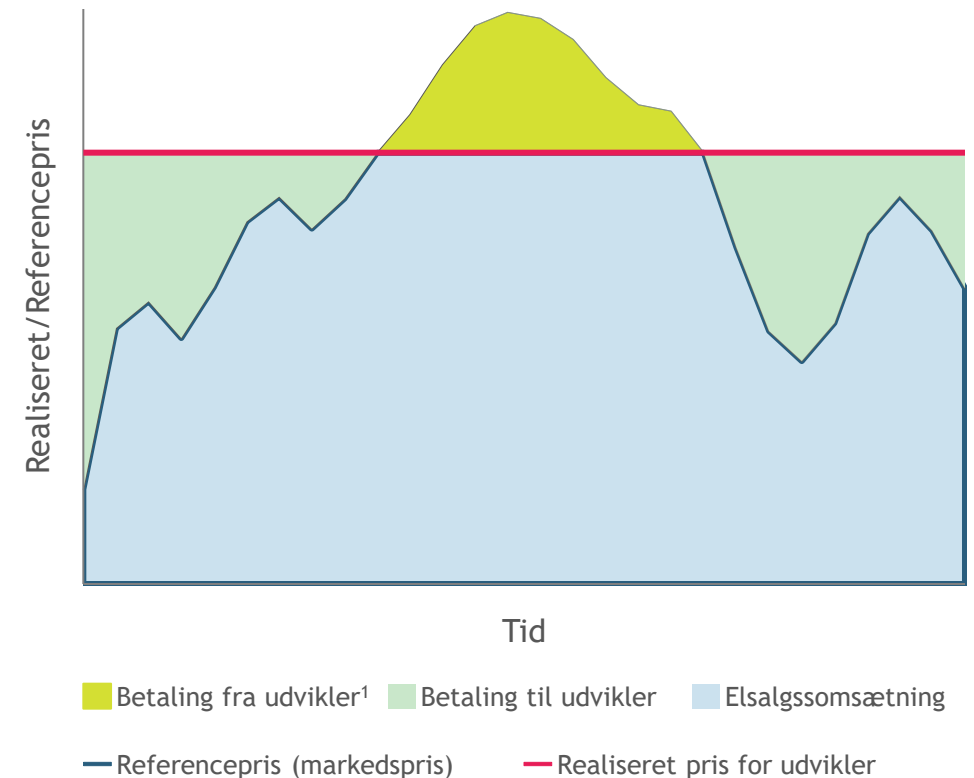
# Elpriseeksponering | I England benyttes der en to-sidet CfD, hvilket reducerer elpriseeksponeringen for udviklere

Udviklerne ser fordele i at indgå i en CfD; dog skal prisen være høj nok til at sikre rentabilitet

1. **CfD'en er attraktiv for udviklere, idet risikoen ved at gennemføre projektet sænkes betragteligt.** Udviklere får ikke blot en fast pris for produktionen men også vil have bedre finansieringsvilkår, hvilket vil bidrage til sænke omkostningerne til gennemførelse af projektet. Dertil vil afkastkravet for udviklere være lavere, grundet den lavere risiko. Dog vil CfD'en også tilgodese bestemte udviklere, da udviklerne med en lav risikopræmie på priseksponering, vil se at deres komparative fordel mindskes, såfremt en CfD tilbydes.
2. **Den reducerede pris-risiko gør alt andet lige overplanting mere attraktivt,** idet udvikler i mindre grad er eksponeret over for de lave realiserede elpriser, der ellers forventes.
3. **CfD'en er kun attraktiv, så længe prisen er høj nok til at gennemføre projektet,** da udviklere ellers vil være garanteret en pris, som vil indebære tab. Det kan være udfordrende at ramme det rette niveau, således at udviklere er interesserede i at indgå i CfD'en, uden at statsens omkostninger til denne løber løbsk.
4. **Øvrige markedsaktører<sup>1</sup> ser store ulemper ved CfD'er,** da de forvrider prisdannelsen på markedet, for etablerede og fremtidige projekter. Dertil er der en større risiko for at gøre markedet afhængigt af statsstøtte i fremtiden.

1. Ejere af eksisterende og fremtidig elproduktion der er eksponeret til markedsprisen for el  
 Note: Negative elpriser kompenseres bl.a. ikke i nylige udbud i England - her lægges ansvaret på udviklerne  
 Kilde: BCG analyse

Illustration:  
CfD'ens effekt på udviklernes realiserede pris



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

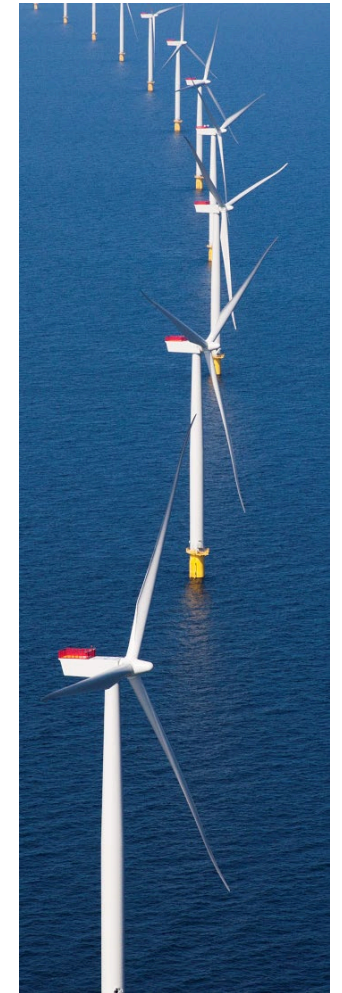
3.2. Læringer fra andre markeder

## ➤ Sektion 4: Konklusion

## Sektion 5: Bilag

## Stor usikkerhed på indtægtssiden, kombineret med begrænset fleksibilitet til at imødekomme ændrede markedsforhold, førte til manglende bud

- Udbygning af de danske havvindarealer er grundlæggende attraktivt fra et omkostningsperspektiv, men **ændringerne i markedsforhold har haft en væsentlig negativ påvirkning (-3,1 pp. IRR)** på udviklernes business cases siden udbuddet blev politisk aftalt, og forbedringer af disse forventes at have lang tidshorizont, 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.



# Indholdsfortegnelse

## Sektion 1: Baggrund for analysen

1.1. Baggrund for arbejdet

1.2. Udbuds- og markeds kontekst

## Sektion 2: Kvantificering

2.1. Basis-scenarie

2.2. Udbud- og markedsforholds effekt på business case

2.3. Prioritering af udbuds- og markedsforhold

## Sektion 3: Vurdering

3.1. Vurdering af scenarier

3.2. Læringer fra andre markeder

## Sektion 4: Konklusion

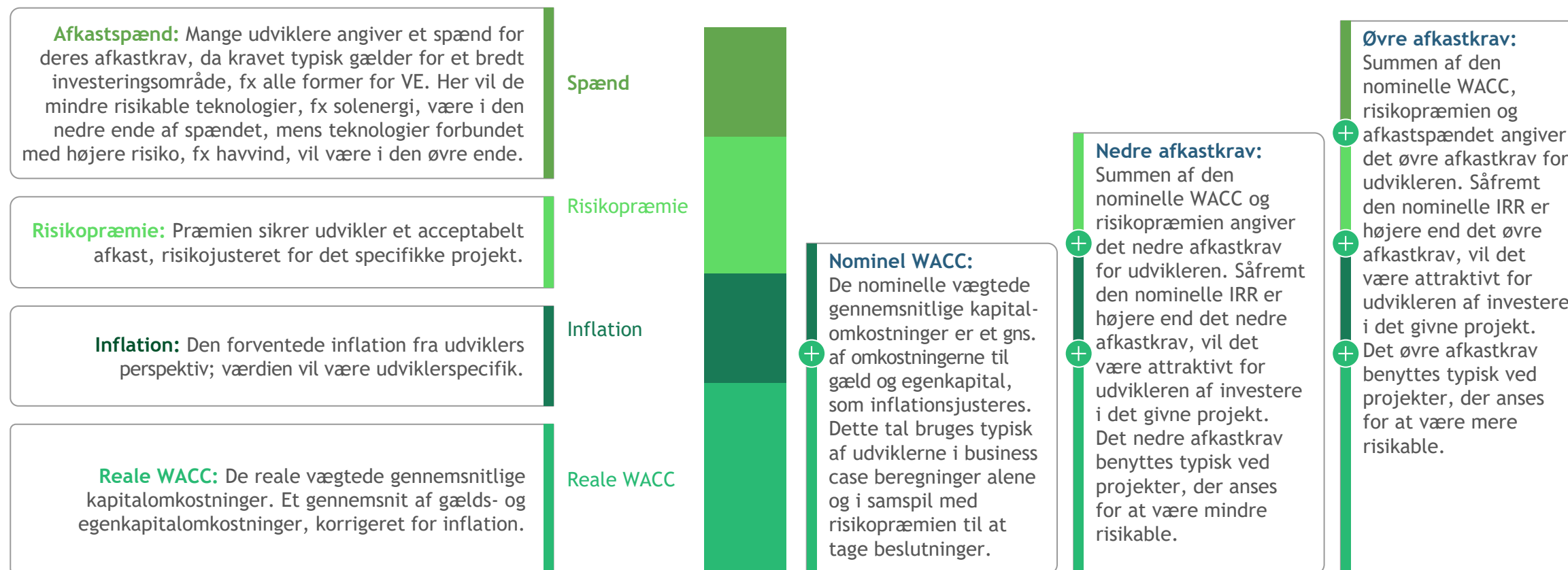
## Sektion 5: Bilag

## Centrale begreber | Analysearbejdet benytter en længere række model- og industrispecifikke begreber

Begreb	Definition
Afkastkrav	Det procentvise afkast, en investeringsmulighed skal have, før investeringsbeslutning kan tages. Se uddybning på næste side.
ASP (Average Sales Price)	Den gennemsnitlige pris, en virksomhed får for sine produkter eller tjenester i en given periode.
CAPEX	Anlægsudgifter. Udgifter forbundet med at etablere fysiske aktiver, herunder indkøb, transport og installation.
DEVEX	Udviklingsudgifter. Udgifter relateret til planlægning og udvikling af projekter, før byggeri påbegyndes.
Idriftsættelse	Tidspunktet hvor parken er etableret i sin minimumskapacitet, defineret i udbudsforholdene som 1 GW.
IRR (Internal Rate of Return)	Den interne rente. Det gennemsnitlige årlige afkast, som forventes ved at foretage en investering. Se uddybning på næste side.
LCOE (Levelling Cost of Energy)	En angivelse af den samlede pris for at producere en energienhed.
Merchant risk	Omsætningsusikkerhed forbundet med at sælge elektricitet uden faste prisaftaler, fx PPA'er.
OPEX	Driftsudgifter. Udgifter, der opstår ved drift og vedligeholdelse af anlæg.
Overplanting	At installere mere kapacitet i en park, end det lokale net er designet til at modtage.
PPA (Power Purchase Agreement)	En langsigtet aftale mellem en producent og en køber om køb af elektricitet til en fast pris.
PtX (Power-to-X)	Teknologier, der konverterer elektricitet til andre energiformer, fx brint.
TSO (Transmission System Operator)	Transmissionssystemoperatør. Virksomhed, der administrerer og vedligeholder elnettet.
WACC (Weighted Average Cost of Capital)	Det vægtede gennemsnit af omkostninger til gæld og egenkapital. Se uddybning på næste side.
Wake	Effekten af vindmøller på vindens styrke og retning bag møllen, hvilket påvirker andre vindmøllers produktion.

# Centrale begreber | Afkastkravet består af WACC og flere andre komponenter

Udviklere tager beslutninger på baggrund af et afkastkrav, som typisk angives som et spænd af nominelle værdier efter skat. Afkastkravet kan dekomponeres til den reale WACC, den forventede inflation og en risikopræmie.



Note: Udviklere angiver typisk den nominelle IRR uden gældseffekter og efter skat. I investeringsbeslutningen vurderes projektet typisk også ud fra et scenarie med gældseffekter. Udviklerne offentliggør typisk deres afkastkrav på en af to måder. Enten offentliggøres grænseværdierne for det nedre og øvre afkastkrav eller profitmarginen som skal tillægges deres nominelle WACC. Dette gøres bl.a. for at beskytte fortrolige business case antagelser

Kilde: BCG analyse

# Antagelser og usikkerheder | Basis-scenariet er opbygget med udgangspunkt i markedets perspektiv på NS1-A1 i december 2024

Emne	Antagelse (beløb i 2024-priser)	Kilde	Kommentar	Effekt på business casen	Usikkerhed
Produktion	Der opstilles 1 GW uden overplanting. Kapacitetsfaktoren antages at være 55% og opptiden 99%.	4C Offshore, Aegir Insights, udviklere	Overplanting benyttes ifm. brint-scenariet men vurderes ikke afgørende i en elektron-fokuseret business case pga. manglende afsætningsmuligheder.		
Realiseret elpris	Den realiserede elpris fastsættes til at være 410 DKK/MWh reelt. Der anvendes en PPA med 25% rabat på 70% af produktionen i 30 år. Elprisen øges 5% fra 2040 og derefter.	Udviklere, BCG	Udviklerne har yderst forskellige perspektiver på de fremtidige realiserede elpriser. Værdien i modellen benyttes til at kalibrere niveauet for den ikke-belånte IRR, men følsomhedsanalyser foretages i proprietære modeller. PPA-rabatten vurderes at være et konservativt skøn, men prissætningen er usikker, givet det lave antal PPA'er, der indgår i DK1. Elprisen er bestemt ud fra en kalibrering fra anerkendte 3.partsleverandører af prisestimer samt dialog med udviklere.		
Tidsplan	Der antages idriftsættelse af havvindparken ultimo 2030 med 30 års drift.	Aegir Insights, 4C Offshore, WM <sup>1</sup> , udviklere	Udviklerne har indikeret at tidsplanen er stram men mulig, hvilket reflekteres i business casen. Udviklings- og anlægsperioderne antages hver at vare 3 år.		
DEVEX	Samlet DEVEX antages at være ca. 850 mio. kr.; ud af disse er de 547 mio. kr. fra Energinets undersøgelse.	Aegir Insights, 4C Offshore, WM <sup>1</sup> , udviklere	Der forventes at være behov for yderligere undersøgelser end leveret af Energinet. Generelt har udviklerne en præference for at udføre deres egne undersøgelser, da de har specifikke opmærksomhedspunkter.		
CAPEX	Samlet CAPEX antages at være ca. 22,4 mia. kr., hvoraf 1,4 mia. kr. betales allerede i 2025 ifm. turbinebestillinger.	Aegir Insights, 4C Offshore, WM <sup>1</sup> , udviklere	Der vil være variationer blandt udviklerne ift. CAPEX-niveauet, bl.a. grundet stordriftsfordele, leverandørrelationer og specifikke designvalg ifm. udviklingen af havvindparken. Dertil modtager udviklerne ikke endelige tilbud fra leverandørerne, men udelukkende indikationer på prisniveauer.		
OPEX	Årlig OPEX antages at være ca. 365 mio. kr. og stiger med inflationen over anlæggets levetid.	Aegir Insights, 4C Offshore, WM <sup>1</sup> , udviklere	Det forventes, at driftsudgifterne til havvindparken generelt vil være lettere stigende over levetiden. Effekten af øget effektivitet ifm. vedligehold opvejer hverken det inflationære pres eller det voksende behov for vedligehold i takt med at havvindparken ældes.		
Inflation	Den forventede inflation fastsættes til 2% p.a., på baggrund af centralbankernes langsigtede forventninger.	ECB, udviklere, investeringsbanker	Generelt forventes nogle udsving i inflationsniveauet - og dermed også det generelle renteniveau. Udviklerne tager udgangspunkt i et niveau, der ligger op ad den øvrige markedsforsventning.		

1. Wood Mackenzie

Note: Havvindparken afskrives lineært over 20 år fra idriftsættelsestidspunktet

Kilde: BCG



Lav



Høj

# Modelbeskrivelse | Modellen er en let forenklet version af udviklernes tilgang

## Principper for modelleringen

Formålet med modellen er at **belyse business casen for NS1-A1 ud fra en IRR-baseret tilgang**. Det har været fokus at kunne **sammenligne alt-andet-lige effekter** ud fra enkelte udbuds- og markedsforhold. Dette metodiske valg har medført enkelte kompromiser ift. hvis formålet udelukkende havde været at belyse det absolutte IRR-niveau for business casen.

På grund af projektets komprimerede tidsplan er det blevet **fravalgt at vurdere effekten af overplanting i den excel-baserede model**, da dette ville have medført en høj grad af kompleksitet. Beregning af overplanting **kræver således mere sofistikerede værktøjer** for at kunne give valide estimater. Her har BCG i stedet benyttet proprietære værktøjer som datakilde.

1. Angivet for hver fase på foregående side  
Kilde: BCG analyse

## Simplificerende antagelser og forskelle til udvikleres tilgang

**Prisperspektiv:** Modellen benytter en simpel prismodel i basis-scenariet. Dette skyldes primært to faktorer. For det første **benyttes basis-scenariet til at belyse omkostningseffekter** fra hhv. udbuds- og markedsforhold, hvilket mindsker relevansen af forskellige prisscenarier. For det andet giver den simple prismodel et tilstrækkeligt fundament for analysen ift. at påvise den relative effekt af hvert enkelt forhold. Den simple prismodel er blevet valideret med prisprognoser fra anerkendte leverandører samt kvalitetssikret af en række udviklere.

**Omkostnings- og tidsaspekter:** Modellen opdeler projektet i fire faser: Udvikling, anlæg, drift og dekommissionering. For hver af **faserne fordeles omkostningerne<sup>1</sup> ligeligt ud over antallet af år** i den pågældende fase. Der er dog enkelte undtagelser, som fx Energinets forundersøgelse og forudbetalingen af havvindmøllerne. For udviklere er den egentlige udgiftsfordeling generelt spredt nogenlunde ligeligt ud over hver periode, men specielt for anlægsomkostninger vil granulariteten af betalingstidspunkterne være højere end det som er anvendt her.

**Finansiering og beskatning:** Modellen har en simpel finansieringstilgang, hvor egenkapital benyttes, og der derefter optages tilstrækkelig gæld til at opfylde finansieringsbehovet ud fra en forhåndsbestemt gæld/egenkapital-ratio. Der foretages en **simpel lineær afskrivning af aktiverne**, og der medtages ikke skatterabatter i forbindelse med rentebetalinger. Disse simplificeringer skyldes store forskelle udviklerne imellem, samt at **gældsstrukturen i modellen udelukkende benyttes til at belyse renteforholdet og ikke påvirker de øvrige konklusioner**.

**Risikotilgang:** Modellen er deterministisk, og giver dermed et punkttestimat for business casen. Udviklere vil i praksis i højere grad vil benytte sig af en stokastisk tilgang, hvilket giver en statistisk fordeling af mulige udfald for bedre at belyse risici forbundet med projektet.

BCG vurderer, at modellen er forsvarlig ift. at belyse de analyserede udbuds- og markedsforhold, men påpeger at en yderligere præcisering ved at adressere de ovenstående forhold er mulig. Modellen er ikke tilstrækkelig til at belyse eventuelle støttebehov i forbindelse med fremtidige udbud.



# Disclaimer

The services and materials provided by Boston Consulting Group (BCG) are subject to BCG's Standard Terms (a copy of which is available upon request) or such other agreement as may have been previously executed by BCG. BCG does not provide legal, accounting, or tax advice. The Client is responsible for obtaining independent advice concerning these matters. This advice may affect the guidance given by BCG. Further, BCG has made no undertaking to update these materials after the date hereof, notwithstanding that such information may become outdated or inaccurate.

The materials contained in this presentation are designed for the sole use by the board of directors or senior management of the Client and solely for the limited purposes described in the presentation. The materials shall not be copied or given to any person or entity other than the Client ("Third Party") without the prior written consent of BCG. These materials serve only as the focus for discussion; they are incomplete without the accompanying oral commentary and may not be relied on as a stand-alone document. Further, Third Parties may not, and it is unreasonable for any Third Party to, rely on these materials for any purpose whatsoever. To the fullest extent permitted by law (and except to the extent otherwise agreed in a signed writing by BCG), BCG shall have no liability whatsoever to any Third Party, and any Third Party hereby waives any rights and claims it may have at any time against BCG with regard to the services, this presentation, or other materials, including the accuracy or completeness thereof. Receipt and review of this document shall be deemed agreement with and consideration for the foregoing.

BCG does not provide fairness opinions or valuations of market transactions, and these materials should not be relied on or construed as such. Further, the financial evaluations, projected market and financial information, and conclusions contained in these materials are based upon standard valuation methodologies, are not definitive forecasts, and are not guaranteed by BCG. BCG has used public and/or confidential data and assumptions provided to BCG by the Client. BCG has not independently verified the data and assumptions used in these analyses. Changes in the underlying data or operating assumptions will clearly impact the analyses and conclusions.



[bcg.com](https://www.bcg.com)