

A high-angle, close-up photograph of an offshore wind turbine's nacelle and three blades extending over a churning, deep blue ocean. The water is turbulent with white foam from the waves. The turbine is white and modern in design.

Analyse af

# investeringsklimaet for havvind i Danmark

# Ledelsesresumé

**Denne rapport er udarbejdet af PwC for Partnerskab for havvind. Rapportens analyse, herunder anvendte forudsætninger og resultater, er udarbejdet af PwC på baggrund af research, interviews med relevante markedsaktører og PwC's erfaringer med investeringscases inden for havvind. Analysens investeringscase er endvidere kvalitetssikret af markedsaktører.**

Danmark har store ambitioner for udbygning af havvind. I maj 2023 blev der indgået en politisk aftale om udbudsrammerne for i alt 9 GW havvind placeret i henholdsvis Nordsøen, Kattegat og Østersøen med realisering i 2029 og 2030, og i april 2024 blev der åbnet for udbuddet af de første 6 GW. I tillæg til de totale 9 GW gives der i udbudsrammerne mulighed for overplanting, der potentielt kan øge de kommende havvindparker kapacitet til 14 GW eller mere. Endelig er der politiske ambitioner om et udbud til Energjø Nordsø. Udbygning af Danmarks havvindkapacitet er afgørende for at understøtte et fremtidigt større nettoforbrug af grøn strøm til privat forbrug, industri- og PtX-produktion. Grøn strøm fra havvind skal fx forsyne fremtidens udbygning af dansk brintproduktion, og Danmarks fremtid som brinteksportør afhænger derfor i høj grad af, at der investeres massivt i udbygningen af dansk havvind.

Samtidig har flere grundlæggende investeringsvilkår de seneste år været under forandring. Efter en lang periode præget af stabilitet har markedet i de seneste år berettet om stigende materialepriser, højere renter og større usikkerhed om bl.a. regulatoriske rammer, elpriser og kapacitet i forsyningskæden.

For at undersøge hvordan disse ændrede forhold påvirker investeringsklimaet for havvind, har vi lavet en analyse af, hvilke udfordringer havvindbranchen står over for, og hvordan investeringscasen for havvind ser ud i det nuværende investeringsklima. Analysen er baseret på omfattende research, interviews med relevante markedsaktører samt analyse af en typisk investeringscase for en 1 GW havvindpark med realisering i 2030 og tre supplerende investerings-scenarier for havvind.

På baggrund af analysearbejdet har vi identificeret de største udfordringer i havvindbranchen lige nu og undersøgt, hvilken effekt de har på investeringscasen for havvind. Investeringscasen for havvind afhænger i store træk af seks nøglevariable: 1) elpris og aftag, 2) produktion, 3) opex, 4) capex, 5) skattelandskab og 6) finansiering. Resultaterne af vores analyse viser, at særligt tre af de nøglevariable, der er centrale i en investeringscase for havvind, er stærkt påvirkede af en række faktorer i det nuværende investeringsklima:

## Hovedkonklusioner

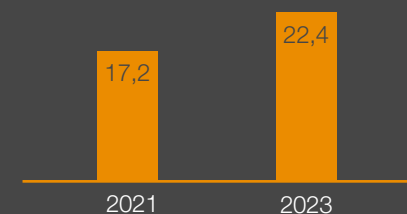
1

Under de nuværende **investeringsvilkår** indikerer analysens resultater, at det er **svært at få en positiv investeringscase** for havvindprojekter.

2

Prisen på **1 GW havvind** er over de seneste to år **steget med ca. 30 %**, svarende til ca. 5,2 mia. kr.

Capex 1 GW, mia. kr.



3

**Kun i et best case-scenarie** for udvikling i elprisen, ved rentefald eller ved markant reduceret capex **er der plads til koncessionsbetalinger** på havvindprojekter.



# >> Ledelsesresumé

- Capex: For det første indebærer markedsaktørernes forventninger om fremtidige kapacitetsbegrænsninger og risiko for flaskehalse samt fordyrelser i forsyningskæden, at capex får et højere niveau i investeringscasen end tidligere, og at der er risiko for forsinket idriftsættelse.
- Finansiering: For det andet udfordres finansiering af havvindmølleparker af ændrede vilkår, hvor højere renter og omkostninger koblet med et øget risikobillede og lange gennemførelsestider på havvindprojekterne øger investorerne afkastkrav i havvindprojekter, hvilket fordyrer projekterne.
- Elpriser og aftag: For det tredje påvirkes forventningerne til indtægter fra havvind af usikkerhed om den fremtidige elpris og usikkerhed om fremtidige muligheder for at afsætte havvindparkernes producerede strøm. Det nuværende spænd for den forventede fremtidige elpris er bredt.

For blot to år siden var billedet et andet. Vores beregninger viser, at en pulje af havvindprojekter på 9 GW (svarende til de kommende danske udbud) i dag er blevet ca. 46,4 mia. kr. dyrere end samme mængde havvind i 2021, udelukkende set i forhold til ændringer i capex. Målt i installerede GW kan vi med de nuværende capex-priser bygge ca. 30 % mindre havvind i dag end i 2021 for samme investering. Det svarer til, at vi stedet for at etablere 9 GW havvind for 155 mia. kr., svarende til capex-niveauet i 2021, i dag vil kunne etablere 7 GW havvind for samme pris.

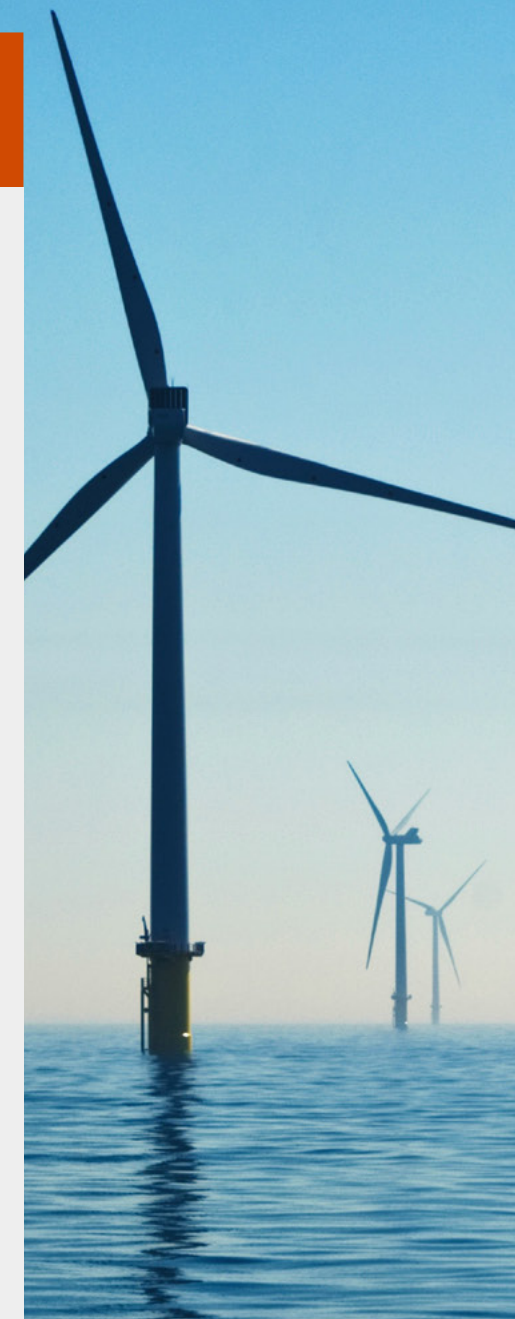
Samlet set peger analysen på, at det med de nuværende investeringsvilkår er svært at få en positiv investeringscase for havvindprojekter, medmindre de faktorer, der påvirker investeringscasen, ændrer sig substantielt.

For at illustrere effekten af de identificerede faktorer på investeringscasen for havvind har vi opstillet en basisinvesteringsscene, der illustrerer en typisk investeringscase for en 1 GW-havvindpark. Vi har derudover opstillet tre yderligere

investerings-scenarier, hvor vi undersøger effekten på basis-scenariet ved forskellige simuleringer af de identificerede centrale faktorer. Konkret undersøger vi tre scenarier, hvor der justeres på henholdsvis 1) forsinkelser i forsyningskæden og ændret capex, 2) ændringer i afkastkrav og 3) offtake-risiko på markedspriser.

Resultaterne fra basiscasen og de tre scenarier indikerer, at investeringscasen for havvind er udfordret i det nuværende investeringsklima. Basiscasen, der er baseret på de nuværende investeringsforhold og de seneste fremskrivninger af elmarkedet, viser et negativt resultat med en projektværdi på -3,2 mia. kr. for 1 GW havvind. Hvis nogen af de negative faktorer, der bl.a. tages højde for i scenarie 1-3, indtræffer, bliver projektværdien endnu mere negativ. Kun hvis Energinets "best case"-fremskrivning for udviklingen i elpriser realiseres, hvis afkastkravet reduceres fx pga. faldende renter, eller der sker en markant reduktion af capex, hænger investeringscasen sammen og har en positiv projektværdi. Resultaterne indikerer dermed, at kun i det tilfælde, hvor "best case"-fremskrivningen af elprisen, lavere afkastkrav eller lavere capex er gældende, og ingen af de øvrige usikkerheder, vi har analyseret, indtræffer, vil kommende bydere på de planlagte danske havvindparker anse de danske udbud som attraktive. Dette kan have en afsmittende effekt på koncessionsbetalinger fremadrettet. Dertil indikerer resultaterne, at investeringer i havvind for nuværende kan være for risikofyldt for især institutionelle investorer.

Investeringscasen for havvind har dog ikke altid været så udfordret. For blot få år siden i 2021 var casen væsentligt mere positiv, og det varierer således over tid, hvorvidt investeringsvilkårene er gunstige eller ej. For nuværende er den overvejende tendens imidlertid, at kombinationen af massiv samtidig udbygning, usikkerhed om forsyningskæden, høje renter og materialepriser samt usikkerhed om elpriser gør det udfordrende at få en investeringscase til at hænge sammen.



## >> Ledelsesresumé

	Beskrivelse af investeringsscenarie	Projektværdi	Intern rente (ugearet IRR)
<b>Basiscase</b>	Typisk investeringscase for en 1 GW havvindpark i det nuværende investeringsklima for havvind i Danmark. Antagelse om 1 GW med realisering i 2030, standardlevetid på 30 år, Energinets "base case"-fremskrivning af elprisen og markedskonforme forudsætninger baseret på vurderinger fra centrale marked-saktører.	-3,2 mia. kr.	4,8 %
<b>Scenarie 1: Forsinkelser og forhøjet capex</b>	Forsinket idriftsættelse af projekter og forhøjet capex som følge af pres på forsyningskæder og stigende materialepriser samt lavere capex end forventet. Konkret regnes på henholdsvis ét års forsinkelse af projektet og forhøjet capex med 20 % samt reduceret capex med -20 %.	+1 år og +20 % capex: -7,7 mia. kr.	3,4 %
		-20 % capex: 1 mia. kr.	6,4 %
<b>Scenarie 2: Ændringer i afkastkrav</b>	Flere faktorer har påvirket havvindprojekters risikoprofil og dermed afkastkrav, herunder bl.a. usikkerhed i det regulatoriske miljø og infrastruktur, højere renter og usikkerhed om elpris. Scenarie 2 undersøger konsekvensen af ændret afkastkrav fra 6 % til henholdsvis 4% og 8 %.	Afkastkrav 4 %: 2,4 mia. kr. Afkastkrav 6 %: -3,2 mia. kr. Afkastkrav 8 %: -6,8 mia. kr.	4,8 % 4,8 % 4,8 %
<b>Scenarie 3: Offtake-risiko på markedspriser</b>	Usikkerhed om fremtidig elpris og sikkerhed for aftag af den producerede strøm. Konkret regnes på to variationer i elprisen, så den følger Energinets "best case"- og "worst case"-fremskrivninger, samt variation i andelen af produceret strøm, der afsættes gennem PPA'er.	"Worst case"-elpris: -3,7 mia. kr. "Best case"-elpris: 5,6 mia. kr.	4,6 % 7,9 %
<b>Basiscase 2021</b>	Med udgangspunkt i basiscasen ændres der på forudsætningerne for henholdsvis capex, forventninger til markedsprisen for el og afkastkravet, så de stemmer overens med niveauerne fra 2021.	10,1 mia. kr.	7,5 %





# Indhold

- 1 Danske ambitioner for havvind**
- 2 Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind
- 3 Faktorer, der påvirker investeringsklimaet
- 4 Praktiske implikationer for investering i havvind
- 5 Anvendt metode og datagrundlag

# Danske ambitioner for havvind

### Udbygningen af den danske havvindkapacitet udgør en central forudsætning for indfrielse af vores nationale klimamål.

Danmark har udmeldt ambitiøse mål for grøn omstilling. I 2030 skal Danmark have reduceret drivhusgasudledningen med 70 % i forhold til niveauet i 1990, og i 2050 skal Danmark opnå klimaneutralitet, svarende til at der ikke udledes flere drivhusgasser, end der optages. Et centralt element i indfrielse af klimamålene er omstilling af energisystemet, hvor energiproduktion fra vedvarende energikilder og grønne brændsler skal understøtte et langt mere fossilfrit samfund.

For at øge produktionen fra vedvarende energi blev der i maj 2023 indgået en politisk aftale om udbudsrammerne for i alt 9 GW havvind, placeret i henholdsvis Nordsøen, Kattegat og Østersøen og med etablering i 2029 og 2030, og i april 2024 blev der åbnet for udbuddet af de første 6 GW.<sup>1</sup> I tillæg til de 9 GW gives der i udbudsrammerne mulighed for overplanting, der potentielt kan øge de kommende havvindparker kapacitet væsentligt.<sup>2</sup> Dertil har regeringen ambitioner om endnu et udbud i forbindelse med Energiø Nordsø på op til 10 GW. Til sammenligning er Danmarks samlede havvindkapacitet i dag 2,3 GW.<sup>3</sup>

#### Store planer for udbygning i danske farvande

De danske planer for udbygning af havvind omfatter både Østersøen, Nordsøen og Kattegat.

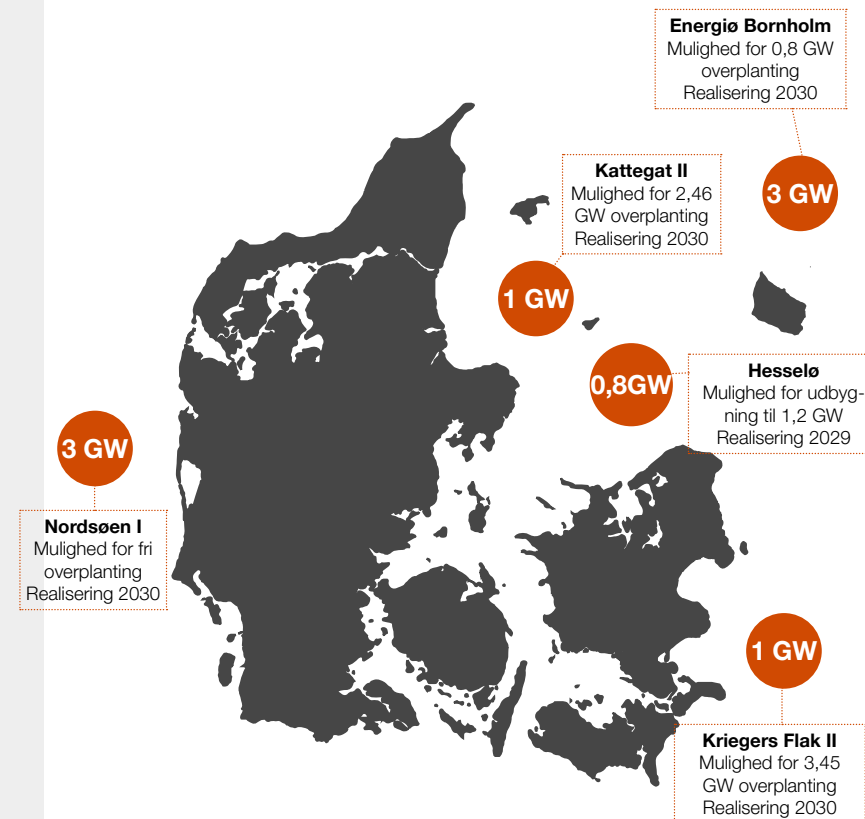
De danske planer i Østersøen rummer for nuværende et planlagt udbud af 3 GW havvind i forbindelse med Energiø Bornholm samt et åbnet udbud af 1 GW havvind i forbindelse med Kriegers Flak II, begge med mulighed for overplanting.

I Nordsøen er ambitionsniveauet også højt. Udbuddet af tre parker af hver 1 GW ved Nordsøen I skal sikre installationen af minimum 3 GW, og dertil har regeringen fortsat ambitioner om Energiø Nordsø, der potentielt skal kunne producere 10 GW i 2040.<sup>4</sup>

Endelig er to udbud åbnet i Kattegat af henholdsvis 0,8-1,2 GW havvind ved Hesselø med idriftsættelse i 2029 og minimum 1 GW ved Kattegat II med idriftsættelse i 2030.<sup>5</sup>

#### Investeringsvilkår for havvind er afgørende

Hvis de ambitiøse planer for udbygning af havvind i Danmark skal realiseres, skal der i de kommende år igangsættes investeringer i milliardklassen. Denne rapport udforsker investeringsklimaet for havvind i Danmark og gennemgår centrale faktorer med betydning for investeringsklimaet, aktuelle udfordringer for VE-investorer og -udviklere samt de praktiske implikationer for investeringer, illustreret i en case. Endelig præsenteres refleksioner over perspektiver for et mere gunstigt investeringsklima i Danmark.



## 1. Danske ambitioner for havvind

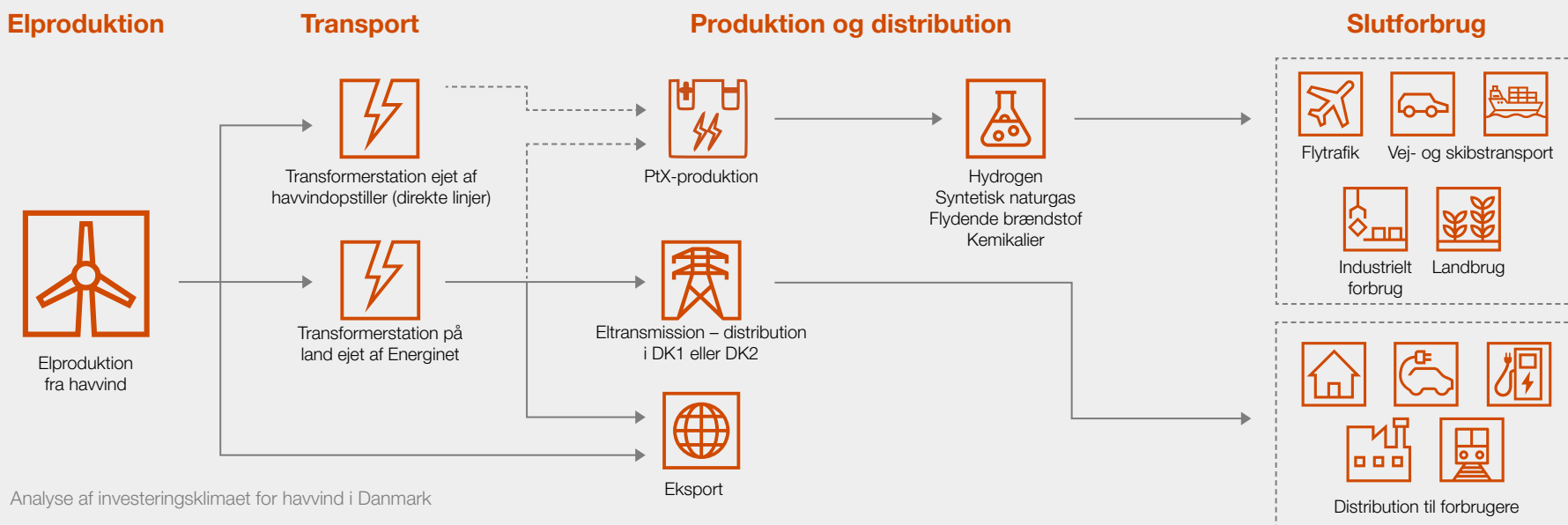
# Havvinds rolle i den samlede værdikæde

**Elproduktion fra havvind er en del af en samlet værdikæde, som skal sikre vedvarende energikilder og grønne brændsler til en lang række slutbrugere, og som forventes at skabe nye jobs i Danmark.**

Elproduktion fra havvind spiller en central rolle i værdikæden for grøn omstilling i Danmark. Havvindmøllernes producerede strøm kan ledes direkte ind i Danmarks elnet og give private og erhvervsforbrugere adgang til grøn strøm. På sigt forventes havvindmøller også at levere grøn strøm til PtX-produktion af fx brint, ammoniak og metanol, der kan bidrage til den grønne omstilling af flytrafik, vejtransport og skibstransport. Endelig kan danske havvindmøller bidrage til Europas grønne omstilling ved eksport af den producerede strøm.

I tillæg til at understøtte Danmarks grønne omstilling bidrager udbygning af havvind også til danske arbejdspladser i hele værdikæden. I en rapport udarbejdet af COWI i november 2023 anslås det, at udbygningen af havvind vil skabe et merbehov for arbejdskraft på næsten 90.000 årsværk, alene i perioden 2023-2035, gennem direkte og indirekte beskæftigelseseffekter. Dertil anslås det, at udbygningen af PtX-produktion i samme periode skaber et merbehov for arbejdskraft på ca. 50.000 årsværk gennem direkte og indirekte beskæftigelseseffekter.<sup>6</sup>

Figur 2: Værdikæden for elproduktion fra havvind



## 1. Danske ambitioner for havvind

# Understøttelse af vækst i efterspørgsel på el og brint

**Elproduktion fra havvind skal understøtte en forventet vækst i det samlede nettoforbrug af el på 447 % frem mod 2050 og udgøre ca. 47 % af den samlede VE-kapacitet i 2050.**

Udbygningen af den danske havvindkapacitet skal understøtte et langt større nettoforbrug af grøn el i Danmark, men også eksport af el til vores nabolande.

### Voksende elforbrug frem mod 2050

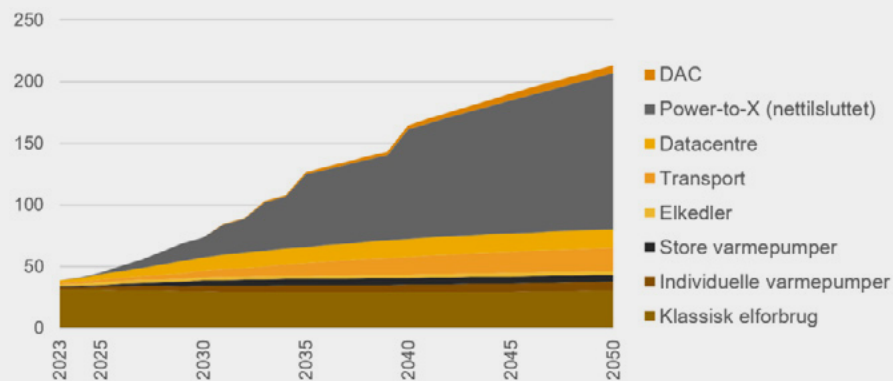
Ifølge Energistyrelsens seneste fremskrivninger af Danmarks el-forbrug forventes det nuværende elforbrug at være mere end firdoblet i 2050, så det samlede forventede nettoforbrug stiger til 213,5 TWh.<sup>7</sup> Heraf udgør det forventede elforbrug til PtX en voksende andel af det samlede elforbrug gennem hele perioden, og i 2050 udgør det forventede elforbrug til den del af PtX-produktionen, der antages tilsluttet det kollektive elnet, 126,7 TWh, svarende til mere end halvdelen af det forventede samlede forbrug. I tillæg hertil forventes PtX etableret som offshore brintmøller, hvilket ikke indgår i fremskrivningen.<sup>8</sup>

En stor del af det forventede elforbrug skal dækkes gennem udbygning af havvind. Konkret forventes Danmarks samlede havvindkapacitet at nå næsten 45 GW i 2050. Til sammenligning forventes Danmarks samlede landvindkapacitet "kun" at nå et samlet niveau på ca. 6 GW i 2050.<sup>9</sup>

### Grøn strøm skal forsyne PtX-produktion

I de kommende årtier forventes en markant vækst i markedet for PtX, og i Danmark er 21 brint- og

**Figur 3: Samlet nettoforbrug af el i Danmark (TWh)**



Note: Samlet nettoforbrug af el (TWh). Dvs. eksklusive tab i nettet på ca. 7 %.  
Kilde: Energistyrelsen 2023<sup>13</sup>

PtX-projekter allerede annonceret med en samlet elektrolysekapacitet på 6+ GW i 2030. Brintbranchen vurderer, at Danmark har potentiale for at øge sit kapacitetsmål endnu mere og realisere 10 GW elektrolysekapacitet i 2030.<sup>10</sup> Slutproduktet i de annoncerede PtX-projekter frem mod 2030 forventes primært at være brint, men også ammoniak, metanol, jettfuel (sustainable aviation fuel) og metan forventes produceret.



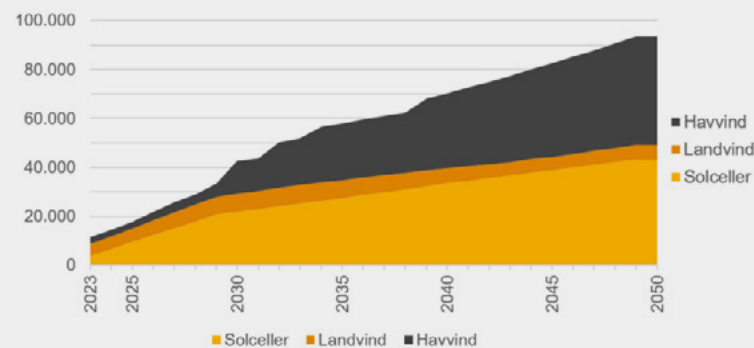


## 1. Danske ambitioner for havvind

# » Understøttelse af vækst i efterspørgsel på el og brint

På sigt forventes Danmarks PtX-produktion primært at blive forsynet af grøn strøm fra havvind.<sup>11</sup> Udbygningen af Danmarks nuværende havvindkapacitet spiller dermed en central rolle for den fremtidige udbygning af PtX-produktionen. I Energistyrelsens seneste fremskrivninger for PtX-produktion og -anvendelse i Danmark antages det, at dansk produktion af brint og PtX-brændsler på sigt vil være større end det danske forbrug, og at Danmark i fremtiden vil være nettoeksportør af PtX-brændstoffer. Det forventede elforbrug til elektrolyse er således 12 TWh til indenrigsforbrug, 4 TWh til udenlandsk transport og 8 TWh til nettoeksport i 2030. I 2050 forventes elforbruget til elektrolyse at stige til 30, 60 og 65 TWh for henholdsvis indenrigsforbrug, udenlandsk transport og nettoeksport.<sup>12</sup>

Figur 4: Sammensætning af VE-kapaciteter i Danmark (MW)



Kilde: Energistyrelsen 2023<sup>14</sup>

## 1. Danske ambitioner for havvind

# Ændringer i investeringsvilkår for havvind

### Ustabile renteniveauer og usikkerhed om den fremtidige elpris udfordrer investeringer i havvind både i og uden for Danmark.

Det er en forudsætning for udvidelse af havvindkapaciteten, at investorer og udviklere er villige til at investere i de enkelte havvindprojekter – herunder at investorer efter afvejning af afkast og risici finder det attraktivt og sikkert at finansiere projektudvikling, opsætning og drift af havvindparkerne. Efter en lang periode præget af stabilitet har flere grundlæggende investeringsvilkår de seneste år imidlertid været under forandring. Dertil står vi i dag i en anden verdenssituation, hvor flere internationale samfundsbegivenheder i de seneste år såsom krigen i Ukraine, COVID-19-krisen og nu stigende geopolitiske spændinger har en betydelig effekt på investeringsklimaet.

#### Ustabilitet i renteniveauer

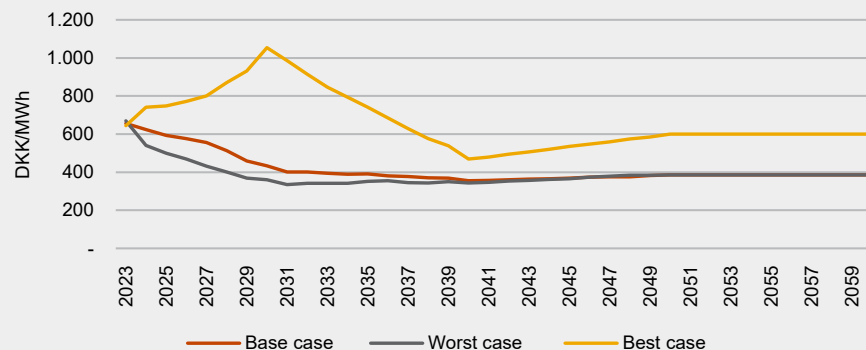
Bankernes gennemsnitlige udlånsrente til danske erhvervsvirksomheder har været under forandring i de seneste to år. Efter at have været støt faldende i flere år er renten steget kraftigt i løbet af 2022 og 2023. Renten på en tiårig dansk statsobligation er således gået fra at være negativ i 2020 til i dag at nærme sig 3 %, jf. figur 5. I perioden maj 2022 til maj 2023 steg den gennemsnitlige udlånsrente for virksomheder desuden med næsten 3,5 %-point, og i december 2022 oversteg den 4 % for første gang siden 2014.<sup>15 16</sup>

Figur 5: Tiårig dansk statsobligation



Kilde: Capital IQ

Figur 6: Udfaldsrum for forventninger til den fremtidige elpris



Kilde: Energinet<sup>20</sup>



# » Ændringer i investeringsvilkår for havvind

### Ustabile inflationsniveauer og stigende materialepriser udfordrer investeringer i havvind både i og uden for Danmark.

#### Ustabilitet i inflationsniveauer og stigende materialepriser

Samtidig har branchen berettet om markante omkostningsstigninger de seneste år, hvor vindmølleproducenter bl.a. har oplevet kraftigt stigende priser på råvarer og komponenter.<sup>21 22</sup> Fx steg prisen på stål med ca. 180 % fra 2020 til 2021<sup>23</sup>, og prisen på magneter steg ca. 25 % i samme periode<sup>24</sup> – og selvom prisen for begge materialer efterfølgende er faldet lidt igen, beretter havvindopstillere fortsat om omkostningsstigninger på op mod 40 % i forhold til for blot få år tilbage.

I samme periode er det generelle prisniveau steget – med betydelig indvirkning for bl.a. produktions- og timeomkostninger i havvindbranchen. Efter i de seneste ti år at have ligget på ca. 0-2 % (målt ved HICP år-til-år) toppede inflationen i Danmark i oktober 2022 med 11,4 % og lå i april 2023 på 5,6 %<sup>25 26</sup> – og selvom inflationen er faldende, har prisstigningerne bidt sig fast.

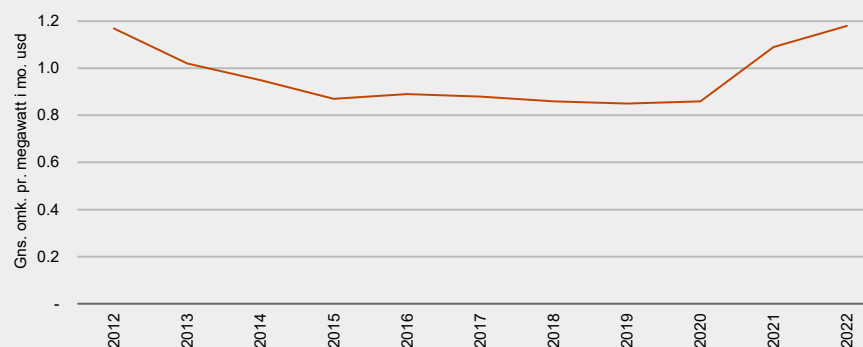
Dertil er den industrielle værdikæde i Danmark og resten af Europa presset af øgede omkostninger (inflation), høj efterspørgsel og konkurrence fra bl.a. Kina. Som det ses i figur 7, der viser udviklingen i prisen på en vindturbine, steg prisen voldsomt i 2021 og 2022 efter at have ligget på et stabilt niveau i en lang årrække. Effekten af forøgede omkostninger til produktion af vindmøller, fundamenter og andre dele, der indgår i en havvindmøllepark, skaber ringe i vandet, hvilke potentielt vil kunne give udfordringer med at investere i og skalere produktionen i et tempo, der kan imødekomme de politiske ambitioner på havvindområdet. Det bemærkes samtidig, at der ikke er indikationer på markante fald i stål- og jernpriser i den nærmeste fremtid, hvilket er et af de centrale omkostningselementer i produktionen af havvindmøller. Baseret på input fra centrale markedsaktører vurderer PwC, at

der samlet set ikke umiddelbart er udsigt til, at markedet vender tilbage til de niveauer, vi har set tidligere, men snarere at branchen må indstille sig på et generelt højere omkostningsniveau.

For at imødekomme udfordringer i forsyningskæden vedtog EU i september 2023 "European Wind Power Action Plan", der har til formål at støtte europæiske virksomheder i vindsektoren ved at opfordre til konkret handling på seks områder, bl.a. forudsigelighed, hurtigere tilladelsesprocesser, udbudsdesign og adgang til finansiering. Dertil forbereder EU en kommende "EU Grid Action Plan", der skal understøtte udbygningen af elnettet. Der er dog fortsat betydelige usikkerheder for markedet.

Alt i alt er der en risiko for, at ændringerne i rente- og omkostningsniveauerne samt usikkerhed om den fremtidige elpris gør investeringer i dansk havvind mindre attraktive.

Figur 7: Udvikling i prisen på en vindturbine



Kilde: GlobalData



# Indhold

- 1 Danske ambitioner for havvind
- 2 Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind**
- 3 Faktorer, der påvirker investeringsklimaet
- 4 Praktiske implikationer for investering i havvind
- 5 Anvendt metode og datagrundlag

## 2. Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind

# Europæiske ambitioner om udbygning af havvind

**Danmark står ikke alene med ambitiøse mål for udbygning af havvind, idet der i omkringliggende europæiske lande og USA er planlagt massiv udbygning af havvindkapaciteten i de kommende år.**

Danmarks mål om stor udbygning af havvind står ikke alene. De kumulative mål for havvindkapacitet i EU var i januar 2023 på 109-112 GW i 2030, 215-248 GW i 2040 og hele 281-354 GW i 2050<sup>27</sup>, og siden da er målene blevet hævet yderligere i bl.a. Nordsøen med Ostend-deklarationen fra april 2023, hvor også Storbritannien er blandt underskriverne. I de seneste år har der været fart på udviklingen, og EU's totale installerede havvindkapacitet er på to år blevet fordoblet fra 14,6 GW i 2021<sup>28</sup> til 32 GW i dag.<sup>29</sup>

På trods af fordoblingen i de seneste år, er der dog fortsat brug for massiv og relativt hurtig udbygning, hvis de kumulative EU-mål for havvindkapacitet skal nås. Hvis de kumulative mål for 2030 skal nås, skal der i gennemsnit installeres 11 GW havvind om året mellem 2023 og 2030. Til sammenligning blev der i første halvdel af 2023 installeret 2,1 GW ny havvind totalt i EU, og dertil blev der truffet Final Investment Decision for yderligere 5 GW havvind.<sup>30</sup> En realisering af EU's ambitioner for havvind vil desuden kræve, at forsyningskæderne for havvindindustrien skal opskaleres markant for at kunne understøtte udbygningen.

### Nationale mål for havvind i Europa

Nationale mål for udbygningen af havvind varierer fra land til land i Europa. Både Tyskland, Storbritannien og Holland har allerede installeret flere havvindmølleparker og har planer om en total kapacitet på mere end 50 GW

havvind hver i de kommende 20 år. Vores skandinaviske naboer har ligeledes ambitiøse mål om udbygning af ca. 30 GW havvind hver, men har for nuværende stort set ingen installeret havvind – i modsætning til Danmarks nuværende kapacitet på ca. 2,3 GW havvind. I Belgien er den installerede havvindkapacitet på 2,2 GW tæt på Danmarks nuværende kapacitet, og deres udbudsplaner om 8 GW frem mod år 2030 er ligeledes tæt på samme størrelse om Danmarks planlagte 9 GW.

Kigger man uden for Europa til USA, er ambitionsniveauet også højt med et føderalt mål om 30 GW havvind i 2030, 15 GW flydende havvind i 2035 og mindst 110 GW havvind i 2050.<sup>31</sup> Investeringer i havvind og en national forsyningskæde er desuden flerdoblet i de seneste år, bl.a. som følge af vedtagelsen af "The Inflation Reduction Act". Konkret er investeringerne i USA's havvindindustri steget fra ca. 5 mia. USD i januar 2021 til 21,6 mia. USD i juli 2023, og antallet af virksomheder med interesse i at levere komponenter og services til havvindindustrien er vokset med 169 % i samme periode.<sup>32</sup>

Figur 8: Eksempler på nationale mål for havvind i Europa



### Holland

- Mål: 21 GW i 2030/31, 50 GW i 2040 og 70 GW i 2050
- Nuværende kapacitet: ca. 4,7 GW<sup>33</sup>



### Storbritannien

- Mål: 50 GW i 2030
- Nuværende kapacitet: ca. 14 GW<sup>34</sup>



### Norge

- Mål: 30 GW i 2040<sup>35</sup>
- Nuværende kapacitet: tæt på 0 GW



### Tyskland

- Mål: 30 GW i 2030, 40 GW i 2035 og 70 GW i 2045
- Nuværende kapacitet: ca. 8 GW<sup>36 37</sup>



### Sverige

- Mål: 120 TWh (ca. 30 GW) "over tid"<sup>38</sup>
- Nuværende kapacitet: 0,2 GW<sup>39</sup>



### Belgien

- Mål: 8 GW in 2030<sup>40</sup>
- Nuværende kapacitet: ca. 2,2 GW<sup>41</sup>

# Tilgange til udbud af havvind

**For at understøtte udbygning af havvind anvendes forskellige modeller, der særligt varierer i forhold til fokus på pris og fordeling af risici.**

I europæiske planlagte og afholdte havvindudbud er der anvendt forskellige udbudsmodeller, som særligt varierer i forhold til fokus på pris, statens indtjeningsmuligheder og fordelingen af projektets risici mellem stat og havvindopstillere.

### **Fast pristillæg eller årlig koncessionsbetaling**

I det seneste danske havvindudbud af 6 GW anvendes en model, hvor byderne konkurrerer på pris, og risici ved investeringen ligger primært hos havvindopstilleren. I Danmark blev det første udbud uden statsstøtte afgjort med havvindparken "Thor" i 2021, og det seneste udbud af i alt 6 GW skal ligeledes afgøres uden statsstøtte. Byderne konkurrerer på at tilbyde staten den højeste årlige koncessionsbetaling. Ved at opkræve en årlig koncessionsbetaling af havvindopstillere frem for et samlet beløb ved udbuddets afgørelser (som det fx er tilfældet ved havvindudbud i USA) mindsker man havvindopstillers initiale finansieringsbehov, der i forvejen er højt, grundet havvindmøllers høje capex. Det kan desuden fremhæves, at udbudsvilkårene indebærer et krav om minimumskapaciteter og muligheder for overplanting. Endelig inkluderes der for første gang et statsligt medejerskab på 20 % i udbuddets vilkår.<sup>43</sup>

Det kommende udbud af Energjø Bornholm forventes, i modsætning til udbuddet af de øvrige 6 GW, at indeholde mulighed for statsstøtte op til et støtteudbetalingsloft. Energjø Bornholm adskiller sig fra de øvrige udbud ved, at havvindparken skal fungere som en "energjø" med forbindelse til Danmark og Tyskland, hvilket indebærer omkostninger til nyt transmissionsudstyr. Udbuddets støtteloft er sat på baggrund af det forventede støttebehov til etablering af elhandelsforbindelsen mellem Danmark og

Tyskland, og selve etableringen af projektets 3 GW havvind forventes dermed at kunne ske uden støtte. Udbuddet forventes afgjort ved laveste faste pristillæg eller største årlige koncessionsbetaling til staten.<sup>44</sup>

### **CfD-modeller**

Contract for Difference (CfD)-modeller er en udbudsform, hvor havvindopstillere byder ind med en pris i øre/kWh, og den laveste budpris vinder. Når havvindmøllerne er færdigopstillede, er både stat og opstillere i en såkaldt tosidet CfD-model bundet af prisen. Dvs. at på tidspunkter, hvor markedsprisen på strøm ligger under budprisen, betaler staten differencen til havvindopstillere. Men på tidspunkter, hvor markedsprisen på strøm ligger over budprisen, betaler havvindopstillere differencen til staten.<sup>45</sup> Udbudsmodellen indebærer dermed – i modsætning til den danske udbudsmodel – en form for risikodeling mellem stat og havvindopstillere, hvor staten giver opstillere en prisgaranti, men samtidig har mulighed for at tjene penge, hvis den fremtidige markedspris på strøm viser sig at ligge over budprisen. Anvendes en énsidet CfD-model, er det dog kun den ene part, der er bundet af den aftalte pris.

Et eksempel på et europæisk land, der anvender en CfD-model, er Tyskland, hvor udbud af forundersøgte arealer afgøres ved bud på en 20-årig CfD-kontrakt.<sup>46</sup> Et andet eksempel er Storbritannien, der i flere år har anvendt en tosidet CfD-model. Ved det seneste britiske havvindudbud var der fastsat et prisloft i CfD-modellen, der af branchen blev vurderet som værende for lavt, set i forhold til deres forventede omkostninger. Udbuddet, der lukkede for ansøgninger i september 2023, modtog derfor ingen bud.<sup>47</sup>





## 2. Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind

# »» Tilgange til udbud af havvind

### **Innovationsmodeller**

Ved innovationsudbud afgøres udbuddet ikke kun på baggrund af pris, men ud fra et katalog af kvantitative og/eller kvalitative kriterier. Formålet med udbudsformen kan være at fjerne det ensidige fokus fra pris og sikre, at det mest bæredygtige projekt vinder, selvom det ikke nødvendigvis er det billigste eller mest profitable. Eksempler på lande, der anvender innovationsudbud til deres havvindprojekter, er Holland og Tyskland. Holland har allerede erfaringer med at afholde innovationsudbud, og den hollandske klima- og energiminister har udmeldt en intention om i kommende udbud at inkludere kriterier angående bl.a. cirkularitet, international CSR, undervandsstøj og økologi.<sup>48 49</sup> I Tyskland anvendes en innovationsmodel med bl.a. flere kvalitative kriterier til udbud af områder, der ikke er forundersøgt af staten før udbuddets igangsættelse.

### **Markedsinitieret udbygning af havvind**

Markedsinitierede udbygningsmodeller giver private markedsaktører mulighed for at tage initiativ til at etablere havvindmølleparker. Havvindopstillere kan således ansøge om lov til at forundersøge og potentielt opstille havvind på et hidtil uudnyttet areal. Ved et fremtidigt markedsinitieret udbygningsspor vil koncessionsbetalinger som udvælgelseskriterium kunne erstattes af fx administrativ

fastsatte samfundsbidrag eller indtægtsdelingsmodeller. Opstiller afholder selv alle udgifter til forundersøgelser mv. og bærer selv alle risici ved et givent projekt. Danmark har tidligere haft en markedsinitieret udbygningsmodel (den såkaldte ”åben-dør-ordning”) sideløbende med offentlige havvindudbud. Denne lukkede dog for nye ansøgninger i sommeren 2022, og regeringen valgte i 2023 at lukke ordningen helt, hvilket fremadrettet udelukkende giver mulighed for at etablere havvind på statsligt udbudte arealer.<sup>50</sup> I Sverige anvendes en markedsinitieret ordning fortsat, og mere end 20 udviklere har anmodet om tilladelser til at gå videre med havvindprojekter langs Sveriges kyst for i alt 120 GW, fordelt på mere end 60 projekter. Den svenske regering er dog i gang med at undersøge mulighederne for at ændre rammeværket for ordningen – et arbejde, der forventes afsluttet i 2024.<sup>51</sup>

# Planlagte udbud i Danmark og Europa

Flere europæiske lande har store planer for udbud af havvind. I dag ses forskellige tilgange og strategier i udbuddene på tværs af lande.

	Planlagte udbud	Udbudsmodel	Øvrige tiltag for understøttelse af havvind
<b>Danmark</b>	Der er planlagt udbud af i alt 9 GW med mulighed for overplanting, fordelt på i alt 5 arealer med separate udbud. Der er åbnet for udbuddet af de første i alt 6 GW, svarende til alle arealer bortset fra Energiø Bornholm.	Årlig koncessionsbetaling, 20 % medejerskab og minimumskriterier som adgangskrav (6 GW)  Årlig koncessionsbetaling eller fast pristillæg (3 GW EØB)	Den danske regering arbejder for at understøtte havvindopstilleres mulighed for at afsætte den fremtidigt producerede strøm ved dels at understøtte udviklingen af PtX-projekter gennem flere fokuserede PtX-puljer og dels at understøtte udbygningen af det danske elnet, bl.a. gennem vedtagelsen af en langsigtet investeringsplan for Energinet.
<b>Holland</b>	Næste udbud er i alt fire områder under projekt "IJVER" i henholdsvis Q4 2023 og Q4 2025 med en samlet kapacitet på mindst 4 GW. <sup>52</sup>	Innovationsudbud	Den hollandske regering søger at reducere investerings- og finansieringsrisici og give projektudviklere sikkerhed og mulighed for planlægning. Dette gør de ved at udgive en langsigtet pipeline for havvindudbud, inklusive placering, kapacitet, tidspunkt for udbud, installation og idriftsættelse. Dertil varetager staten forundersøgelser og rettidig nettilslutning. <sup>53</sup>
<b>Storbritannien</b>	I næste planlagte udbud, "Offshore Wind Leasing Round 5", udbydes tre områder med en samlet kapacitet på 4,5 GW flydende havvind. Datoen for udbuddet er ikke offentliggjort. <sup>54</sup>	Tosidet CfD-model med prisloft	Storbritannien har nedsat en "Offshore Wind Acceleration Taskforce", der fokuserer på at strømline processer, inklusive planlægning af reformer, med henblik på at forkorte godkendelsesprocessen for nye havvindparker fra fire til ét år. Taskforceen arbejder også med at sikre, at Storbritannien og Europa har tilstrækkelig kapacitet i forsyningskæden frem mod 2030. <sup>55</sup>
<b>Sverige</b>	Den svenske åben-dør-ordning har modtaget ansøgninger om tilladelser til mere end 60 projekter med en samlet kapacitet på 120 GW. <sup>56</sup>	Åben-dør-ordning	Den svenske regering betaler for en andel af nettilslutningsomkostningerne. Havvindejer betaler kun for omkostningerne til nettilslutning i selve havvindparken samt forbindelsen mellem havvindparken og nettilslutningspunktet på land. <sup>57</sup>
<b>Tyskland</b>	Der er planer om udbud af samlet 46,6 GW i 2023-2033, opdelt i årlige udbud. I 2023 har der været afholdt udbud af samlet 8,8 GW. <sup>58</sup>	CfD-model med prisloft	Den tyske regering har annonceret, at de planlægger fremover at prioritere havvind i den tyske havplan, forkorte tilladelsesprocedurer og ansætte mere personale til tilladelseskontorerne. De undersøger dertil muligheden for at udbyde havvind sammen med brintproduktion. <sup>59</sup>







# Indhold

- 1 Danske ambitioner for havvind
- 2 Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind
- 3 Faktorer, der påvirker investeringsklimaet**
- 4 Praktiske implikationer for investering i havvind
- 5 Anvendt metode og datagrundlag

### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

# Faktorer, der påvirker investeringsklimaet for havvind

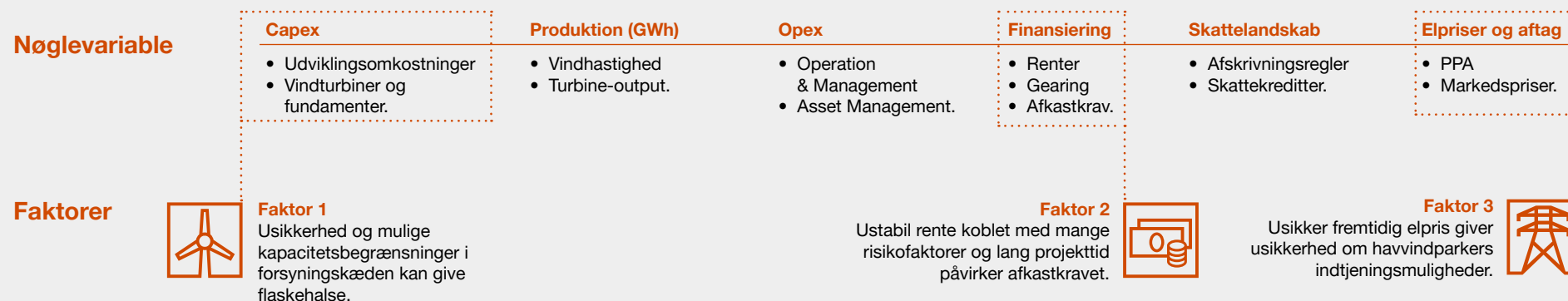
**Investeringsklimaet for havvind er særligt påvirket af usikkerheder om elpriser og aftag, kapacitetsbegrænsninger i forsyningskæden samt ændrede finansieringsvilkår.**

Set i lyset af de store ambitioner for udbygningen af havvind og forandringerne i de grundlæggende investeringsvilkår, som er præsenteret i de forrige kapitler, har vi afdækket, hvilke faktorer der særligt påvirker en investeringscase for havvind. Med udgangspunkt i skrivebordsresearch og interviews med ledende aktører fra branchen – herunder både projektudviklere, forskellige led i forsyningskæden og en række investorer – har vi afsøgt, hvilke faktorer der i dag påvirker nøglevariablene i en typisk havvindinvesteringscase. En typisk investeringscase

i havvind er ofte bygget op om seks hovedvariable: elpriser og aftag, produktion, opex, capex, skattelandskabet og finansiering. Vores analyse har vist, at særligt faktorer, der vedrører de tre variable capex, finansiering og elpriser, giver udslag i det nuværende investeringsklima. Disse faktorer og deres effekt på investeringscasen for havvind gennemgås på de følgende sider. I kapitel 4 gennemgås desuden de beregnede effekter af faktorerne på en typisk investeringscase for 1 GW havvind.



Figur 9: Nøglevariable i investeringscasen for havvind



### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

## Faktor 1: Pres i forsyningskæden 1/2

Forsyningskæden for havvind er central for investeringscasen, fordi den er afgørende for parkejers initiale omkostninger til anlæg af havvindparken (capex) og parkejers mulighed for rettidigt at få produceret og installeret alle komponenter i havvindparken. Markedet beretter om pres i forsyningskæden i form af bl.a. forventede fremtidige kapacitetsbegrænsninger i produktionen og den omkringliggende infrastruktur.

Kapacitetsbegrænsninger i forsyningskæden kobles i de kommende år med massiv sammenfaldende udbygning af havvind globalt omkring 2030 – og dermed øget efterspørgsel i forsyningskæden. Dette kan potentielt give flaskehalse og føre til fordyrelser og forsinkelser af havvindprojekter, og det øger tilmed risikoen for strandede investeringer i havvindprojekter, der ikke kan realiseres grundet overophedning i forsyningskæden. Samtidig bidrager flere internationale samfundsbegivenheder i de seneste år til højere råvarepriser og udfordringer i forsyningskæden generelt, bl.a. krigen i Ukraine, COVID-19-krisen og nu stigende geopolitiske spændinger.

#### **Kapacitetsbegrænsninger i forsyningskæden**

Den forventede fremtidige efterspørgsel efter havvindparker kræver kapacitetsudvidelser i forsyningskæden. De politiske ambitioner på tværs af Europa er fokuserede på massiv udbygning af havvindparker omkring 2030. Dertil skaber den forventede

VE-udbygning og elektrificering af Europa et behov for at udbygge elnettet, så det kan aftage den fremtidige strøm fra bl.a. havvindmøller. Den markante netudbygning øger presset på forsyningskæden yderligere, idet netudbygning skaber efterspørgsel efter mange af de samme komponenter som havvind. Den samtidige massive udbygning af havvindparker og elnettet på tværs af Europa (og globalt) skaber derfor et ekstraordinært stort pres på forsyningskæden.

Flaskehalse kan føre til fordyrelser af de mange kommende havvindprojekter, der alle konkurrerer om at få materialer fra den samme begrænsede forsyningskæde, og som derfor giver leverandørerne i værdikæden mulighed for i højere grad at diktere priserne. Samtidig kan flaskehalse føre til forsinkelser af de havvindprojekter, der ikke kan opnå rettidige leverancer fra leverandørerne. Forsinkelser kan i sig selv medføre fordyrelser af havvindprojekter, da forsinket idriftsættelse også udskyder det tidspunkt, hvor parkejer begynder at få indtægter fra salg af el. Dertil kan forsinket produktion af el tvinge producenter, der har indgået PPA'er for salg af strøm, til at købe strøm i markedet for at honorere de indgåede PPA'er, indtil produktionen realiseres.

### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

## Faktor 1: Pres i forsyningskæden 2/2

#### **Forudsigelighed i pipeline**

Forudsigelighed i pipeline og udbudsvilkår for havvind i Danmark og udlandet er afgørende for at kunne opskalere og sikre tilstrækkelig kapacitet i forsyningskæden, få plads på samlebåndet, reservere installationsskibe mv. Det gælder både forudsigelighed i forhold til forventet udbudstidspunkt, forventet placering af kommende havvindparker, forventet kapacitet og forventet realiseringstidspunkt.

De forsinkelser og aflysninger af projekter, som markedet for havvind har oplevet i danske udbud, har imidlertid medført større uforudsigelighed om de danske projekter. Dette forstærkes af usikkerhed som følge af tilladelses- og klageprocedurer, ændrede rammer for ansøgning og udbud mv., der kan udgøre procesrisici eller give forsinkelser i planlagte havvindprojekter.

Manglende forudsigelighed i pipeline for havvind gør det sværere for forsyningskæden at forudsige den volumen og timing af efterspørgsel, som produktionen skal tilpasses til. Det bliver med andre ord sværere for forsyningskæden at tilpasse produktionen rettidigt og i et passende omfang for at imødekomme den forventede øgede efterspørgsel og mitigere risikoen for flaskehalse.

#### **Kapacitetsbegrænsninger i infrastruktur for produktion**

Tilstrækkelig infrastruktur er i vidt omfang en forudsætning for at kunne rejse vindmølleparker og afsætte strømmen, da infrastrukturen muliggør, at materialer i form af tårne, vinger mv. kan transporteres ud til de områder, hvor møllerne skal rejses, via landtransport og installationsskibe. Hertil kommer, at el-infrastrukturen skal indrettes til at kunne modtage al den strøm, der kommer fra møllerne, for at undgå, at parkejeren må stoppe møllerne, når nettet ikke kan bære mere strøm.

Der er imidlertid fortsat behov for en markant opgradering af infrastrukturen rundt om fabrikker og havvindparker. Vejnet og havne er i dag kapacitetsbegrænset i en grad, der vil kunne give flaskehalse i den forventede fremtidige udbygning. Udvidelse af infrastrukturens kapacitet udfordres af lange sagsbehandlingsprocesser for tilladelser, fx tilladelser til havneudvidelser. Lange og usikre tilladelsesprocesser kan øge risikoen for flaskehalse i produktion og etablering af havvindparker.

Risikoen for flaskehalse i omkringliggende infrastruktur øges ligeledes ved manglende gennemsigtighed i pipeline for havvindprojekter, da uklarhed om timingen af fremtidige projekter gør det sværere for aktører i forsyningskæden at planlægge forskudt anvendelse af fx havne.

### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

## Faktor 2: Vilkår for finansiering 1/2

Finansieringsvilkår som renteniveauer og afkastkrav er centrale for investeringscasen for havvind, da de har betydning for direkte såvel som afledte omkostninger ved at investere i et havvindprojekt. Havvindmølleparker kræver en stor initial investering, grundet de høje omkostninger forbundet med produktion og anlæg af havvindmøllerne. Vilkårene for finansiering er derfor afgørende for investeringscasen.

Mulighederne for at opnå finansiering af nye havvindprojekter er i dag særligt påvirkede af højere renter og finansieringsomkostninger koblet med markante risikofaktorer. Hertil kommer, at en lang realiseringshorisont for havvindprojekter i sig selv indebærer, at projekterne bliver mere risikofyldte og dermed bidrager til at øge afkastkravet for investeringer. Alt i alt gør disse forhold det sværere for havvindparker at konkurrere med andre aktivklasser. De konkrete forhold, der påvirker finansieringsvilkårene er:

#### **Højere renter og finansieringsomkostninger**

Efter mange år med lave renter og relativt stabile prisniveauer de seneste år budt på markante rente- og prisstigninger samt øget ustabilitet i rente- og prisniveauer. Højere renter og finansieringsomkostninger gør det dyrere at investere i havvindprojekter, der bl.a. indebærer store omkostninger til produktion og anlæg i projekternes indledende faser.

Højere finansieringsomkostninger forventes generelt at øge afkastkravet hos de aktører, der investerer i etableringen af nye havvindparker. Særligt ustabilitet i renter og priser er udfordrende for havvindparker grundet deres lange projekttid, som beskrevet nedenfor.

#### **Risikofaktorer og lang projekttid**

Havvindprojekter er underlagt mange risikofaktorer, herunder stor usikkerhed om elpriser og forsyningskæder, samt store anlægsomkostninger og initiale finansieringsbehov. Samtidig har havvindparker en lang projekttid fra elpriser potentielt fastlåses i aftagerkontrakter, anlægsinvesteringer fastlåses, byggefasen igangsættes og finansiering optages, til en havvindpark står færdig og kan afsætte strøm. Fx fastlåses en del af havvindparkernes indtjeningsniveau ofte tidligt i processen i PPA'er, og med ustabile finansieringsvilkår kan både renter og materialepriser derfor nå at stige mere end forventet, inden parkernes store omkostninger til produktion og anlæg fastlåses i kontrakterne. Dertil går der flere år, fra havvindejer fastlåser omkostningsniveauet og lægger penge i projektet i anlægsfasen, til en havvindpark er i drift og begynder at tjene pengene ind igen. I den periode kan høje renter være en udfordring, og markedsprisen på el kan nå at ændre sig markant i forhold til det forventede niveau, da havvindejer bandt sig til investeringen. (Ændrede markedspriser er først og fremmest relevante for produktion, der ikke er låst i en PPA).

Koblingen af risikofaktorer, ustabile finansieringsvilkår og lang projekttid udgør dermed en særligt stor procesrisiko i havvindprojekter – og forventes dermed generelt at øge afkastkravet for investorer i projekterne.

## Faktor 2: Vilkår for finansiering 2/2

#### Afklaring af udbudsrammer

Forudsigelighed og transparens i de regulatoriske rammer og rammerne for åbne og kommende danske havvindudbud er afgørende for finansiering, idet rammerne kan have stor betydning for bl.a. mulighederne for havvindparkeres udformning, timing i forhold til idriftsættelse, indtjeningsmuligheder og ejerskabsforhold.

Selvom de overordnede planer for de kommende udbud af 3 GW ved Energjø Bornholm er offentliggjort, udestår der fortsat endelig afklaring af de præcise rammer for udbuddet, herunder tidspunkt for åbning af udbuddet. Hvad angår de i alt 6 GW, hvor udbudsmaterialet blev offentliggjort i april 2024 har flere brancheaktører givet udtryk for, at rammerne for det statslige medejerskab fortsat ikke er tilstrækkeligt klare. Inklusionen af et statsligt medejerskab i udbuddet introducerer en ny dynamik i danske havvindprojekter, hvilket kan skabe usikkerhed for udviklere om bl.a. kommerciel fleksibilitet i salg af strøm til hhv. det kollektive net og privatejede PtX-anlæg, indflydelsesniveau i fremtidig beslutningstagning, afkastfordeling mellem private og statslige aktører mv. Disse forhold påvirker udviklerne og investorernes interesse i at engagere sig i nye danske havvindprojekter. Som svar på branchens usikkerheder har Energistyrelsen meddelt, at der i løbet af maj 2024 vil blive offentliggjort et såkaldt 'explanatory memorandum', der skal give potentielle bydere uddybende forklaringer og eksempler på, hvordan udvalgte dele af de dokumenter, der regulerer statens medejerskab, skal forstås.

#### Konkurrence fra andre aktivklasser

Investeringer i havvind konkurrerer med aktivklassen "fixed income" samt andre infrastruktur- og ejendomsinvesteringer, der generelt betragtes som stabile investeringer, som skal give et løbende afkast uden de store udsving. Med rentestigninger og de i stigende grad udfordrende forhold for havvind øges konkurrencen fra andre aktiver i samme klasse. Obligationer påvirkes fx ikke på samme måde som havvindparker negativt af de ændrede vilkår og betragtes generelt som sikre investeringer, og efter de seneste års rentestigninger begynder investorer igen at kunne få et afkast på investeringer heri. Mens havvindprojekter er blevet dyrere at finansiere, er afkastforventningerne til stats- og realkreditobligationer i de seneste år steget. Af Rådet for Afkastforventningers opgørelse over afkastforventninger i første halvår af 2024 fremgår det, at stats- og realkreditobligationer forventes at have et afkast på 3 %. Modsat havvindparker giver disse investeringsprodukter ofte et stabilt afkast, fra pengene placeres – og dette med en lav risiko. Obligationer er derfor i højere grad end tidligere en reel konkurrent til havvindparker, når investorer søger at investere i aktivklassen "fixed income".

For investorer, der ønsker at investere i VE-projekter, er andre projektyper med kortere projekttid og færre usikkerheder ligeledes i stigende grad i konkurrence med havvindprojekter. Generelt er havvind markant mere omkostningstungt end VE på land – men udbygning af havvindkapaciteten er afgørende for at nå de udmeldte politiske ambitioner for grøn omstilling og produktion af grøn strøm i Danmark.



### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

## Faktor 3: Usikre elpriser og aftag 1/2

Elpriser og infrastruktur for afsætning er centrale elementer for investeringscasen for havvind, fordi de omhandler parkejers mulighed for at afsætte og fastsætte prisen for den el, som havvindparken genererer. Uden tilstrækkelig infrastruktur i forhold til afsætning kan havvindparken ikke komme af med den producerede strøm, undtagen via direkte linjer fra elproduktion til forbrug. Samtidig er niveauet for elpriserne (markedspriser såvel som mulighederne for PPA-fastsatte priser) afgørende for indtjeningen på parken.

Med de nuværende markedsforhold er der dog usikkerhed om den fremtidige elpris og mulighederne for aftag af produceret strøm, og usikkerhederne udfordrer havvindparkeres investeringscase. Flere samfundsforhold bidrager til usikkerhederne om fremtidens elpris og aftag:

#### **Europæisk VE-udbygning**

Den fremtidige volumen og timing af VE-udbygning i Europa er – trods de politiske ambitioner – behæftet med en vis usikkerhed. Flere lande har udmeldt store ambitioner for udbygningen af bl.a. havvind, men planerne rækker mange år ind i fremtiden, og hverken udbudsmateriale eller produktionskapacitet er endnu på plads for størstedelen af de mange nye GW.

Omfanget af europæisk VE-udbygning har stor betydning for den forventede elpris, både i og uden for Danmark. Det skyldes, at VE-udbygningen er central for udbuddet af el, og derfor også for, hvorvidt udbuddet ligger på niveau med, over eller under efterspørgslen på el. Omfattende europæisk VE-udbygning vil forventeligt have en negativ effekt på elprisen, da det vil føre til et markant øget udbud af strøm.

Usikkerheden om, hvornår og i hvilket omfang de politiske ambitioner om massiv VE-udbygning på tværs af Europa reelt realiseres, gør det derfor udfordrende for potentielle havvindopstillere at fremskrive udbygningens konkrete effekt på elprisen. Det skaber dermed usikkerhed om havvindparkeres fremtidige indtjeningsmuligheder fra strøm, der afsættes til markedspriser. I forlængelse heraf kan det udfordre havvindejerens muligheder for at vurdere, hvilket prisniveau de kan acceptere i eventuelle PPA'er,

### 3. Faktorer, der påvirker investeringsklimaet

## Faktor 3: Usikre elpriser og aftag 2/2

#### Udvikling af PtX-teknologi og -infrastruktur

Forbrug til PtX udgør en stor del af den forventede fremtidige el-efterspørgsel i Danmark. I 2050 udgør det forventede elforbrug til PtX-produktionen, der antages tilsluttet det kollektive elnet, således mere end halvdelen af det totale forventede nettoforbrug af el i Danmark.

Det fremtidige danske nettoforbrug af el, eksklusiv PtX-produktion, forventes langt fra at stige nok til at kunne aftage en tilstrækkelig mængde strøm fra de kommende havvindparker og den øvrige planlagte udbygning af VE-kapacitet. Udvikling og etablering af PtX-teknologi og -infrastruktur, herunder brintrør, er derfor afgørende for både elpriser og sikkerhed for aftag af de mange planlagte danske GW havvind.

PtX-teknologi er for nuværende ved at modnes, og der pågår fortsat planlægningsarbejde omkring infrastruktur og brintrør. Mange initiativer vedrørende PtX-udbygning er allerede igangsat, heriblandt vedtagelsen af PtX-strategier i Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energinet, afslutning af nyt PtX-udbud, mulighed for direkte linjer, en aftale om fremtidig drift af brintrørledninger og annoncerede planer om PtX-projekter fra flere markedsaktører. Dog er PtX-teknologi fortsat under udvikling, der er endnu ingen idriftsatte storskala-PtX-projekter i Danmark, og infrastruktur og brintrør er stadig på planlægningsstadiet.

Dette giver stor usikkerhed om fremtidig volumen og timing af mulighederne for PtX-aftag af el – og dermed om PtX-udbygningens effekt på den fremtidige elpris.

#### Udbygning af elnettet

Etablering af elkabler til udlandet samt rettidig udbygning af elnettet i både Danmark og Europa er afgørende for, at havvindproducenter kan afsætte den producerede strøm. Det danske elnet er i dag ikke tilstrækkeligt udbygget til at kunne håndtere den volumen af el, der forventes efterspurgt, når de planlagte kommende havvindparker idriftsættes. Efter i en længere årrække at have ligget stabilt, forventes elforbruget i Danmark at stige markant i de kommende år og årtier, hvilket kræver massive investeringer i elnettet inden for en relativt kort periode. Konkret viser en analyse fra Green Power Denmark, at der vil være behov for at investere samlet 49-57 mia. kr. i el-distributionsnettet i perioden 2024-2030 – heraf udgør 30-38 mia. kr. investeringer i at servicere nyt elforbrug.

Danske havvindparkeres mulighed for at afsætte strøm til vores europæiske naboer er desuden afgørende, da Danmarks forventede fremtidige strømproduktion forventes at overstige den danske efterspørgsel, hvorfor en del af den producerede strøm fra havvindparker forventes eksporteret til udlandet. Da elnettet hos vores europæiske naboer ligeledes ikke er tilpasset det forventede fremtidige større nettoindtag af strøm fra havvind, er der risiko for flaskehalse – ikke kun i Danmark, men også i eksempelvis Tyskland og Sverige, som danske havvindparker forventes at afsætte strøm til.





# Indhold

- 1 Danske ambitioner for havvind
- 2 Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind
- 3 Faktorer, der påvirker investeringsklimaet
- 4 Praktiske implikationer for investering i havvind**
- 5 Anvendt metode og datagrundlag

# Simuleret investeringscase for havvind



### For at illustrere udfordringerne i investeringsklimaet for havvind har vi simuleret fire investeringsscenarier.

For at illustrere effekten af de identificerede faktorer på businesscasen for havvind har vi opstillet en basiscase, der illustrerer en typisk investeringscase for en 1 GW havvindpark. Vi har derudover opstillet tre investeringsscenarier, hvor vi undersøger effekten på basissceneriet ved forskellige ændringer i de centrale forudsætninger i casen. Konkret undersøger vi tre scenarier, hvor der justeres på henholdsvis 1) forsinkelser i forsyningskæden samt ændret capex, 2) ændringer i afkastkrav og 3) offtake-risiko på markedspriser. Investeringsscenarierne gennemgås på de følgende sider.

Data i investeringsscenarierne er baseret på input fra markedsaktører indsamlet ved interviews samt skrivebordsresearch og PwC's eksisterende viden om investeringscases. Formålet med at opstille basiscasen og de tre variationer er at belyse vilkårene for fremtidige investeringer i havvind med afsæt i dels den nuværende markedssituation og dels forventninger til forandringer i markedet. For hvert investerings-scenarie beregner vi projektets værdi, svarende til en tilbagediskontering af pengestrømme til både egen- og fremmedkapital, samt den ugearede interne rente (projektets afkast, hvor

den interne rente også kan ses som det afkastkrav, der medfører en projektværdi på nul).

Det bemærkes, at resultatet af denne investeringsanalyse blot er et eksempel på en typisk case, der fremhæver udfordringerne i det nuværende investeringsklima for havvind i Danmark. Virkelighedens investeringsscenarier for havvind varierer naturligvis, afhængigt af forholdene i den konkrete case.

Figur 9: Nøglevariable i investeringscasen for havvind

#### Basisscenarie

Basissceneriet illustrerer en typisk investeringscase i dag for en park på 1 GW med realisering i 2030, hvilket omtrent svarer til de danske udbud ved Kriegers Flak II, Hesselø og Kattegat II samt hver af de tre parker i området Nordsøen I. I basissceneriet anvendes Energinets basisfremskrivning af elprisen. Derudover anvendes standardiserede forudsætninger for anlægsinvesteringer, omkostninger og afkastkrav, som så vidt muligt svarer til de forudsætninger, der arbejdes med i markedet i dag.

#### Scenarie 1 – Forsinkelser i forsyningskæden samt ændret capex

Scenarie 1 illustrerer effekten af forsinkelser i forsyningskæden, der fører til forsinkelse af havvindparkens idriftsættelse og forhøjet capex. Dertil undersøges effekten af reduceret capex.

Konkret ændrer scenariet på basiscasens antagelser om idriftsættelse og capex således, at der indregnes henholdsvis ingen og ét års forsinkelse samt 20 % henholdsvis højere og lavere capex. De højere capex-niveauer svarer til, hvad markedet forventer at se i de kommende år.

#### Scenarie 2 – Ændringer i afkastkrav

Scenarie 2 illustrerer effekten af ændringer i afkastkravet som følge af en ændret risikoprofil.

Flere faktorer har givet havvindprojekter en øget risikoprofil, bl.a. usikkerhed om elpris, forsyningskæde, infrastruktur, højere renter og materialepriser. Dette kan potentielt bidrage til et forhøjet afkastkrav. Omvendt kan investorer være villige til at investere med et lavere afkastkrav. På baggrund af interviews med markedsaktører og PwC's erfaring med investeringsanalyser, undersøger scenarie 2 derfor konsekvensen af en ændring af afkastkravet fra 6 % i basiscasen til henholdsvis 4% og 8 %.

#### Scenarie 3 – Offtakerisiko på markedspriser

Scenarie 3 illustrerer effekten af den nuværende usikkerhed om fremtidige elpriser og aftag.

Konkret ændrer scenariet på basiscasens antagelser om elpris således, at udviklingen i elpriser i stedet følger Energinets henholdsvis "best case" positive og "worst case" negative udvikling i elprisen.

Derudover undersøger scenariet effekten på investeringscasens robusthed af at indgå PPA'er for forskellige andele af den producerede strøm, varierende fra 70 til 100 %'s PPA-afdækning.

## 4. Investeringscase

# Basiscase

Vi har opstillet et generisk basisscenarie, der illustrerer en typisk investeringscase for en 1 GW havvindpark med realisering i 2030 i det nuværende investeringsklima for havvind i Danmark. Basisscenariet er en standard investeringscase, der er baseret på Energinets basisfremskrivning af elprisen samt standardiserede forudsætninger for anlægsinvesteringer, omkostninger og afkastkrav, der er indsamlet ved og drøftet i interviews med relevante markedsaktører samt via

skrivebordsresearch. Formålet med basisscenariet er at få et indblik i, hvordan investeringscasen ser ud for investorer og havvindopstillere, hvis de skal investere i fremtidige havvindparker i Danmark. Scenariets antagelse om en havvindpark på 1 GW med realisering i 2030 afspejler i høj grad rammerne i de offentliggjorte danske havvindbud. Alle input i basiscasen er kvalitetssikret med relevante markedsaktører.

### Basisscenarie

Vores basiscase for investering i 1 GW havvind med realisering i 2030 viser en negativ projektværdi på -3,2 mia. kr. og en ugearet intern rente på 4,8 %. Det negative resultat er i høj grad påvirket af lave forventninger til fremtidige markedspriser på el, højere capex og et højere forventet afkastkrav set i forhold til de forudsætninger, de fleste aktører i markedet arbejdede med for bare to-tre år siden.

Basiscasens negative resultat er i særligt høj grad drevet af store capex-betalinger. Projektværdien angives som nutidsværdien af pengestrømme, og da capex-betalinger falder tidligt i havvindprojektet, vægtes de markant højere end pengestrømme, der falder senere i projektet som fx indtægter fra den producerede strøm. Projektets interne rente er positiv, men dog lavere end afkastkravet (og deraf den negative værdi). Det bemærkes, at en del af de samfundsudviklinger, der bidrager til at forhøje CAPEX, kan vise sig at være midlertidige, imens andre formentligt vil "bide sig mere fast".

Basiscasens resultater med en negativ projektværdi på -3,2 mia. kr. og en ugearet intern rente på 4,8 % svarer til, at investeringscasen for nuværende ikke er rentabel. I basisscenariet er der ikke indregnet eventuelle koncessionsbetalinger til staten. Skal parkudvikleren i basisscenariet betale for leje af havbunden, vil disse omkostninger alt andet lige trække investeringscasen i en endnu mere negativ retning, set i forhold til de nuværende resultater for basiscasen.

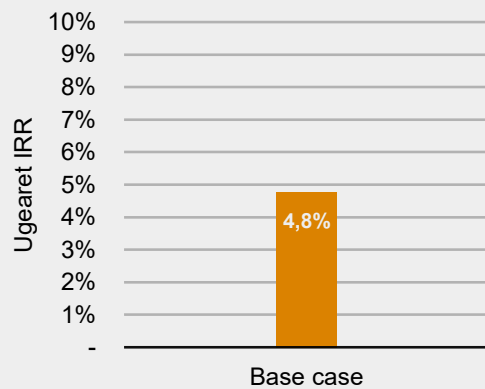
Basiscasen anvender Energinets 2023-basisfremskrivning af markedsprisen på el for DK1 og DK2. (Der anvendes et vægtet gennemsnit af fremskrivninger for DK1 og DK2). Der anvendes som udgangspunkt ikke-vindvægtede priser (se næste side). Disse priser er efterprøvet hos relevante markedsaktører og ligger desuden på niveau med priser, vi har erfaret i andre analyser.



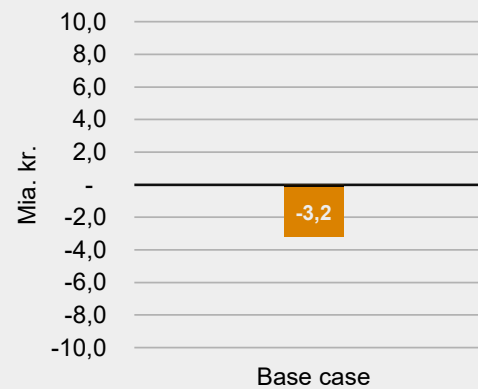
## 4. Investeringscase

# »» Basiscase

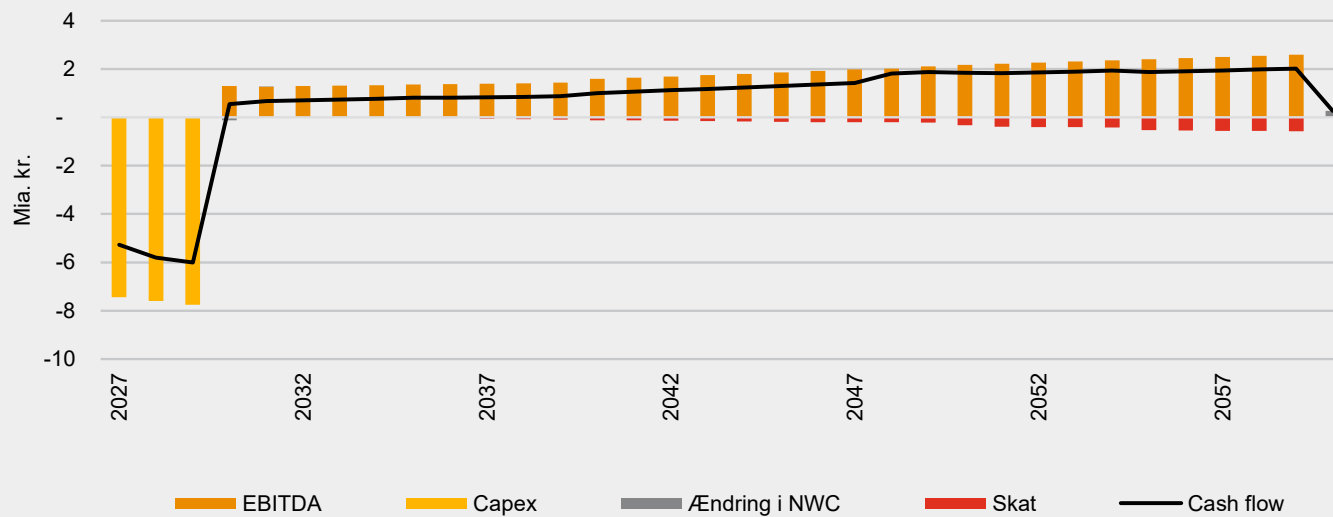
Figur 11: Intern rente i basiscase



Figur 12: Projektværdi i basiscase



Figur 13: Udvikling i pengestrømme i basiscase



Kilde: PwC generisk investeringsmodel

## 4. Investeringscase

# Basiscase: Vindvægtede priser

I tillæg til det generiske basisscenarie på forrige side har vi opstillet en version af basisscenariet, der er baseret på Energinets vindvægtede priser. Dette scenarie er dermed baseret på den gennemsnitlige afsætningspris for vindmøllestrøm, når der tages højde for, at prisen er lavere i perioder med meget blæst. Alle øvrige forhold svarer til basiscasen på forrige side.

Det er relevant at undersøge resultatet af basiscasen med vindvægtede priser, da det viser konsekvensen af, at afsætningspriserne forventes at være lavest i de perioder, hvor en havvindpark producerer mest strøm.

### Basisscenarie

Resultaterne for basiscasen uden vindvægtede priser på forrige side er, at en investering i 1 GW havvind med realisering i 2030 har en negativ projektværdi på -3,2 mia. kr. Anvendes vindvægtede priser, falder projektværdien markant til -8,0 mia. kr. Den interne rente falder ligeledes markant fra 4,8 % i scenariet uden vindvægtede priser til 2,3 % i scenariet med vindvægtede priser.

Den markante negative effekt af at anvende vindvægtede priser skyldes, at vindvægtede priser er lavere i de perioder, hvor det blæser meget, og havvind derfor producerer mere strøm. Det vil med andre ord sige, at en stor del af produktionen antages at skulle afsættes til lavere priser.

Resultaterne af basiscasen med vindvægtede priser indikerer – som resultaterne af basiscasen på forrige side – at investeringscasen for nuværende ikke er rentabel. Resultaterne

med vindvægtede priser peger desuden på en betydeligt mere udfordret investeringscase med en meget negativ projektværdi og en intern rente, der ligger så langt under det forventede afkastkrav, at det er svært at forestille sig en markedsaktør, der vil investere i scenariet.

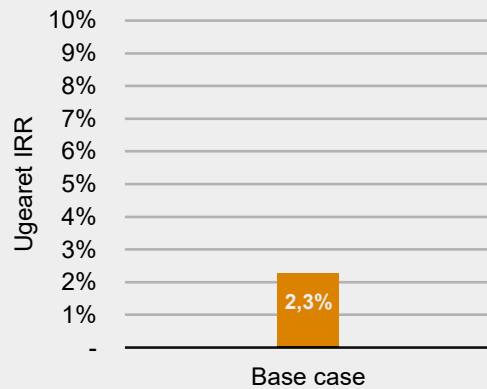
I de alternative investeringsscenarier, der gennemgås på de følgende sider, tages der udgangspunkt i et basisscenarie med ikke-vindvægtede priser. Dette udgangspunkt er valgt, da de ikke-vindvægtede priser er efterprøvet hos relevante markedsaktører og desuden ligger på niveau med priser, vi har erfaret i andre analyser, som beskrevet på forrige side. Gennemføres de alternative investeringsscenarier i stedet med udgangspunkt i de vindvægtede priser, vil deres resultater generelt forværres.



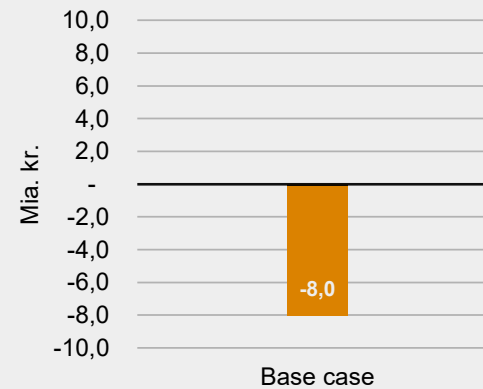
## 4. Investeringscase

# »» Basiscase: Vindvægtede priser

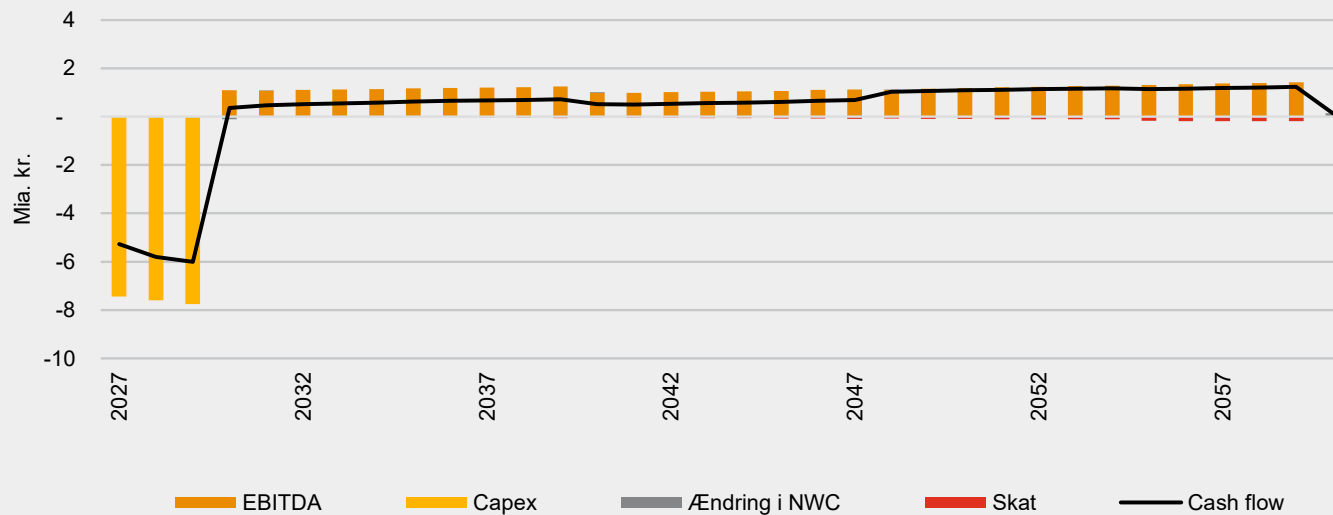
Figur 14: Intern rente i basiscase



Figur 15: Projekt værdi i basiscase



Figur 16: Udvikling i pengestrømme i basiscase



# Scenarie 1: Forsinkelser og forhøjet capex

Risici i forsyningskæden er afgørende for fremtidige investeringer i havvind. For at belyse effekterne på investeringscasen af risici forbundet med en presset forsyningskæde har vi beregnet et scenarie, hvor der skrues på basiscasens antagelser om realiseringstidspunkt og capex. Konkret undersøger vi et scenarie, hvor projektets idriftsættelse forsinkes, og capex forhøjes med 20 % i forhold til basiscasen, samt et scenarie, hvor capex reduceres med 20 % i forhold til basiscasen, fx

fordi forsyningskæden viser sig at være stærkere, end det lægges til grund i basiscasen. Basiscasens capex-niveau er baseret på input fra interviews vedrørende markedsaktørernes blik på capex på nuværende tidspunkt, herunder ved projekter med realisering omkring 2030 med centrale markedsaktører. Grundlaget for at undersøge opjustering af dette niveau med 20 % og et års forsinkelse er baseret på dels input fra interviews og dels de markante stigninger i capex, som branchen har været vidne til i de seneste år.

### Beskrivelse

For at undersøge effekten af forsinket idriftsættelse og en stigning i capex har vi i et scenarie ændret basiscasens antagelse om idriftsættelse i 2030 og i stedet lagt en forsinkelse på et år ind i beregningen, så havvindparken idriftsættes i 2031. Derudover har vi forøget basiscasens antagelse om capex-niveau med 20 % ligeligt fordelt ud over de tre år, som opsætning af havvindparken antages at vare. Dette illustrerer en situation med fx endnu højere materialepriser, og/eller hvor forsyningskæden oplever væsentlige kapacitetsbegrænsninger.

For at undersøge effekten af en bevægelse tilbage mod prisniveauet fra før udfordringerne med forsyningskæden har vi i et andet scenarie reduceret basiscasens antagelse om capex-niveau med 20 % ligeligt fordelt ud over de tre år, som opsætning af havvindparken antages at vare.

### Ændrede forudsætninger

- Forsinkelse i capex, der medfører forsinkelse af idriftsættelse med ét år, og forhøjet capex med 20 % opjustering
- Ingen forsinkelse i capex og reduceret capex med 20 % nedjustering.

### Resultater

Forsinkelse af idriftsættelsen med et år reducerer isoleret set projektværdien fra -3,2 mia. kr. i basiscasen til -3,6 mia. kr. Opjustering af capex har isoleret set en endnu større effekt på resultatet. En stigning i capex på 20 % resulterer således i, at projektværdien falder til -7,4 mia. kr. Ændres basiscasen, så der både indtræffer en forsinkelse og en opjustering af capex, forværres projektværdien fra -3,2 mia. kr. til -7,7 mia. kr., og den interne rente falder fra 4,8 til 3,4 %. I tillæg til lavere projektværdi kan forsinkelser og forøgelser af capex have en række afledte effekter. Særligt afledte effekter af en forsinkelse er svære at kvantificere, men de kan fx indebære en forøgelse af offtake-risikoen, hvis havvindejer har indgået PPA'er for en del af havvindparkens strøm og derfor må indkøbe el til markedspris for at honorere kontrakten under forsinkelsen.

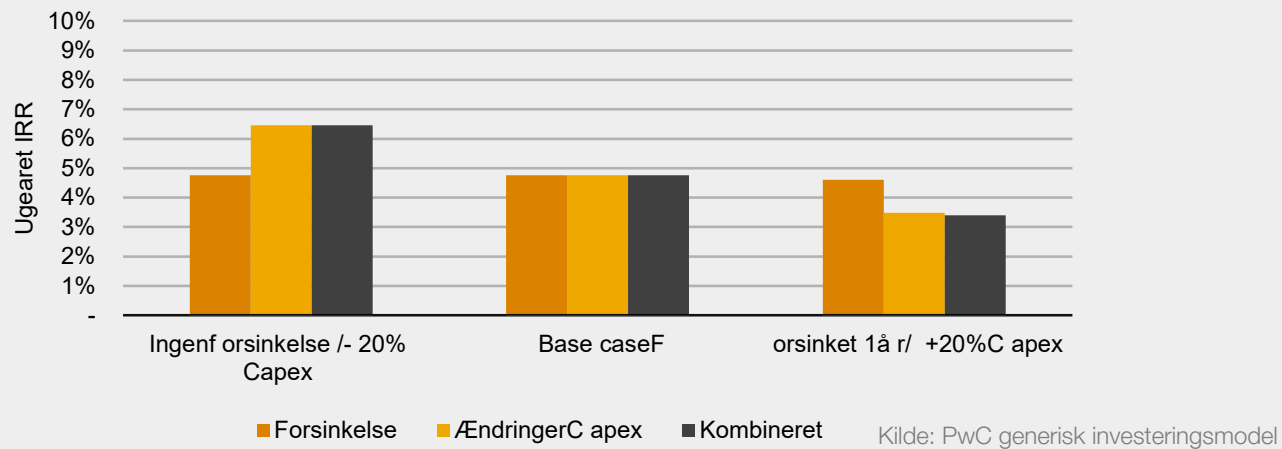
Nedjustering af capex har omvendt en positiv effekt på projektværdien, der stiger fra -3,2 mia. kr. i basissceneriet til ca. 1 mia. kr., samt den interne rente, der stiger fra 4,8 til 6,4 %.



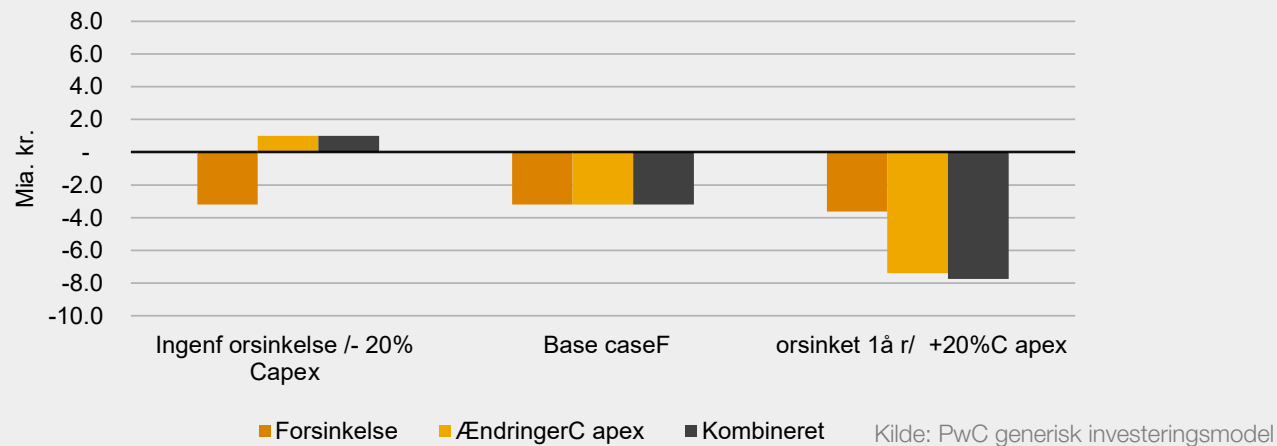
## 4. Investeringscase

# »» Scenarie 1: Forsinkelser og forhøjet capex

Figur 17: Investeringscase for havvind – Ugearet intern rente



Figur 18: Investeringscase for havvind – Projektets værdi





## 4. Investeringscase

# Scenarie 2: Ændringer i afkastkrav

Ændrede vilkår for finansiering har stor betydning i det nuværende investeringsklima. Faktorer som højere og mindre stabile (risikofrie) renter og prisniveauer, en lang projekttid og mange risikofaktorer forbundet med bl.a. det regulatoriske miljø, elpriser og forsyningskæden (højere risikopræmie) må forventes at forhøje investorernes afkastkrav. Omvendt kan investorer med

et mere optimistisk syn på risikomomenter eller andre strategiske overvejelser tænkes at være villige til at investere i havvind med et lavere, ikke-markedskonformt afkastkrav. For at belyse effekten af de ændrede afkastkrav på investeringscasen har vi opstillet investeringsscenario 2, hvor basiscasens antagelse om afkastkrav henholdsvis reduceres og forhøjes med 2 %-point.

### Beskrivelse

For at undersøge effekten af ustabile finansieringsforhold og mange risikofaktorer har vi i scenarie 2 ændret basiscasens antagelse om et afkastkrav på 6 %. Afkastkravet stiger med højere (risikofrie) renter og øget risikobillede (højere risikopræmie), og vi kan allerede konstatere en stigning i afkastkravet inden for de seneste år på op til 2 %-point. I scenarie 2 undersøger vi derfor konsekvensen for investeringscasen af en stigning i afkastkravet fra 6 til 8 % som følge af en forværring af risikobilledet. Omvendt kan forhold som fx andre forventninger til markedsudviklingen, strategiske overvejelser eller prioritering af grønne investeringer bevirke, at nogle investorer er villige til at investere med et lavere afkastkrav. I scenarie 2 undersøger vi derfor også konsekvensen for investeringscasen af en nedjustering i afkastkravet fra 6 til 4 %.

### Ændrede forudsætninger

- Afkastkrav nedjusteres med 2 %-point til 4 %.
- Afkastkrav opjusteres med 2 %-point til 8 %.

### Resultater

Opjustering af afkastkravet som følge af øget risikobillede har stor negativ effekt på investeringscasen. Ved en stigning i afkastkravet fra basiscasens 6 % til 8 % falder projektværdien fra -3,2 mia. kr. i basiscasen til -6,8 mia. kr. – svarende til et fald på 3,6 mia. kr.

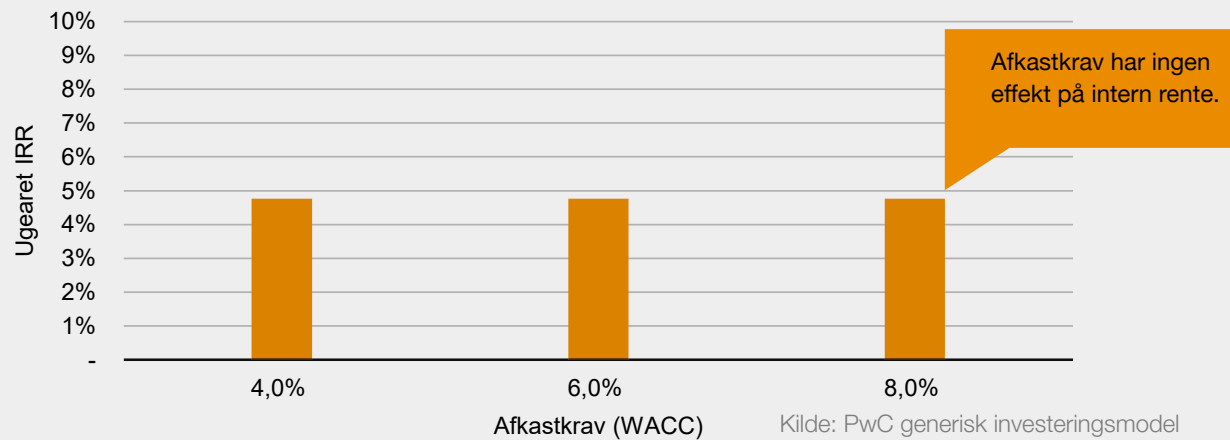
Tilsvarende har en nedjustering af afkastkravet en stor positiv effekt på investeringscasen, fordi afkastkravet nu ligger under den interne rente. Ved et fald i afkastkravet fra basiscasens 6 % til 4 % stiger projektværdien fra -3,2 mia. kr. i basiscasen til 2,4 mia. kr. – svarende til en stigning på hele 5,6 mia. kr.



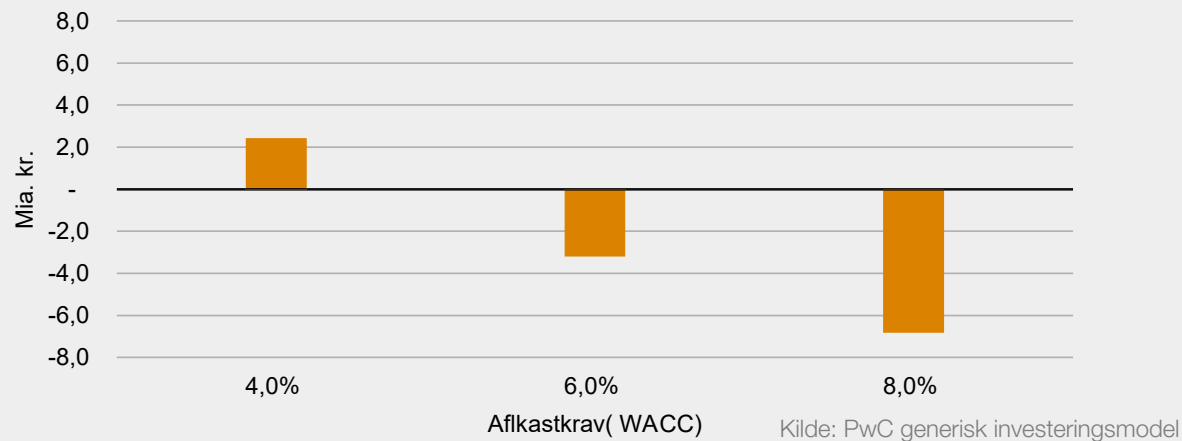
## 4. Investeringscase

# »» Scenarie 2: Ændringer i afkastkrav

Figur 19: Investeringscase for havvind – Ugearet intern rente



Figur 20: Investeringscase for havvind – Projektets værdi



# Scenarie 3: Offtake-risiko på markedspriser

Usikkerhed om fremtidige elpriser og mulighed for aftag af strømmen har stor betydning i det nuværende havvindmarked. For at blive klogere på effekterne på investeringscasen af denne usikkerhed har vi i scenarie 3 skruet på basiscasens antagelser om fremtidens elpris. I scenarie 3 tager vi udgangspunkt i Energinets forskellige scenarier for den fremtidige elpris, dvs. at vi inkluderer deres "worst case"- og "best case"-fremskrivning. Derudover inkluderer vi forskellige grader af "prisgaranti" for strømmen fra PPA'er. Det bemærkes, at havvindaktører kan have andre forventninger til den fremtidige elpris end Energinet, hvilket potentielt kan påvirke investeringscasen i enten en positiv eller

negativ retning. Det bemærkes dertil, at vi anvender Energinets worst- og best-cases til at illustrere forskellige udviklinger i elprisen ved henholdsvis stor og lille el-efterspørgsel. Vi tager således ikke udgangspunkt i de baggrundsvariable, der ligger til grund for Energinets cases, heriblandt variable vedrørende vejrforhold, men anvender udelukkende Energinets cases som proxyer for prisudvikling. Niveauerne stemmer i rimelig grad overens med andre relevante følsomhedsanalyser, herunder bl.a. følsomhedsanalyser for elpris-outlook udarbejdet af Green Power Denmark, der dog er baseret på andre antagelser.

### Beskrivelse

For at undersøge effekten af ændringer i markedsprisen på el ændrer vi i scenarie 3 på basiscasens antagelser om fremtidens elpris. Hvor basiscasen antager Energinets 2023-basisfremskrivning af markedsprisen på el, undersøger scenarie 3 effekten på investeringscasen, hvis der i stedet anvendes Energinets henholdsvis "worst case"- og "best case"-fremskrivninger.

I scenarie 3 undersøger vi desuden effekten på investeringscasen af forskellige grader af dækning fra PPA-kontrakter. PPA-kontrakter mindsker udviklers risiko for manglende aftag og giver en "prisgaranti" for en del af den producerede strøm. Vi undersøger derfor effekten af forskellige volumener af PPA-kontrakter, der dækker henholdsvis 70, 85 og 100 % af den producerede strøm. Der antages ikke løbende forlængelse af PPA-kontrakten, men i stedet at produktionen afsættes til markedspriser efter kontraktens udløb.

### Ændrede forudsætninger

- Ændrede forventninger til den fremtidige elpris til Energinets seneste "worst case"- og "best case"-fremskrivninger (i faste priser er gennemsnitsprisen i 2030-2054 på 382 kr./MWh i basiscase, 367 kr./MWh i worst case og 634 kr./MWh i best case).
- Andel af volumen af den producerede strøm, der dækkes via en tiårig PPA, varierer fra 60 % til henholdsvis 70, 85 og 100 %.

### Resultater

Ændringer i markedsprisen for el har stor betydning for investeringscasen. Realiseres Energinets "best case"-fremskrivning, stiger den interne rente fra 4,8 % i basiscasen til 7,9 %, hvilket ligger over det antagne afkastkrav på 6 %. Samtidig stiger projektværdien fra -3,2 mia. kr. i basiscasen til en positiv værdi på 5,6 mia. kr. Realiseres i stedet Energinets "worst case"-fremskrivning, resulterer det i en intern rente og projektværdi, der ligger lidt lavere end resultaterne for basiscasen. Det er således en forudsætning for at opnå en positiv investeringscase, at den fremtidige pris på el følger en udvikling, der ligger væsentligt højere end Energinets basisfremskrivning, alt andet lige.

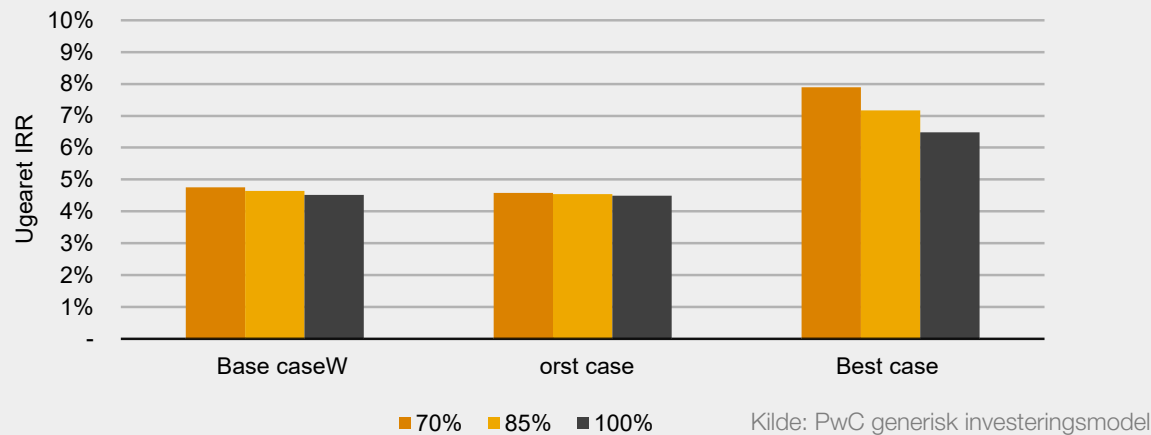
Scenarie 3 viser desuden, at risikoen ved usikkerhed om elpriser mindskes, når en større del af produktionen afsættes i PPA-aftaler. Viser markedsprisen på el sig at følge et niveau, der ligger tættere på Energinets "best case" end deres basisfremskrivning, går udvikler til gengæld glip af en del upsides ved en høj PPA-dækning.



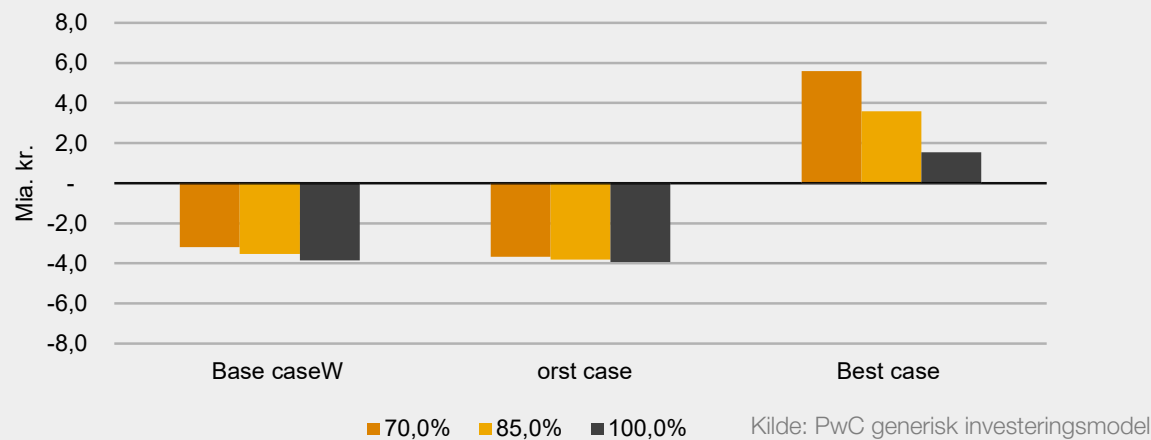
## 4. Investeringscase

# » Scenarie 3: Offtake-risiko på markedspriser

Figur 21: Investeringscase for havvind – Ugearet intern rente



Figur 22: Investeringscase for havvind – Projektets værdi



# Implikation for investeringer i havvind i dag

Resultaterne fra basiscasen og de tre scenarier indikerer, at investeringscasen for havvind er meget udfordret i det nuværende investeringsklima. Basiscasen, der er baseret på det nuværende investeringsklima og de seneste fremskrivninger af elmarkedet, viser en negativ projektværdi. Dertil kommer de usikkerheder, der repræsenteres i de tre investeringsscenarioer, og som kan have en yderligere negativ påvirkning på casen.

Det betyder dog ikke, at havvind altid er en dårlig investering. For bare ca. to år siden så flere af de faktorer, der i dag påvirker investeringsklimaet negativt, markant anderledes ud, og investeringscasen var langt mere positiv. Tre væsentlige faktorer, som har ændret sig markant de seneste to år, er capex, forventninger til markedspriser og afkastkrav. I 2021 så udviklere et capex-niveau, der lå markant lavere end i dag, en højere forventet gennemsnitlig elpris i perioden 2030-2060,

og cirka 2 %-point lavere renter med direkte betydning for et lavere afkastkrav. (Selvom capex-niveauet allerede begyndte at stige i 2020, sammenligner vi her med et 2021-scenarie, da Energinet har meldt ud, at deres forventninger til elprisen i 2020 lå uden for det "normale" billede). De ændrede forudsætninger betyder, at resultaterne af vores 2023-basiscase ser væsentligt anderledes ud end i en 2021-case. Ændres forudsætningerne i basiscasen, så de svarer til de nævnte 2021-forudsætninger, stiger investeringscasen fra en projektværdi på -3,2 mia. kr. til 10,1 mia. kr., og den intern rente stiger fra 4,8 til 7,5 %.

Alt i alt tyder analysens resultater dermed på, at det nuværende investeringsklima for havvind er presset, men at dette kan ændre sig, hvis der sker en positiv udvikling i de faktorer, der påvirker investeringscasen.



**Capex**      **Situationen i 2021**  
I dag ligger capex op til 40 % højere end i 2021.

**Situationen i 2023**  
Særligt højere priser på stål og transport har hævet anlægsomkostningerne.

**Markedspriser**  
I 2021 estimerede Energinet en gennemsnitspris på 435 kr./MWh i 2030-2060 med en flad fremskrivning fra 2040.

Energinet estimerer en gennemsnitlig elpris i 2022-priser på 382 kr./MWh i 2030-2060 med en flad fremskrivning fra 2050.

**Afkastkrav**  
Ændringer i statsrenter forplanter sig i afkastkravet. I 2021 var der ca. 2 %-point lavere renter

Nationalbankerne har hævet renterne markant som reaktion på højere inflation.

Værdien af investeringscasen er faldet med 13,3 mia. kr.

	2021		2023
<b>Investeringscase</b>	10,1	▶	-3,2
<b>Intern rente</b>	7,5 %	▶	4,8 %

Figur 23: Ændrede vilkår i investeringscasen fra 2021 til 2023



# Indhold

- 1 Danske ambitioner for havvind
- 2 Nationale investeringer og strategier for udbygning af havvind
- 3 Faktorer, der påvirker investeringsklimaet
- 4 Praktiske implikationer for investering i havvind
- 5 Anvendt metode og datagrundlag**

## 5. Anvendt metode og datagrundlag

# Metode

### Rapportens analyse og resultater er baseret på kvalitetssikret data og velafprøvede metoder

Analysen er udarbejdet for Partnerskab for Havvind i perioden oktober 2023 til maj 2024 og er baseret på research, interviews og PwC's erfaringer med investeringscases inden for havvind. Investeringscasen er endvidere kvalitetssikret af markedsaktører.

Vi har baseret rapportens analyse og resultater på indsigter, som er indsamlet via skrivebordsresearch og interviews med relevante markedsaktører. Konkret har vi afholdt en række semistrukturerede interviews med relevante markedsaktører, der repræsenterer forskellige led i værdikæden – herunder både producenter, udviklere, opstillere og investorer. Forud for alle interviews er der opstillet en interviewguide med henblik på at sikre ensartet struktur og faglig bredde på tværs af alle interviews. Alle interviews behandles fortroligt, og ingen deltagende interviewpersoner citeres direkte i rapporten. Vi har anvendt interviews til at identificere de faktorer, der påvirker investeringsklimaet og prioritere dem samt til direkte at identificere og kvalitetssikre de anvendte forudsætninger i investeringscasen.

I rapporten suppleres indsigter indsamlet gennem interviews med skrivebordsresearch og research af analyser, rapporter, mv. Vi har anvendt offentligt tilgængeligt eksternt materiale fra kilder med vurderet høj troværdighed. Vi har desuden trukket på PwC's eksisterende erfaringer med havvind og investeringer i en dansk kontekst samt videndelt med fageksperter i det europæiske PwC-netværk.

Investeringscasen, der er anvendt i rapporten, er baseret på en typisk case for en havvindmøllepark på 1 GW. Det bemærkes, at specifikke investeringscases kan variere i forhold til rapportens eksempel, ligesom aktører i markedet kan anvende andre forudsætninger end dem, der ligger til grund for rapportens case.

De antagelser, der anvendes i investeringscasen, er baseret på input fra relevante markedsaktører indsamlet gennem interviews. Vi har tryktestet de anvendte forudsætninger baseret på PwC's erfaringer fra lignende opgaver samt kvalitetssikret dem gennem drøftelse med relevante markedsaktører.

Det bemærkes, at vi anvender Energinets worst- og best-cases til at illustrere forskellige udviklinger i elprisen ved henholdsvis stor og lille el-efterspørgsel. Vi tager således ikke udgangspunkt i de baggrundsvariable, der ligger til grund for Energinets cases, heriblandt variable vedrørende vejrforhold, men anvender udelukkende Energinets cases som proxyer for prisudvikling. Niveauerne stemmer desuden i rimelig grad overens med andre relevante følsomhedsanalyser, herunder bl.a. følsomhedsanalyser for elpris-outlook udarbejdet af Green Power Denmark.

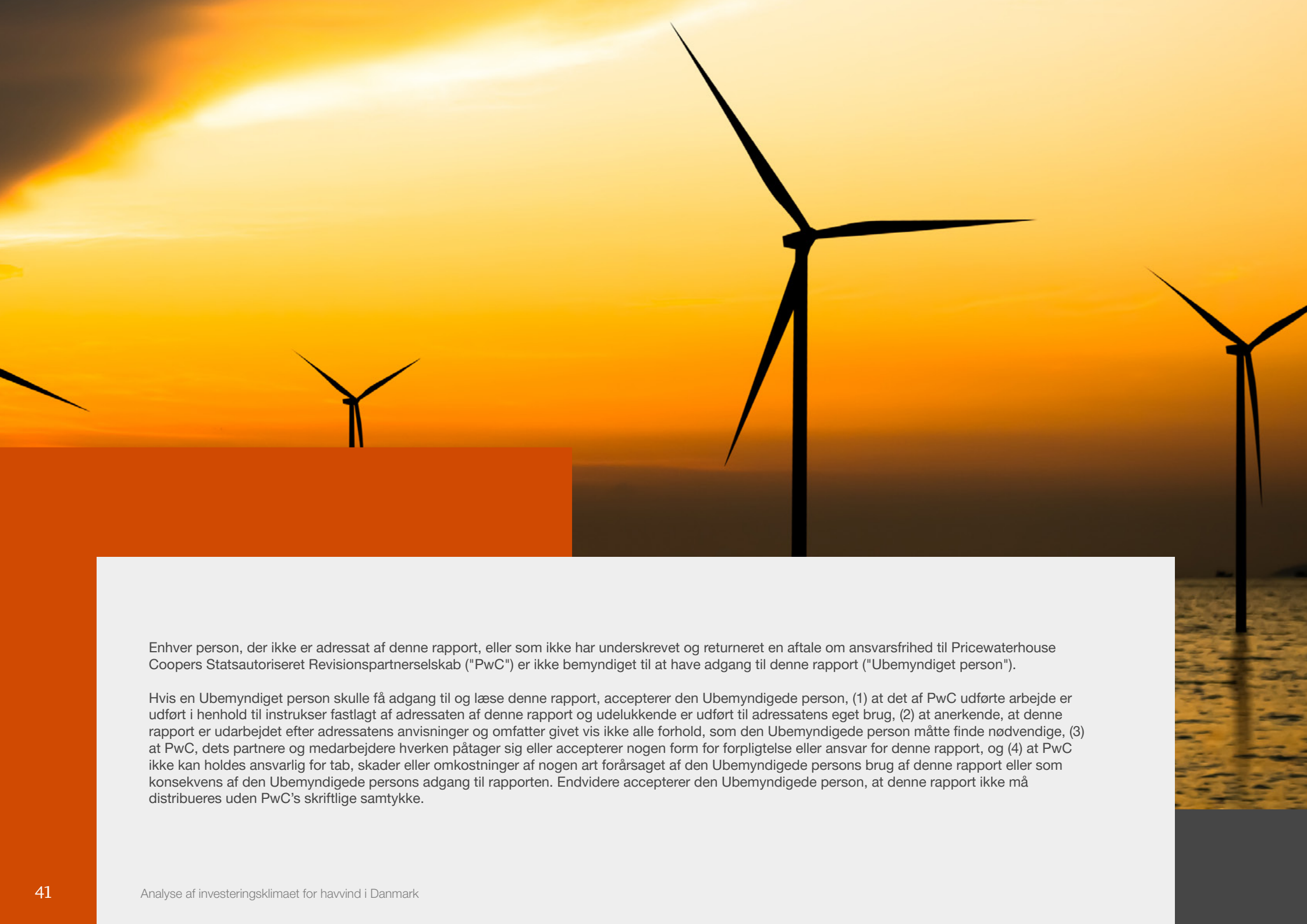
For at bestemme værdien af den typiske investeringscase har vi beregnet nutidsværdien af de fremtidige pengestrømme, dvs. at vi har anvendt en indkomstbaseret metode (DCF). I denne metode estimeres projektets pengestrømme, der tilbagediskonteres med afkastkravet (WACC) for at få nutidsværdien af pengestrømmene og dermed projektet.

Vi har anvendt den interne rente på den typiske investeringscase som et supplerende nøgletal, da den interne rente udtrykkes på samme måde som afkastkravet og kan sammenholdes hermed. Den interne rente indikerer projektets afkast og kan ligeledes ses som afkastkravet, der medfører en nutidsværdi på 0.

# Litteraturliste

1. Energistyrelsen
2. Klima, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM)
3. KEFM
4. KEFM
5. KEFM
6. COWI
7. Energistyrelsen
8. Energistyrelsen
9. Energistyrelsen
10. Brintbranchen
11. Energistyrelsen
12. Energistyrelsen
13. Energistyrelsen
14. Energistyrelsen
15. Nationalbanken
16. Dansk Industri
17. Vattenfall
18. Dansk Industri
19. Energinet
20. Energinet
21. EnergiWatch
22. Vattenfall
23. Trading Economics
24. Trading Economics
25. Danmarks Statistik
26. Nationalbanken
27. EU
28. EU
29. WindEurope
30. WindEurope
31. U.S. Department of Energy
32. WhiteHouse
33. NEA
34. GOV.UK
35. Regjeringen
36. WindEurope
37. Statista
38. Baltic Wind
39. Power Technology
40. WindEurope
41. Economie
42. Baltic Wind
43. KEFM
44. KEFM
45. Altinget
46. WindEurope
47. Reuters
48. NEA
49. Bird&Bird
50. KEFM
51. Aegir
52. OSF
53. RVO
54. The Crown Estate
55. UK Government, Department of Business and Trade
56. Aegir
57. Industry and Energy
58. OWC
59. WindEurope





Enhver person, der ikke er adressat af denne rapport, eller som ikke har underskrevet og returneret en aftale om ansvarsfrihed til Pricewaterhouse Coopers Statsautoriseret Revisionspartnerselskab ("PwC") er ikke bemyndiget til at have adgang til denne rapport ("Ubemyndiget person").

Hvis en Ubemyndiget person skulle få adgang til og læse denne rapport, accepterer den Ubemyndigede person, (1) at det af PwC udførte arbejde er udført i henhold til instrukser fastlagt af adressaten af denne rapport og udelukkende er udført til adressatens eget brug, (2) at anerkende, at denne rapport er udarbejdet efter adressatens anvisninger og omfatter givet vis ikke alle forhold, som den Ubemyndigede person måtte finde nødvendige, (3) at PwC, dets partnere og medarbejdere hverken påtager sig eller accepterer nogen form for forpligtelse eller ansvar for denne rapport, og (4) at PwC ikke kan holdes ansvarlig for tab, skader eller omkostninger af nogen art forårsaget af den Ubemyndigede persons brug af denne rapport eller som konsekvens af den Ubemyndigede persons adgang til rapporten. Endvidere accepterer den Ubemyndigede person, at denne rapport ikke må distribueres uden PwC's skriftlige samtykke.