



KPMG P/S
Dampfærgevej 28
2100 København Ø
Denmark

Telephone +45 70 70 77 60
www.kpmg.dk

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiøer

Energistyrelsen
18. Oktober 2021



Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energigøer

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

Vigtig information

KPMG's arbejde med indeværende rapport begyndte d. 3. august 2020 og er afsluttet 18. oktober 2021.

Denne rapport har forrang for de tre tidligere rapportversioner; (i) "draft rapport", hvor arbejdet blev afsluttet 1. oktober 2020, (ii) "endelig rapport", hvor arbejdet blev afsluttet 17. december 2020, (iii) "endelig KPMG rapport", hvor arbejdet blev afsluttet 17. juni 2021. Indeværende rapport er dels konsolideret ift. de tre tidligere rapportversioner, og den indeholder ligeledes de opdaterede omkostningsestimater fra COWI's rapport "Cost benefit analyse og klimaaftryk af energigøer i Nordsøen og Østersøen".

I rapporten har KPMG benyttet analyser foretaget af COWI vedrørende CAPEX, OPEX og ABEX for energigøen som en af de primære datakilder. CAPEX dækker over fremstilling, transport og installering, og OPEX dækker over årlige undersøgelser og reparationsarbejde. KPMG noterer sig, at COWI's tal er behæftet med usikkerhed.

Rapporten benytter også 1. udkast af Kammeradvokatens notat "Energigø – ejerskab og tildeling" i gennemgangen af de forskellige ejerskabsmodeller. Vi har ikke valideret denne information og påtager os intet ansvar for denne information. KPMG noterer sig, at omkostningsestimaterne på nuværende tidspunkt er behæftet med usikkerhed, idet projektet fortsat er i en tidlig modningsfase og grundet fraværet af oplagte referenceprojekter.

Vores rapport henviser til "KPMG-analyse"; dette angiver, at vi har foretaget analytiske aktiviteter på baggrund af de underliggende datakilder.

Arbejdet med energigøen er fortsat i et tidligt stadie i forhold til regulering, valg af teknisk løsning, business case mm. I rapporten præsenteres forskellige overvejelser og løsningsforslag inden for de forskellige ejerskabsmodeller på baggrund af interviews foretaget med en række institutionelle investorer. KPMG's rapport er ikke en juridisk analyse, og vi har heraf ikke valideret de juridiske implikationer af investorernes overvejelser og løsningsforslag.

KPMG har alene udarbejdet denne rapport til brug for Energistyrelsen samt udvalgte personer i Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Finansministeriet og Erhvervsministeriet, der er del i arbejdet med de danske energigøer. KPMG anser rapporten for at være fortrolig, og den eller dele heraf må ikke offentliggøres eller videregives til andre uden KPMG's skriftlige samtykke. Såfremt kommentarer, anbefalinger og konklusioner fra rapporten skal videregives til tredjepart, aftales det skriftligt mellem parterne, i hvilken form informationerne kan videregives. Ved aktindsigt skal KPMG have lejlighed til at høres, inden der gives aktindsigt. Tredjeparter vil ikke kunne støtte ret på rapporten eller dele heraf.



Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energigør

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

Ordliste

ABEX	Nedtagelsesomkostninger
AF19	Analyseforudsætninger 2019
BP	Basis point
CAPEX	Konstruktionsomkostninger
CF	Cash flows/pengestrømme
EPC	Engineering, procurement and construction
GW	Gigawatt
HVDC	High-voltage direct current
IRR	Internal rate of return
O&M	Drift og vedligeholdelse
OPEX	Drift og vedligeholdelsomkostninger
OPP	Offentligt Privat Partnerskab
PtX	Power-to-X
SOV	Selvstændig offentlig virksomhed
VVM	Vurdering af virkninger på miljøet
WACC	Vægtede kapitalomkostninger



Indholdsfortegnelse

1	Executive summary	4
1.1	Baggrund for rapporten og fremgangsmåde	4
1.2	Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter/selskaber	5
1.3	Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiørerne	6
1.4	Delanalyse 3: Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og afkastniveau	8
1.5	Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne	11
2	Metode og fremgangsmåde	13
2.1	Baggrund	13
2.2	Rapportens indhold	14
2.3	Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter	15
2.3.1	Udgangspunkt for benchmarkanalysen	15
2.3.2	Korrektion af de identificerede afkast i benchmarkanalysen	18
2.4	Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiøren	19
2.5	Delanalyse 3: Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og afkastniveau	20
2.5.1	Metode og antagelser	20
2.5.2	Indtægter og projektets afkast	20
2.5.3	Gældsomkostninger	22
2.5.4	Kapitalstruktur	23
2.5.5	Øvrige antagelser	23
2.6	Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne	24
3	Analyseafsnit af ejerskabsmodeller og finansiell analyse – delanalyse 1-4	25
3.1	Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter	25
3.2	Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiøren	27
3.2.1	Ejerskabsmodel 1-3 – Eneejet statsligt ejerskab via SOV (ejerskabsmodel 1), aktieselskab (ejerskabsmodel 2) eller faseopdelt udviklingsmodel (ejerskabsmodel 3)	27



Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

3.2.1.1	Beskrivelse af ejerskabsmodellerne	27
3.2.1.2	Investorers overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellerne	29
3.2.2	Ejerskabsmodel 4 - Statsligt majoritetsejerskab (51%) med privat minoritetsejerskab (49%)	30
3.2.2.1	Beskrivelse af ejerskabsmodellen	30
3.2.2.2	Investorernes overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen	31
3.2.3	Ejerskabsmodel 5 - Statsligt minoritetsejerskab (30%) med privat majoritetsejerskab (70%)	33
3.2.3.1	Beskrivelse af ejerskabsmodellen	33
3.2.3.2	Investorernes overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen	34
3.2.4	Ejerskabsmodel 6 – Fuldt privat ejerskab baseret på tidsbegrænset eneret til privat aktør/konsortium	36
3.2.4.1	Beskrivelse af ejerskabsmodellen	36
3.2.4.2	Investorernes overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen	37
3.3	Delanalyse 3: Pengestrømsanalyse	39
3.3.1	Pengestrømme ved fuldt statsligt ejerskab	39
3.3.2	Pengestrømme for alle ejerskabsmodeller	42
3.3.2.1	Omsætning samt afledte transportomkostninger og lejebetalinger	43
3.3.2.2	Pengestrømme til egenkapital og egenkapitalforrentning	47
3.3.3	Følsomhedsanalyser – omsætningsbehov ift. CAPEX og forsinkelse	50
3.3.3.1	Omsætningsbehovets følsomhed ift. CAPEX	50
3.3.3.2	Mulige økonomiske effekter ved 1 års forsinkelse	52
3.3.4	Overvejelser ift. refinansiering af gæld	56
3.4	Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne	60
3.4.1	Totaløkonomi som begreb	60
3.4.2	Totaløkonomi appliceret på energiøren	60
3.4.2.1	CAPEX	61
3.4.3	OPEX	67
3.4.4	ABEX	69
3.4.5	Samlet sammenfatning af totaløkonomi i forhold til ejerskabsmodellerne	71
4	Appendiks 1 – Interviewguide	73
5	Appendiks 2 – Pengestrømsanalyser	75
5.1	Pengestrømme: Sænkekasse og 4% projektafkast	76
5.2	Pengestrømme: Sænkekasse og 10% projektafkast	77
5.3	Pengestrømme: Platform og 4% projektafkast	78
5.4	Pengestrømme: Platform og 10% projektafkast	79

1 Executive summary

1.1 Baggrund for rapporten og fremgangsmåde

I Klimaaftalen af 22. juni 2020 er der formuleret et ønske fra den brede forligskreds, der står bag aftalen om, at der senest i 2030 skal etableres to energigøer med i alt 5 GW tilkøbet. Energigøerne skal være verdens første af sin slags og skal fremtidssikre dansk havvindudbygning. Det antages på nuværende tidspunkt, at den ene energigø skal placeres i Nordsøen og skal have en initialkapacitet på 3 GW i 2030 med plads til mindst 10 GW på sigt, mens den anden energigø etableres på Bornholm og skal have en initialkapacitet på 2 GW med mulighed for at udvide til i alt 3 GW.

Regeringen og forligskredsen har pålagt Energistyrelsen at analysere forskellige tekniske løsninger, forretningsmodeller og ejerskabsstrukturer for de planlagte energigøer. Ud over de politisk, strategiske, tekniske og juridiske aspekter skal forskellige ejerskabs-, selskabs- og finansieringsmæssige løsninger analyseres. Disse kan indeholde (i) offentligt ejerskab/finansiering, (ii) privat ejerskab/finansiering eller, (iii) delvist offentlig og delvist privat ejerskab/finansiering.

I forbindelse med pålægget ift. Energistyrelsen skal der udarbejdes en række analyser, der kan understøtte Regeringens og forligskredsens beslutninger mht. den endelige struktur for øerne, herunder ejer- og kapitalstruktur. Energistyrelsen har i denne forbindelse forespurgt ekstern support fra KPMG til at foretage analyser og give indspil i forhold til overvejelser omkring ejerskabsstrukturer for energigøerne.

På baggrund af ovenstående og via drøftelserne med Energistyrelsen er det blevet aftalt, at KPMG's arbejde vil indeholde følgende analyser og vurderinger:

- Gennemgang og vurdering af fordele og ulemper ved udvalgte ejerskabsmodeller for energigøerne
- Vurdering af mulige kapitalstrukturer for energigøerne ved statsligt ejerskab, herunder initiale statslige investeringsbehov og løbende finansieringsomkostninger
- Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energigøerne baseret på de udvalgte ejerskabsmodeller
- Vurdering af de vægtede kapitalomkostninger (WACC) ved de udvalgte ejerskabsmodeller
- Analyser af pengestrømme ved de udvalgte ejerskabsmodeller
- Kvalitativ analyse af totaløkonomien i ø-projektet i Nordsøen, herunder potentielle fordele ved involvering af private aktører

For at kunne foretage ovenstående analyser og vurderinger foretager KPMG følgende fire uafhængige analyser:

- **Delanalyse 1:** Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter
- **Delanalyse 2:** Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiørerne
- **Delanalyse 3:** Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme
- **Delanalyse 4:** Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne

1.2 **Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter/selskaber**

Formålet med benchmarkanalysen har været at afdække afkastkrav for private investorer for projekter/selskaber, der vurderes sammenlignelige med energiøren. På denne baggrund har KPMG foretaget en større dataindsamling, hvor udvælgelseskriterierne har været følgende:

- Kapitaltunge anlægsprojekter
- Indtægter behæftet med forskellige grader af sikkerhed
- Anlægsprojekter der er eksponeret mod myndighedsgodkendelsesprocesser
- Forskellige grader af regulering af aktiverne
- Anlægsprojekter med en grad af teknologisk risiko for, at aktivet ikke er relevant på lang sigt
- Anlægsprojekter hvor staten er involveret i ejerskabet
- Greenfield anlægsprojekter der er baseret på en OPP struktur og med risikomitigerende tiltag

På baggrund af ovenstående udvælgelseskriterier vurderer KPMG, at et afkastspænd for institutionelle investorers eventuelle investering i energiøren kan ligge mellem 4% og 10% nominelt efter skat. Såfremt investeringen i energiøren skal afspejle den nedre del af afkastspændet forventer KPMG, at der skal være væsentlige risikomitigerende tiltag for bl.a. byggerisiko, indtægtsrisiko og et sikret minimumsafkast for de institutionelle investorer. Såfremt investeringen i energiøren skal afspejle den høje ende af afkastspændet forventer KPMG, at der etableres få risikomitigerende tiltag, og der vil være en væsentlig indtægtsrisiko.

Det skal yderligere bemærkes, at forskelle mellem ejerskabsmodeller, der involverer institutionelle investorer, ikke forventes at påvirke investorernes afkastkrav direkte. Den drivende kraft bag ændringer i dette vil i stedet være det risikobillede, som påhviler investeringen i energiøren.

KPMG noterer sig ligeledes, at afkastspændet mellem 4-10% nominelt efter skat er konsistent med de mundtlige indikationer, KPMG har fået gennem interviews med de institutionelle investorer (det indikerede projektafkastspænd fra private investorer er

omkring 5-10%). De institutionelle investorer vurderer, at såfremt investeringen skal ligge i den nedre del af afkastspændet, bør investeringen minde om en OPP-lignende investering med en høj grad af sikkerhed for investeringens afkast. Såfremt investeringen skal ligge i den høje ende af afkastspændet, vurderer de institutionelle investorer, at investeringen kan ligne et koncessionsudbud med flere risikoelementer, som f.eks. en andel af indtægtsgrundlaget, der kunne være volumenafhængigt.

Afkastspændet mellem 4-10% nominelt efter skat benyttes i den finansielle analyse i delanalyse 3 i vurderingen af pengestrømme.

1.3 Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energigørerne

Formålet med delanalyse 2 er at afdække interessen og appetitten blandt institutionelle investorer for kapitalmobilisering og ejerskab af energigørerne. På denne baggrund har KPMG interviewet seks relevante institutionelle investorer for at afdække investorernes vurdering af energigøreren som potentiel investering og deres vurdering af de udvalgte ejerskabsmodeller.

De institutionelle investorer vurderer overordnet set, at energigøreren er et yderst interessant investeringsmål, såfremt man kan etablere en business case, hvor det risikostyrede afkast står mål med det ansvar, investorerne påtager sig.

De institutionelle investorer har været meget enige om, hvad de på nuværende tidspunkt ser som de væsentligste risici – disse kan kategoriseres i fire overordnede hensyn:

- 1 **Konstruktionsrisiko:** Alle investorerne påpeger, at vurderingen af konstruktionsrisikoen ved et sådan greenfield projekt vil have meget stort fokus i investeringsvurderingen
- 2 **Risici ift. sammensætning af konsortium:** Et centralt element for alle de institutionelle investorer er sammensætningen af konsortiet, der skal drive udviklingen og driften af energigøreren. De nævner ligeledes, at specielt den EPC-ansvarlige aktør i konsortiet er afgørende for risikovurderingen af projektet. Dette skyldes bl.a., at de institutionelle investorer ikke selv besidder disse kompetencer.
- 3 **Regulatorisk risiko:** De institutionelle investorer er ligeledes optaget af den regulatoriske risiko ved et nyt type aktiv som energigøreren, hvor reguleringen ikke er fastlagt endnu. Et nøgleprincip for de institutionelle investorer er transparens og langsigtet stabilitet i reguleringen
- 4 **Risiko for at udbud bliver for detailspecificeret:** De institutionelle investorer ser et potentielt problem ved for detaljerede kravspecifikationer omkring energigøreren, idet det kan hæmme fleksibilitet, og det kan ende med, at man for tidligt i processen definerer konfigurationen på energigøreren

Vurdering af ejerskabsmodellerne:

I tillæg til de overordnede overvejelser omkring energigøreren har KPMG også drøftet udvalgte ejerskabsmodeller med de institutionelle investorer for at få deres perspektiver

på de mest hensigtsmæssige ejerskabsmodeller. Drøftelserne har taget udgangspunkt i nedenstående seks ejerskabsmodeller¹:

- 1 Eneejet statsligt ejerskab organiseret som en Selvstændig Offentlig Virksomhed
- 2 Eneejet statsligt ejerskab organiseret som aktieselskab
- 3 Eneejet statsligt ejerskab i udbygningsfasen med mulighed for efterfølgende frasalg til private investorer (faseopdelt udviklingsmodel)
- 4 Statsligt majoritetsejerskab (51%) med privat minoritetsejerskab (49%).
- 5 Statsligt minoritetsejerskab (30%) med privat majoritetsejerskab (70%).
- 6 Fuldt privat ejerskab baseret på tidsbegrænset eneret til privat aktør/konsortium

De institutionelle investorer vurderer overordnet set, at ejerskabsmodel 5 og ejerskabsmodel 6 er de mest interessante ud fra et investorsynspunkt, såfremt den danske stat ønsker privat egenkapitalmobilisering til energiøen.

De institutionelle investorer ser positivt på ejerskabsmodel 5, idet (i) det vurderes, at koncessionsmodellen vil give fleksibilitet og undgå detailspecificering, (ii) man vil kunne sprede risikoen ud over flere aktører/selskaber, (iii) det vurderes som risikomitigerende ift. den regulatoriske risiko, at et statsligt selskab deltager i ejerskabet med f.eks. kompetencer inden for tilladelser, miljøundersøgelser mm.

KPMG har yderligere noteret sig en række fordele ved ejerskabsmodel 5 (Nordsøfondsmodellen) for staten:

- a) Det statslige selskab kan være med til at sikre, at energiøen udbygges og drives til gavn for samfundet med begrænset økonomisk risiko,
- b) Staten får indtægter fra et afkast med relativ lav risiko fra energiøen,
- c) Via sit ejerskab får staten indblik og knowhow, som kan komme til gavn for andre lignende projekter inden for den grønne omstilling,
- d) Kritisk infrastruktur for den grønne omstilling bliver delvist statsejet

De institutionelle investorer ser også positivt på ejerskabsmodel 6, idet (i) det vurderes, at denne ejerskabsmodel vil medføre mindst mulig detailspecificering af øens konfiguration og tekniske krav, hvilket vurderes at kunne fremme innovative løsninger, (ii) det vurderes, at det private ejerskab giver en god mulighed for at bringe kompetencer i spil inden for udvikling, drift og etablering af offshore vindinfrastruktur samt erfaring med store infrastrukturprojekter fra både danske og udenlandske infrastrukturprojekter.

Alle de institutionelle investorer er åbne over for et statsligt medejerskab i energiøen. Investorerne har vurderet forskellige modeller for, hvilke kompetencer det statslige selskab bør bidrage med til konsortiet. Én mulighed var at bidrage med erfaring fra lignende infrastrukturprojekter (f.eks. med kompetencer fra selskaber som Energinet

¹ Investorerne har ikke skulle forholde sig eksplicit til ejerskabsmodel 1 (SOV) og ejerskabsmodel 2 (statslig aktieselskab), idet ejerskabsmodellerne som hovedregel ikke inkluderer kapitalmobilisering fra institutionelle investorer.

eller Sund & Bælt). En anden mulighed var at bidrage med forståelse af de relevante tilladelser (VVM, havplaner mm.), og hvordan disse indhentes på mest hensigtsmæssig måde. Det skal i denne sammenhæng nævnes, at 2 ud af 6 institutionelle investorer vurderer ejerskabsmodel 4 som mindre attraktiv, idet de i højere grad ønsker staten som passiv deltager, og at majoritetsejerskabet og EPC-ansvaret bør være privat. De fire andre institutionelle investorer vurderer, at det endnu er for tidligt at vurdere dette.

Appetitten for at påtage sig konstruktionsrisiko er et element, hvor investorerne adskiller sig fra hinanden. Det skyldes, at de enkelte investorer har forskellige investeringshorisoner, risikoprofiler, afkastforventninger mm. Nogle af investorerne vurderer en vis konstruktionsrisiko som et positivt element, idet de kan bruge deres tekniske viden til at vurdere omfanget af denne risiko og i tillæg, at det som oftest også afspejles i et højere afkast. Andre af de institutionelle investorer ønsker ikke at påtage sig en særlig stor grad af konstruktionsrisiko. KPMG noterer sig i denne sammenhæng, at måden konstruktionsrisikoen sammensættes på kan have væsentlig betydning for feltet af interesserede investorer.

De institutionelle investorer har alle forholdt sig til den faseopdelte udviklingsmodel (ejerskabsmodel 3), der bl.a. benyttes til udviklingen af Lynetteholmen. De institutionelle investorer er overordnet set enig i, at denne ejerskabsmodel ikke har den store interesse for dem. De institutionelle investorer begrundes dette med at, (i) de ikke vurderer, at tilgangen afhjælper den indledende konstruktionsrisiko og behovet for at etablere et konsortium i udbygningsfasen med en hensigtsmæssig kompetencesammensætning, (ii) de vurderer, at private kompetencer i højere grad bør inkluderes i udbygningsfasen, (iii) de vurderer, at størrelsen på en eventuel investering i driftsfasen i mindre grad stemmer overens med deres investeringsparametre. KPMG noterer sig også, at den årlige OPEX på nuværende tidspunkt udgør 1,0% af den samlede CAPEX for energiøren, og heraf vil den faseopdelte tilgang baseret på de nuværende estimater begrænse investorernes afkastpotentiale.

1.4 Delanalyse 3: Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og afkastniveau

Ud over de kvalitative beskrivelser af fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsmodeller er de finansielle implikationer af disse analyseret gennem en finansiell model. Hovedformålet med modellen er at analysere pengestrømme ved de forskellige ejerskabsmodeller bl.a. på baggrund af institutionelle investorers afkastforventninger. Derudover er modellen også anvendt til at beregne statsligt investeringsbehov og løbende renteomkostninger ved fuldt statsligt ejerskab. Til sidst er resultatet af pengestrømsanalysen omsat til forventede tarifbetalinger for vindparkejerne og lejebetalinger for Energinet samt følsomhedsanalyser af udvalgte områder.

Pengestrømsanalyse af fuldt statsligt ejerskab²:

I denne pengestrømsanalyse af fuldt statsligt ejerskab er der antaget hvile-i-sig-selv³, hvilket medfører, at der ikke vil være en forrentning af evt. investeret egenkapital. Med udgangspunkt i to konkrete eksempler, den selvstændige offentlige virksomhed (SOV) Energinet og det statslige aktieselskab Femern (A/S) er der for det statslige ejerskab antaget en rente på hhv. 0,5% og 2%. Disse antagelser skal ses som ydrepoler for et muligt spænd for finansieringsomkostninger, som vil afhænge af ejerskab, risiko- og statsstøttevurdering m.fl. De højere renteomkostninger kommer også til udtryk i det statslige lånoptag, grundet byggerenter, hvor statsligt ejerskab med låneomkostning på 2% har omkring 2-4% højere lånoptag og ca. 45% højere samlede renteomkostninger. For denne statslige ejerskabsmodel er der behov for en omsætning⁴, som er ca. 23-24% større end ved statsligt ejerskab med låneomkostning på 0,5%⁵. Der er i denne pengestrømsanalyse anvendt en risikofri renteantagelse som baseret på Analyseforudsætningerne 2019 og Finansministeriets 2025-fremskrivninger.

Pengestrømsanalyse på tværs af ejerskabsmodeller:

Pengestrømsanalysen viser, at der i ejerskabsmodeller med involvering af private investorer er behov for en omsætning på energigøen, der mindst er 80%-85% højere end ved et statsligt ejerskab med låneomkostninger på 0,5% (rapportens antagelser ved et SOV). Dette er et udtryk for forskellen i lånerenten samt en hvile-i-sig-selv tilgang og et 4% projektafkastkrav. Derudover viser analysen, at forskellen i omsætningsbehovet er marginal på tværs af ejerskabsmodeller, der involverer private investorer, idet den eneste forskel mellem disse er renteomkostningerne. Ses der på egenkapitalafkastet er dette generelt størst ved fuldt privat ejerskab, hvilket skyldes de antagne gældsomkostninger. Forskellen i egenkapitalafkastet er dog begrænset mellem ejerskabsmodellerne og ligger mellem 0,3-0,5 pct. point. (se egenkapitalafkastet i tabel 7). Det samlede spænd for egenkapitalafkastet er for sænkekasseløsningen 6%-22% mens det for platformsløsningen er 6-24%, hvor den lave ende reflekterer et 4% projektafkastkrav og den høje ende reflekterer et 10% projektafkastkrav. Der er i denne pengestrømsanalyse anvendt en risikofri renteantagelse på 0% (en 30-årig EU obligation), for at sikre konsistens mellem det estimerede projektafkastspænd og pengestrømsanalysen.

Der er generelt behov for en lavere omsætning ved de fulde statsejede modeller, hvilket er gældende på tværs af udbygningsløsninger. Dette er generelt forårsaget af forskellen i en hvile-i-sig-selv tilgang og et krav om afkast. Der er dog ikke taget højde for, at der

² Det vurderes, at der ved alle ejerskabsmodeller med helt eller delvist statsligt ejerskab vil være tale om statsstøtte, hvorfor det må forventes, at provisionssatsen på lån vil afhænge af en konkret statsstøttevurdering fra EU-kommissionen. Ligeledes vil statens finansielle risiko ved evt. statslige garantier, genudlån og kapitalindskud skulle afdækkes.

³ Det skal noteres, at det ville skulle afdækkes, hvilken regulering der vil være hensigtsmæssig for et statsligt ø-selskab – "hvile-i-sig-selv" er anvendt analytisk.

⁴ I rapporten modelleres omsætningen ud fra de givne projektomkostninger ved de forskellige ejerskabsmodeller. For projektafkastkravet er det antaget, at de fulde statslige ejerskabsmodeller skal hvile-i-sig-selv, mens de resterende ejerskabsmodeller anvender et projektafkastkrav på hhv. 4% og 10%. Det bemærkes, at den endelige regulering af et statsligt ø-selskab, vil skulle afdækkes nærmere, og at hvile-i-selv selv her er anvendt analytisk. For at kunne beregne et projektafkast på hhv. 4% og 10% er der justeret på projektets omsætning (tarif- og lejeindtægter) til det ønskede afkastniveau er opnået. Omsætningen ved de enkelte ejerskabsmodeller er heraf afledt af projektomkostninger og afkastkravet.

⁵ Se venligst afsnit 2.5.3 for antagelserne benyttet for hhv. et statsligt A/S og et statsligt SOV

ved fuldt statsligt ejerskab potentielt vil tillades en forrentning af f.eks. aktivbasen for at sikre et solidt økonomisk fundament for det statslige selskab. Sådanne nuancer kan have stor betydning for de finansielle forskelle mellem ejerskabsmodellerne. Derudover vil der ved delt ejerskab mellem staten og private investorer kunne samles stærke kompetencer, der potentielt kan sikre en bedre totaløkonomisk løsning af projektet. Sidst men ikke mindst vil der ved et delt ejerskab også tilfalde staten en indtjening gennem pengestrømmene til egenkapital, som i denne analyse ikke er til stede ved fuldt statsligt ejerskab. Værdien af dette bør analyseres inden den endelige ejerskabsmodel overvejes.

Transportomkostninger og lejebetaling:

Forskellen i niveauet for transportomkostninger (samlede årlige omkostninger divideret med den årlige gennemstrømning af elektricitet) og lejebetalinger reflekterer de samme effekter som pengestrømsanalysen. Forskellen mellem et fuldt statsligt ejerskab med låneomkostning på 0,5% (antaget for SOV) og et fuldt statsligt ejerskab med låneomkostning på 2,0% (antaget for A/S) er ca. 20-30% for transportomkostninger og lejebetalinger fra energiøens brugere, hvor et A/S ejerskab er antaget dyrest. Sammenholdes de fuldt statslige ejerskabsmodeller med de øvrige, er omkostningerne for energiøens brugere ca. dobbelt så store (80-85%) ved involvering af private investorer. Fuldt statsligt ejerskab er derfor klart billigst for energiøens brugere, men som ved pengestrømsanalysen skal det bemærkes, at der er en række parametre, som kan ændre analysens udfald, f.eks. tilladt forrentning ved fuldt statsligt ejerskab.

Følsomhedsberegninger:

Der er beregnet en følsomhed ift., hvor stor en CAPEX reduktion ejerskabsmodellerne, der involverer private investorer skal opnå for at have samme omsætningsbehov som de fulde offentlige ejerskabsmodeller. For en 3 GW sænkekasseø med et 4% afkastkrav skal ejerskabsmodellerne med private investorer reducere deres CAPEX med ca. 30% for at have samme omsætningsbehov som et fuldt statsligt ejerskab med 2% i låneomkostninger. Sammenlignes ejerskabsmodeller med private investorer med et fuldt statslig ejerskab (0,5% i låneomkostninger), skal der realiseres en CAPEX reduktion på et sted mellem 40-50%, for at omsætningsbehovet er sammenligneligt. Denne analyse er, som de tidligere nævnte analyser afhængig af antagelsen om hvile-i-sig-selv ved fuldt offentligt ejerskab. Et evt. afkastkrav ved offentligt ejerskab vil kunne gøre behovet for en CAPEX reduktion væsentlig mindre.

For at få et indtryk af, hvad en evt. forsinkelse af energiøen har af økonomisk betydning, har KPMG analyseret effekten af en forsinkelse i forhold til følgende tre områder

1) Projektomkostninger og manglende omsætning for energiøen

Påløbne renter: For en 3 GW udbygning vil 1 års påløbne rente beløbe sig til mellem 30-110 mio. DKK for sænkekasseløsningen og 40-160 mio. DKK for platformsløsningen, uafhængigt af eventuelle afkastkrav. Spændet for de påløbne renter reflekterer forskelle mellem ejerskabsmodellernes rentekomkostninger.

Omsætning: Ses der på 1 års omsætning for energiøen, er dette afhængigt af hhv. afkastkrav og udbygningsløsning. For sænkekasseløsningen udgør 1 års omsætning ca. 180 mio. DKK (med hvile-i-sig-selv), 360 mio. DKK (ved et 4% projektafkastkrav) og 830 mio. DKK (ved et 10% projektafkastkrav). For platformsløsningen udgør 1 års omsætning

ca. 360 mio. DKK (med hvile-i-sig-selv), 600 mio. DKK (ved et 4% projektafkastkrav) og 1.200 mio. DKK (ved et 10% projektafkastkrav). Det skal dog bemærkes, at 1 års tabt omsætning ikke kan sidestilles med de projektomkostninger, som skal dækkes ved 1 års forsinkelse.

2) Tab af vindproduktion:

Et års vindproduktion vil medføre en tabt el-produktion på ca. 13.700.000 MWh. Denne el-produktion har en værdi af ca. 4,4 mia. DKK med en antaget elpris på 320 DKK/MWh.

3) Mulig bodsbetaling:

Med udgangspunkt i bodsbetalingsstrukturen på Thor Havvindmøllepark vil et års forsinkelse af energiøren medføre en bodsbetaling på ca. 200 mio. DKK ved sænkekasseløsningen og ca. 300 mio. DKK ved platformsløsningen.

1.5 Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne

Som det fremgår af delanalyse 4 er der et relativt begrænset antal offentligt tilgængelige empiriske analyser, der direkte sammenligner totaløkonomiske elementer af anlægsprojekter mellem offentligt og privat ejerskab. De tilgængelige empiriske analyser på området giver ligeledes ikke noget entydigt billede af fordele og ulemper ved henholdsvis offentligt eller privat styrede anlægsprojekter:

- Bent Flyvbjerg har undersøgt megaprojekter (både offentlige og private) på tværs af lande, som typisk er investeringer på mere end 1 mia. USD. Flyvbjerg finder, at 9 ud af 10 megaprojekter har overskredet budget. Overskridelser varierer alt efter projektype og kompleksitet, hvor f.eks. jernbaneprojekter har gennemsnitlige budgetoverskridelser på 40 pct., mens dæmninger har gennemsnitlige overskridelser på 96 pct. Hvad angår forsinkelser, henviser Flyvbjerg til indikationer på gennemsnitlige forsinkelser på 45 pct. for anlæg af dæmninger. Dvs., hvis en forventet anlægsperiode er 10 år, så vil det i gennemsnit tage 14,5 år.
- Bent Flyvbjerg har ligeledes foretaget en historisk analyse af budgetoverskridelser og konkluderer, at det er et problem for projekter i både den offentlige og private sektor, og at budgetoverskridelsernes niveau har været relativt konstante over den 70-årige periode, der foreligger data for.
- Sovacool m.fl. har undersøgt 51 vindprojekter, som overvejende er udført af private aktører. Budgetoverskridelser specifikt for offshore vind var i gennemsnit på 9,6%, hvilket er relativt lavt ift. andre større anlægsprojekter inden for energisektoren. Der konkluderes dog ikke på, om offentligt eller privat ejerskab er af betydning for graden af budgetoverskridelse.

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energigør

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

- Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen gennemgik i 2012 erfaringer fra danske offentligt-privat partnerskabers (OPP) projekter. Ud af de ni OPP-projekter, der var bygget færdig på undersøgelsestidspunktet, var alle gennemført til tiden, ligesom de ni projekter i vidt omfang også blev færdiggjort uden større afvigelser fra den aftalte pris.
- Hjelmar m.fl. har undersøgt pris og kvalitet af to sammenlignelige danske psykiatrihospitalet, hvor det ene er gennemført som et traditionelt offentligt udbud med fagentreprise og det andet med OPP. De fandt, at den psykiatriske afdeling i Vejle opført i et OPP var dyrere, men samtidig af bedre kvalitet end et sammenligneligt byggeri i Aabenraa gennemført som et traditionelt offentligt udbud.

Bent Flyvbjergs empiriske analyser af budgetoverskridelser og forsinkelser for megaprojekter vidner også om, hvor afgørende projektgennemførelse og den rette EPC-ansvarlige aktør er for totaløkonomien for store anlægsprojekter. De gennemsnitlige budgetoverskridelser på megaprojekter (mellem 40-96%) indikerer, at totaløkonomi og projektgennemførelse hurtigt kan have større totaløkonomisk effekt for energigørerne end f.eks. forskelle i finansieringsomkostninger.

Baseret på ovenstående empiriske analyser kan der ikke entydigt konkluderes klare fordele ved henholdsvis offentligt eller privat ejerskab. Erfaringerne indikerer gevinster ved samarbejde mellem offentlige og private aktører, og det centrale bør være hvilke kompetencer, der er afgørende for at skabe værdi i projektet og dernæst vurdere, hvilke aktører der besidder de kompetencer.

Som tidligere nævnt er der ikke gennemført lignende energigørprojekter nogen steder i verden, dog vurderes det, at danske og/eller globale erfaringer med offshore vindinfrastruktur, og erfaringer med platforms/sænkekasse projekter kan give visse EPC-ansvarlige en kompetencefordel. Som udgangspunkt bør inddragelse af private aktører i ejerskabet og/eller konstruktionsfasen med de relevante globale erfaringer efterstræbes.

2 Metode og fremgangsmåde

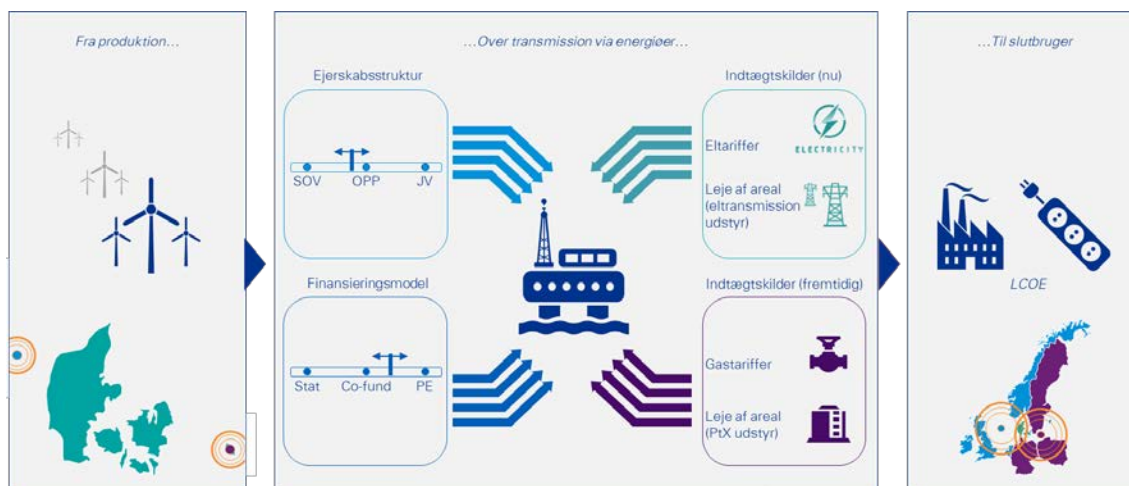
2.1 Baggrund

Som det er beskrevet i Klimaaftalen af 22. juni 2020 ønsker den brede forligskreds, der står bag aftalen, at der senest i 2030 skal etableres to energigøer med i alt 5 GW tilkoblet. Energigøerne skal være verdens første af sin slags og skal fremtidssikre dansk havvindudbygning. Det antages på nuværende tidspunkt, at den ene energigø skal placeres i Nordsøen og skal have en initialkapacitet på 3 GW i 2030 med plads til mindst 10 GW på sigt, mens den anden energigø etableres på Bornholm og skal have en initialkapacitet på 2 GW med mulighed for at udvide til i alt 3 GW.

Rent fysisk er der tale om enten en sænkekasse-ø eller en platformsløsning i Nordsøen, der indledningsvist skal kunne rumme mindst 3 GW havvindmøllepark. Øen vil være placeret ca. 100 km fra den danske kyst, og skal fungere som bindeled med to transmissionslinjer til henholdsvis Danmark og et land i området. For Østersøen vil Bornholm fungere som energigø. Her vil der skulle erhverves og projekteres det nødvendige bindeled mellem en 2 GW vindmøllepark i Østersøen og transmissionslinjer til dels Østdanmark og et naboland. Det nødvendige transmissionsudstyr kan blive indkøbt og drevet af den danske transmissions- og systemoperatør Energinet. Øerne skal således kun fungere som platform for dette udstyr i første fase af projektet.

Udover at agere som 'hub' for de første planlagte vindmølleparker overvejes det, at øerne på sigt skal kunne ekspanderes med henblik på at kunne forbindes til yderligere havvindmølleparker, samt tjene andre formål som f.eks. energilagring, konvertering af strøm til andre energikilder (PtX), m.m.

Figur 1: Illustration af Energigøernes funktion i værdikæden



Regeringen og forligskredsen har pålagt Energistyrelsen at analysere forskellige tekniske løsninger, forretningsmodeller og ejerskabsstrukturer for de planlagte energigøer. Ud over de politisk strategiske, tekniske og juridiske aspekter skal forskellige

ejerskabs-, selskabs- og finansieringsmæssige løsninger analyseres. Disse kan indeholde (i) offentligt ejerskab/finansiering, (ii) privat ejerskab/finansiering eller, (iii) delvist offentligt og delvist privat ejerskab/finansiering.

I forbindelse med pålægget ift. Energistyrelsen skal der udarbejdes en række analyser, der kan understøtte Regeringen og forligskredsens beslutninger mht. den endelige struktur for øerne herunder ejer- og kapitalstruktur. Energistyrelsen har i denne forbindelse forespurgt ekstern support fra KPMG til at foretage analyser og give indspil i forhold til overvejelser omkring ejerskabsstrukturer for energigørerne.

2.2 Rapportens indhold

På baggrund af ovenstående og via drøftelserne med Energistyrelsen er det blevet aftalt, at KPMG's arbejde vil indeholde følgende analyser og vurderinger:

- Gennemgang og vurdering af fordele og ulemper ved udvalgte ejerskabsmodeller for energigørerne
- Vurdering af mulige kapitalstrukturer for energigørerne ved statsligt ejerskab, herunder initiale statslige investeringsbehov og løbende finansieringsomkostninger
- Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energigørerne baseret på de udvalgte ejerskabsmodeller
- Vurdering af de vægtede kapitalomkostninger (WACC) ved de udvalgte ejerskabsmodeller
- Analyser af pengestrømme ved de udvalgte ejerskabsmodeller
- Kvalitativ analyse af totaløkonomien i ø-projektet i Nordsøen, herunder potentielle fordele ved involvering af private aktører

For KPMG's arbejde med relevante ejerskabsmodeller har Energistyrelsen i samarbejde med Klima- Energi- og Forsyningsministeriet og Finansministeriet udvalgt følgende 6 ejerskabsmodeller⁶:

1. Eneejet statsligt ejerskab organiseret som en Selvstændig Offentlig Virksomhed
2. Eneejet statsligt ejerskab organiseret som aktieselskab
3. Eneejet statslig ejerskab i udbygningsfasen med mulighed for efterfølgende frasalg til private investorer (faseopdelt udviklingsmodel)
4. Majoritets statslig ejerskab (51%) med minoritets privat ejerskab (49%).
5. Minoritets statslig ejerskab (30%) med majoritets privat ejerskab (70%).
6. Fuldt privat ejerskab baseret på tidsbegrænset eneret til privat aktør/konsortium

⁶ Se venligst afsnit 3.2 i rapporten for en grundigere beskrivelse af de forskellige ejerskabsmodeller

For at kunne foretage ovenstående analyser og vurderinger foretager KPMG følgende fire uafhængige analyser:

- **Delanalyse 1:** Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter
- **Delanalyse 2:** Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiøren
- **Delanalyse 3:** Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og afkastniveau
- **Delanalyse 4:** Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne

Efter aftale med opgavestiller (Energistyrelsen) har KPMG's arbejde med de fire delanalyser udelukkende fokus på energiøren i Nordsøen, idet der endnu ikke er et tilstrækkeligt datagrundlag til at vurdere energiøren i Østersøen.

I de følgende fire delafsnit vil metoden og tilgangen til hver delanalyse blive beskrevet.

2.3 Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter

2.3.1 Udgangspunkt for benchmarkanalysen

Som et led i vurderingen af fordele og ulemper ved de forskellige ejerskabsmodeller for energiøren, er KPMG blevet bedt om at estimere et afkastkrav for private investorer for lignende projekter. Afkastkravet er et centralt parameter for at vurdere, hvilken økonomisk indvirkning de enkelte ejerskabsmodeller kan have for energiørens brugere.

Institutionelle investorers investering i en energiør vil aflede et afkastkrav, som er tæt forbundet med de risici energiøren pålægger investorerne. De projektrelaterede risici ved energiøren er hhv. relateret til projektets forskellige faser og risici på tværs af disse. Nedenfor er de væsentligste projektrelaterede risici ved energiøren opsummeret. Såfremt nogle af disse risici ændres, f.eks. andre indtægtskilder for energiøren, vil der være behov for at vurdere deres indflydelse på risikobilledet og derigennem resultatet af denne benchmarkanalyse.

Figur 2: Overblik over de væsentligste projektrelaterede risici



Idet energigøprojektet endnu er i et tidligt stadie, er der ikke klarhed over, hvilke risici der påhviler de endelige ejere af energigøen, og hvilke risici der forventes mitigeret (f.eks. af staten). Dette udgangspunkt vanskeliggør fastsættelsen af ét entydigt afkastkrav for de institutionelle investorer. KPMG har derfor taget udgangspunkt i en benchmarkanalyse af sammenlignelige investeringer/selskabers afkast, som forventes at afdække forskellige grader af risici/risikomitigerende tiltag for ejeren af energigøen. Analysen resulterer i et forventet spænd for de institutionelle investorers afkastkrav relateret til energigøen, som reflekterer de ovenstående overvejelser. I forbindelse med udvælgelsen af sammenlignelige investeringer og selskaber har KPMG taget udgangspunkt i, at følgende karakteristika skal være gældende:

- Kapitaltunge anlægsprojekter
- Indtægter behæftet med forskellige grader af sikkerhed
- Anlægsprojekter der er eksponeret mod myndighedsgodkendelsesprocesser
- Forskellige grader af regulering af aktiverne
- Anlægsprojekter med en grad af teknologisk risiko for, at aktivet ikke er relevant på lang sigt
- Anlægsprojekter hvor staten er involveret i ejerskabet
- Greenfield anlægsprojekter der er baseret på en OPP struktur og med risikomitigerende tiltag

Baseret på ovenstående kriterier har KPMG udvalgt følgende sammensætning af investeringer/selskaber for benchmarkanalysen:

Tabel 1: Udgangspunkt for benchmarkanalysen

Udgangspunkt for benchmarkanalysen af private investorers afkastkrav	
Investeringer/selskaber	Overvejelser:
1. Danske infrastruktur projekter med statslig involvering i ejerskab	Indeholder kapitaltunge anlægsprojekter, hvor den danske stat er direkte eller indirekte medejer. Derudover indeholder punktet også konstruktions- og indtægtsrisiko, som til dels kan sammenholdes med energiøren.
2. El/gas transmissions- og distributionsinfrastruktur i EU	Indeholder aktiver der dels er underlagt væsentlig regulering og som har forskelligartet indtægtsrisiko. Derudover dækker punktet over kapitaltunge investeringer, som kræver myndighedsgodkendelse.
3. Green-field OPP og vedvarende energiprojekter i EU	Indeholder OPP projekter, der har en høj detaljeringsgrad i udbudsmaterialet samt mange risikomitigerende tiltag for de private investorer, som bl.a. mitigerer ellers store konstruktions- og indtægtsrisici. Derudover indeholder denne gruppe vedvarende energiprojekter, hvor den teknologiske risiko er blevet mitigeret for markedet, pga. de erfaringer der er fra andre projekter.
4. Private forsyningsselskaber i EU	Indeholder afkastkravet fra private selskaber, som investerer i hhv. forsyningsrelaterede projekter (f.eks. vand, affald, el-distribution og kloakering) og vedvarende energiprojekter (f.eks. vindparker, vandkræft, biomasse, etc.). Dette giver en indikation af, hvilket afkastkrav private investorer generelt forventer af kapitaltunge investeringer i energisektoren, med til dels sammenlignelige risici med energiøren.
5. Private selskaber investeret i vedvarende energi i EU	

KPMG er opmærksom på, at sammensætningen af de udvalgte investeringer/selskaber kan ændres alt efter hvilke rammer, der fastsættes for energiørens indtægter, regulering, etc. Det har bl.a. været drøftet, at indtægten fra vindparkejerne skulle genereres gennem betalinger for anvendelse af øens O&M faciliteter samt udlejning af hotelværelser. Såfremt dette bliver aktuelt, kan afkastkrav fra f.eks. ejendomsinvesteringer (hoteller) og havne være interessante at inddrage, men KPMG har i denne analyse holdt fast i det udgangspunkt, som er givet af opgavestiller.

2.3.2 Korrektion af de identificerede afkast i benchmarkanalysen

I benchmarkanalysen er de enkelte afkast beregnet med udgangspunkt i en nominel Weighted Average Cost of Capital (WACC) efter skat. De anvendte afkast er baseret på en række forskellige informationer, hvoraf de overordnede kilder til informationerne er:

- Årsregnskaber
- Markedsanalyser af landeafhængig egenkapitalomkostninger
- Rådgiverrapporter for specifikke investeringers afkast
- Publikationer fra lokale myndigheder om kapitalstrukturer
- KPMG's kendskab til gældsomkostninger
- KPMG's kendskab til forventet egenkapitalforrentning og gearing i green-field vedvarende energiprojekter og OPP transaktioner

Idet der er anvendt forskellige informationskilder, har granulariteten af data været forskelligartet. KPMG har derfor været nødsaget til at behandle/analysere nogle af de identificerede input for at beregne de endelige afkast (WACC) satser. Informationskilder samt behandling af input for de enkelte ovenstående punkter er beskrevet nedenfor:

- Punkt 1. er baseret på informationer fra årsregnskaber. Da årsrapporter fremstiller et afkastkrav uden yderligere detaljering af antagelser om gearing, egenkapitalforrentning og gældsomkostninger, er der ikke foretaget nogen korrektion af disse data.
- Punkt 2. er baseret på information fra markedsanalyser, der opgør forrentningen af egenkapital samt kapitalstrukturen for aktiver på tværs af Europa. KPMG har korrigeret de landespecifikke egenkapitalomkostninger, så de reflekterer et nominelt afkast. Derudover har KPMG beregnet det indikative afkast for disse projekter baseret på en antagelse om, at gældsomkostningerne i WACC-beregningen er udgjort af en risikofri rente på 0% (30-årig EU obligation) og et rentetillæg på 100-200 basispoint (BP) for investorerne. Dette er gjort for at kunne indikere afkastet for et dansk projekt.
- Punkt 3. er baseret på KPMG's internationale netværkserfaringer med forrentning af egenkapital samt kapitalstrukturen for denne type aktiver. I beregningen af det samlede afkastkrav, har KPMG anvendt samme gældsomkostninger som beskrevet under punkt 2.
- Punkt 4. og 5. er baseret på information fra de enkelte selskabers årsregnskaber. Da der, som for punkt 1., er en begrænset detaljeringsgrad om antagelserne bag de oplyste afkast, er disse ikke blevet korrigeret yderligere.

Resultaterne af delanalyse 1 er beskrevet i afsnit 3.1.

2.4 Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energigør

Energistyrelsen har ønsket at få foretaget en indledende afdækning af interessen for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energigør. For at gennemføre denne afdækning har KPMG foretaget interviews med 6 udvalgte institutionelle investorer. Udvælgelsen af de 6 institutionelle investorer er foretaget på baggrund af følgende kriterier:

- Institutionelle investorer med investeringskriterier, der er relevante for omfanget af en eventuel investering i energigør
- Institutionelle investorer, der i dag foretager direkte investeringer i infrastruktur til den grønne omstilling eller alternativ energi
- Institutionelle investorer, der har forståelse for kapitaltunge udbygningsprojekter i infrastruktur
- Institutionelle investorer, der har sektorkendskab og har erfaring med at investere i lignende aktiver

Afdækningen skal ses som en indledende afdækning, idet der fortsat mangler afklaringer omkring en række centrale tekniske, juridiske, regulatoriske og kommercielle forhold vedrørende energigør. Investorenes besvarelser baserer sig heraf på forskellige antagelser, som der er taget højde for i dialogen. En central antagelse er i denne sammenhæng, at de relevante myndigheder yderligere vil modne udestående tekniske, juridiske, regulatoriske og kommercielle forhold, førend institutionelle investorer potentielt skal tage stilling til en investering.

Det noteres, at denne delanalyse er baseret på input fra institutionelle investorer og at analysen derved bygger på deres refleksioner. Interviewene vurderes som et nyttigt værktøj ift. at afdække interessen for kapitalmobilisering til energigør samt potentielle investorers opmærksomhedspunkter ift. projektet. Samtidig gælder det, at de udførte interviews ikke står alene, men supplerer benchmarkanalysen af afkastkrav for private investorer i delanalyse 1.

KPMG har gennemført interviews med alle 6 investorer ud fra samme interviewguide⁷. Interviewene er blevet gennemført som semi-strukturerede interviews, hvor emner der lægger ud over interviewguiden også er blevet drøftet.

Resultaterne af delanalyse 2 er beskrevet i afsnit 3.2

⁷ Interviewguide kan findes i appendiks 1

2.5 Delanalyse 3: Finansiell analyse af de forskellige ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og afkastniveau

Ud over de kvalitative beskrivelser af fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsmodeller er de finansielle implikationer af disse analyseret gennem en finansiell model. Modellens hovedformål er at analysere pengestrømme ved de forskellige ejerskabsmodeller på baggrund af afkastforventninger⁸. I modellen er der blevet anvendt en række input, antagelser og regneprincipper, som er afstemt med eller givet af opgavestiller. Derudover skal det bemærkes, at KPMG ikke har vurderet de modtagne input som f.eks. konstruktionsomkostninger, driftsomkostninger, el-produktion fra vindparker, etc., men blot anvendt disse som antagelser i den finansielle model.

2.5.1 Metode og antagelser

I den finansielle model ses der udelukkende på udbygningsløsningerne i Nordsøen, idet der endnu ikke er et tilstrækkeligt datagrundlag til at beregne pengestrømme for en udbygning i Østersøen. Af udbygningsløsningerne i Nordsøen er der analyseret hhv. en platform- og sænkekasseløsning i et 3 GW og 10 GW scenarie. For scenarierne er det antaget, at 3 GW energigør er færdigkonstrueret og i drift i år 2028, mens udvidelsen af energigør til 10 GW er skønnet til at være i drift i år 2037. Dette skøn er baseret på, at udvidelsen af energigør til 10 GW skal passe ind i de langsigtede europæiske havvindplaner frem til år 2050. Konstruktionstiden for sænkekasseøen er antaget at være 4 år for 3 GW udbygningen og 5 år for udvidelsen til 10 GW, mens konstruktionstiden for platformsløsningen er antaget til 2 år for begge scenarier. Der er for afholdelse af CAPEX antaget, at denne afholdes ligeligt over konstruktionsperioden.

De potentielle upsides i form af f.eks. hydrogenfaciliteter samt lagring af energi på øen i Nordsøen er ikke værdisat i dette arbejde, da der endnu ikke er klarhed omkring omkostningsbilledet for de forskellige løsninger samtidig med, at det er usikkert, om de bliver relevante for energigør. I tillæg har de institutionelle investorer indikeret, at de vil værdiansætte ovennævnte upsides til nul, da usikkerheden ift. teknologiske løsninger og den kommercielle attraktivitet af disse er for stor til, at det vil øge deres værdiansættelse af energigør.

2.5.2 Indtægter og projektets afkast

Det er antaget, at indtægtsstrømmen til energigør består af to elementer i) tariffbetalinger fra vindparkejerne og ii) lejeindtægt fra Energinet. For at fordele betalingen mellem vindparkejerne og Energinet, er der taget udgangspunkt i, hvor stor en andel af øen, som Energinet skal anvende til transmissionsudstyr. For sænkekasseløsningen er Energinets anvendelse af øens areal sat til 75% ved en 3 GW ø og 70% ved en udvidelse af øen til 10 GW. For platformsløsningen er disse andele sat til 90% for hhv. en 3 GW og en udvidelse til 10 GW. Størrelsen af indtægterne er bestemt pba. energigørens omkostninger og eventuelle afkastkrav fra ejeren. Omkostningerne og beregningen af disse er beskrevet nedenfor og i afsnittet om gældsomkostninger (afsnit 2.5.3). Det skal

⁸ Pengestrømsanalyse ved de forskellige ejerskabsmodeller skal betragtes som en "Ceteris paribus" eller "alt-andet-lige" analyse, dvs. ejerskabsmodellerne analyseres på baggrund af afkastforventninger.

bemærkes, at ovenstående tilgang til fordeling af indtægtsstrømmene samt deres form blot er en antagelse for den finansielle model og ikke et udtryk for, hvordan dette vil se ud for den endelige energiør.

Da der endnu ikke er klarhed omkring, hvordan det faktiske tarifprincip for energiøren sammensættes, har KPMG foretaget en beregning af transportomkostninger på energiøren. Transportomkostninger er et udtryk for energiørens omkostninger divideret med mængdegenmløbet på energiøren årligt. De anvendte mængder i beregningen af transportomkostningerne er baseret på nedenstående tabel 2, der illustrerer den årlige energiørproduktion fra vindparkerne.

Tabel 2 – Endelig energiørproduktion i Nordsøen

Endelig energiørproduktion til beregning af transportomkostninger		
Udbygningsscenarie (Nordsøen)	3 GW	10 GW
Vindproduktion	13.670 GWh/år	47.095 GWh/år

Kilde: COWI

Der indgår tre typer af omkostninger i den finansielle models beregning af energiørens årlige omkostningsbillede; OPEX, CAPEX og ABEX. OPEX dækker over de årlige drift- og vedligeholdelseskostninger for aktivet, CAPEX dækker over årlige afskrivninger og gældsomkostninger, mens ABEX dækker over hensættelser til nedtagelsesomkostninger. I tillæg til selve energiørens omkostningsbillede er der i CAPEX elementet tillagt et forrentningselement ved involvering af private investorer i ejerskabet, som må opkræves over for energiørens brugere⁹. Det skal bemærkes, at forrentningselementet udelukkende anvendes i beregningerne af de årlige betalinger fra øens brugere, og ikke som en omkostning i pengestrømsanalysen.

Energiørens OPEX er antaget at kunne opkræves 1:1 over for energiørens brugere uden nogen form for forrentning. OPEX er i denne analyse opgjort som et fast årligt beløb (i reale termer).

Energiørens årlige CAPEX er udgjort af to elementer i) afskrivninger og ii) gældsomkostninger. For at beregne energiørens samlede aktivbase, er der taget udgangspunkt i energiørens konstruktionsomkostninger samt byggerenter i konstruktionsperioden. Byggerenterne beregnes årligt pba. optagede lån i konstruktionsperioden og det er antaget, at disse omkostninger kan tilskrives aktivets værdi ved aktivering. Der vil normalt være tilknyttet omkostninger ift. lånoptagningen, som udgør en mindre procentdel af det optagede lånebeløb samt et forpligtelsesgebyr. Størrelsen af disse omkostninger vil normalt basere sig på en dialog med en långiver om det konkrete aktiv. Da omkostningen forventes at være insignifikant for analysens udfald, samt vanskelig at fastsætte for energiøren på nuværende tidspunkt, er disse ikke medtaget i den finansielle model. Afskrivningsprofilen for energiøren er antaget lineær, og levetiden er antaget til 50 år for hhv. 3 GW og 7 GW udvidelsen af energiøren. I den finansielle model er det antaget, at der ikke refinansieres ved endt konstruktion eller i løbet af aktivets levetid. Dette medfører, at der er anvendt en gennemsnitlig risikofri rente for hele projektets levetid, hvilket også sikrer overensstemmelse med

⁹ Det er i denne analyse antaget, at eventuelle projektafkastkrav realiseres gennem en tilladt forøgelse/forrentning af energiørens årlige CAPEX-omkostninger, som opkræves fra energiørens brugere.

benchmarkanalysen af det forventede afkastspænd for private investorer. Lånerenten vil variere på tværs af ejerskabsmodellerne, grundet en antaget forskel i gældsomkostninger¹⁰. Antagelser for gældsomkostningerne er beskrevet i afsnit 2.5.3. For at kunne tage højde for et eventuelt projektafkast, er der indregnet et forrentningselement i den CAPEX base, som anvendes til at beregne betalinger fra øens brugere. Den anvendte CAPEX forrentning er beregnet ved at sætte projektafkastet lig det forventede projektafkastkrav fra private investorerne. Det skal bemærkes, at forrentningselementet udelukkende er med til at øge energiøens omsætning og ikke indgår i projektets faktiske omkostningsbase.

Energiøens ABEX er beregnet i form af årlige hensættelser på en konto, så der over afskrivningsperioden spares op til de endelige nedtagelsesomkostninger. Da reguleringen for evt. nedtagelse af energiøen endnu ikke er fastsat, er det antaget, at de samlede nedtagelsesomkostninger skal være opsparet i aktivets sidste driftsår. Det er antaget, at ABEX hensættelsen løbende genererer renteindtægter som medfører, at det ikke er hele nedtagelsesomkostningen, der skal opkræves fra energiøens brugere (såfremt renten er positiv). Det er for den årlige ABEX hensættelse antaget, at denne opkræves 1:1 over for energiøens brugere uden nogen form for afkastelement.

Nedenstående tabel 3 opsummerer de centrale omkostningsantagelser, der er anvendt i de finansielle beregninger.

Tabel 3 Omkostningsantagelser i den finansielle model

Overblik over omkostningsantagelser i den finansielle model				
Udbygningsløsning	Sænkekasse		Platform	
	3 GW	+7 GW	3 GW	+7 GW
CAPEX (total)	5,6 mia. DKK	5,3 mia. DKK	8,1 mia. DKK	17,1 mia. DKK
OPEX (årlig)	56 mio. DKK	53 mio. DKK	162 mio. DKK	342 mio. DKK
<i>OPEX andel af CAPEX</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,0%</i>	<i>2,0%</i>	<i>2,0%</i>
ABEX (total)	0 mia. DKK		243 mio. DKK	513 mio. DKK
<i>ABEX andel af CAPEX</i>	<i>0,0%</i>		<i>3,0%</i>	

Kilde: COWI og opgavestiller

ABEX for sænkekasseøen er sat til 0 mio. DKK da det antages, at denne vil være en permanent løsning, som bliver stående i havet.

2.5.3 Gældsomkostninger

I pengestrømsanalysen er der anvendt forskellige gældsomkostninger for hhv. statsligt ejerskab (via SOV eller A/S) og private investorer. Den risikofrie rente vil være ens for de enkelte ejerskabsformer, mens forskelle i gældsomkostninger afhænger af antagelsen om rente, provisionssats og tillæg til denne.

¹⁰ Renteomkostninger ved statsligt ejerskab vil afhænge af en konkret risiko- og statsstøttevurdering

Fælles for genudlån og statsgaranterede lån gælder, at der skal betales en provision til Finansministeriet. Denne provision er dels fastsat ved lov og dels fastsat ud fra en konkret risiko- og statsstøttevurdering.

Statsligt selskab (SOV el. A/S):

Med udgangspunkt i finansiering af Energinet (SOV), som sker via genudlån i Nationalbanken, og finansiering af Sund & Bælts datterselskab Femern (A/S), som sker via statsgaranteret lån, anvendes et muligt spænd for statslige gældsomkostninger. Således antages en statslig gældsomkostning på hhv. 50 BP og 200 BP.

2.5.4 Kapitalstruktur

Der er anvendt forskellige antagelser for kapitalstrukturen på tværs af de forskellige ejerskabsmodeller. For ejerskabsmodeller med fuldt statsligt ejerskab er det antaget, at projektet er finansieret med 100% gæld. For ejerskabsmodeller der involverer private investorer, er der foretaget en gennemsnitsbetragtning over projektets levetid. Som det illustreres i benchmarkanalysen af private investorers afkastspænd (se Delanalyse 1) er der stor varians i kapitalstrukturene, hvilket er forårsaget af en række projektspecifikke og investorspecifikke forhold. Projektspecifikke forhold er bl.a. indtægtsrisiko, som vil være bestemmende for den gearing, der kan opnås i projektet. Investorspecifikke forhold er bl.a. den enkelte investors overvejelser om investeringens balance mellem risiko og afkast samt investorens generelle afkastkrav og porteføljesammensætning. Derudover vil en eventuel långiver også skulle godkende, hvor høj en gearing de vil tillade i aktivet (og til hvilken rente). Her vil det bl.a. være væsentligt for långiverne at forstå, hvordan pengestrømme fra og kapitalstrukturer i de tilsluttede vindparker spiller sammen med energigøen. I UK er der set gearingsniveauer for lavrisiko OPP projekter på op til 90%. Dette blev opnået gennem detaljeret udbudsmateriale og en høj grad af risikomitigerende tiltag fra statens side, som skabte stor indtægtssikkerhed samt gennemsigthed ift. investeringens risikoprofil. Det forventes ikke, på nuværende tidspunkt, at de danske energigør opnår et lige så højt gearingsniveau. Der er derfor antaget en mindre aggressiv kapitalstruktur i denne analyse, hvor der anvendes 70% gæld og 30% egenkapital for de ejerskabsmodeller, der involverer private investorer. Det antages ligeledes, at kapitalstrukturen holdes over konstruktionsperioden, dvs. der optages lån og indskydes egenkapital løbende i forholdet 70/30. Det er endvidere antaget, at staten anvender samme kapitalstruktur som de private investorer i disse ejerskabsmodeller¹¹. For ejerskabsmodeller der involverer både staten og private er det ligeledes antaget, at staten anvender et statsligt A/S, og at låneomkostninger udgør 2%.

2.5.5 Øvrige antagelser

Antagelserne bag den risikofrie rente samt kapitalstruktur i de enkelte ejerskabsmodeller er opgjort i delanalyse 3. For skatteberegningerne er der antaget en skattesats på 22%, og at CAPEX investeringerne ikke genererer et skatteskjold i konstruktionsfasen. De årlige skattebetalinger beregnes pba. resultatopgørelsens profit før skat. I driftsår, hvor

¹¹ KPMG noterer sig, at en række danske, statslige selskaber opererer med en lavere soliditetsgrad end den, der er anvendt i denne analyse.

der eventuelt opstår tab, er det antaget, at der oparbejdes et skatteskjold, som kan modregnes senere års indtjening.

Resultaterne af delanalyse 3 er beskrevet i afsnit 3.3.

2.6 Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne

Energistyrelsen har ønsket at få foretaget en kvalitativ analyse vedrørende totaløkonomien i projektet, herunder potentielle fordele ved involvering af private aktører.

Formålet er at supplere den kvantitative pengestrømsanalyse i delanalyse 3 med kvalitative overvejelser om, hvordan ejerskabsmodeller med privat involvering potentielt kan optimere totaløkonomien i projektet. Det afspejler således, at ejerskabsmodeller med de laveste finansieringsomkostninger ikke nødvendigvis også er de mest omkostningseffektive set ud fra totaløkonomisk perspektiv.

På den baggrund er der foretaget en struktureret gennemgang af faktorer, der kan indvirke væsentligt på totaløkonomien i projektet. Gennemgangen er baseret på de almindeligt anvendte teoretiske principper om totaløkonomi (total cost of ownership, life cycle costing, mv.), de udførte interviews med investorer, samt offentligt tilgængelige erfaringer med anlægsprojekter og KPMG's erfaringer på området.

Analysen er struktureret ud fra de omkostningstyper, der potentielt kan optimeres gennem forbedret totaløkonomi, hhv. CAPEX, OPEX og ABEX. For hver omkostningstype er der konceptuelt overvejet muligheder for totaløkonomiske optimeringer gennem hhv. projektering, incitamentter samt kompetencer.

Hvor det i pengestrømsanalysen i delanalyse 3 antages, at konstruktionsomkostninger, driftsomkostninger, mv. er eksogent givet og konstante på tværs af ejerskabsmodeller, ligger det således implicit i delanalyse 4, at disse omkostninger kan variere alt efter projektdesign og ejerskab. Den kvalitative analyse heraf skal ses i sammenhæng med følsomhedsberegningerne i delanalyse 3 knyttet til CAPEX samt evt. forsinkelse af konstruktionen.

Resultaterne af delanalyse 4 er beskrevet i afsnit 3.4.

3 **Analyseafsnit af ejerskabsmodeller og finansiel analyse – delanalyse 1-4**

Som redegjort for i kapitel 2 er rapportens analyser og vurderinger opdelt i fire analyseafsnit, som præsenteres i dette afsnit.

I *delanalyse 1* præsenteres benchmarkanalysens resultater ift. forventeligt afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter.

I *delanalyse 2* foretages en gennemgang af seks udvalgte ejerskabsmodeller og resultaterne fra interviews foretaget med udvalgte institutionelle investorer vedrørende interessen for kapitalmobilisering.

I *delanalyse 3* præsenteres resultaterne af den finansielle analyse af de udvalgte ejerskabsmodeller herunder vurdering af pengestrømme og følsomheder.

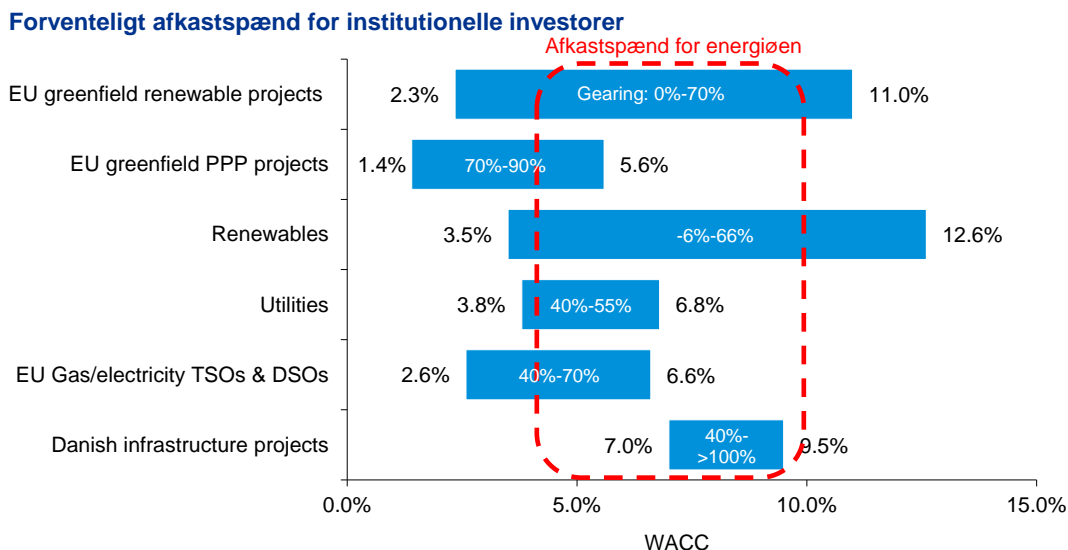
I *delanalyse 4* præsenteres kvalitative overvejelser om totaløkonomi i projektet, herunder potentielle fordele ved involvering af private aktører.

3.1 **Delanalyse 1: Benchmarkanalyse af afkastkrav for private investorer for sammenlignelige projekter**

I dette afsnit præsenteres resultaterne fra benchmarkanalysen af private investorers afkastkrav for sammenlignelige projekter baseret på fremgangsmåden beskrevet i afsnit 2.3.

Gennem databehandlingen er der fremkommet en række spænd for de enkelte investeringer/selskabers afkast, som præsenteres i Figur 3 nedenfor. Derudover indeholder figuren også et spænd for gearingen i de enkelte investeringer/selskaber. KPMG har angivet et forventeligt afkastspænd (den røde boks), som vurderes at være de institutionelle investorers forventede afkastkrav ved en investering i energiøren. Spændet reflekterer, at det endelige afkastkrav afhænger af den risikoprofil, der påhviler energiøren, når de endelige rammer er fastlagt, som beskrives nedenfor.

Figur 3: Illustration af forventet afkastspænd



Den indledende databehandling af informationer fra sammenlignelige investeringer/selskaber giver i første omgang et afkastspænd på mellem 1,4% til 12,6% nominelt efter skat. Det relative bredde indledende spænd er bl.a. et udtryk for, at der er stor variation på tværs af de bagvedliggende investeringer/selskabers indtægtsmodeller (indtægtsrisiko) samt associerede risici i investeringerne.

Den lave ende af afkastspændet relaterer sig primært til allerede operationelle aktiver og/eller aktiver med begrænsede risici samt kendte teknologiske løsninger. Idet energigøen kan anses som et green-field projekt og ikke er konstrueret endnu, vurderer KPMG, at den lave ende af afkastspændet ikke er retvisende for institutionelle investorers afkastkrav ved en investering i energigøen.

Den høje ende af afkastspændet relaterer sig primært til investeringer, hvor der er få risikomitigerende tiltag samt stor indtægtsrisiko. Idet KPMG forventer, i) at energigøen bliver underlagt en væsentlig grad af regulering (grundet monopolstatus), ii) at dele af indtægten vil være tæt på risikofri, iii) at der vil blive udarbejdet risikomitigerende tiltag for de største risici ved evt. involvering af institutionelle investorer i ejerskabet, vurderes den øvre ende af afkastspændet i benchmarkanalysen heller ikke at være retvisende for institutionelle investorers afkastkrav. På baggrund af ovenstående overvejelser er det KPMG's vurdering, at et afkastspænd for institutionelle investorers eventuelle investering i energigøen kan ligge mellem 4% og 10% nominelt efter skat. For at investeringen i energigøen skal være i den nedre del af afkastspændet, forventer KPMG, at der skal være væsentlige risikomitigerende tiltag for bl.a. byggerisiko, indtægtsrisiko og et sikret minimumsafkast for de institutionelle investorer. Det skal yderligere bemærkes, at forskelle mellem ejerskabsmodeller, der involverer institutionelle investorer, ikke forventes at påvirke investorernes afkastkrav direkte. Dette skyldes, at det drivende element bag ændringer i afkastkravet er det risikobillede, som påhviler investeringen i energigøen. Resultatet fra benchmarkanalysen er anvendt til beregning af pengestrømme i delanalyse 3.

3.2 Delanalyse 2: Afdækning af mulig interesse for kapitalmobilisering via institutionelle investorer til energiøren

I delanalyse 2 foretages en afdækning af de udvalgte institutionelle investorers interesse for kapitalmobilisering i energiøren, baseret på de seks udvalgte ejerskabsmodeller. Afsnittet er således struktureret ud fra de seks ejerskabsmodeller. Ved hver ejerskabsmodel foretages der, (i) indledningsvist en deskriptiv gennemgang af centrale karakteristika ved ejerskabsmodellen og, (ii) efterfølgende præsenteres de institutionelle investorers overvejelser og vurderinger af ejerskabsmodellen.

3.2.1 Ejerskabsmodel 1-3 – Eneejet statsligt ejerskab¹² via SOV (ejerskabsmodel 1), aktieselskab (ejerskabsmodel 2) eller faseopdelt udviklingsmodel (ejerskabsmodel 3)¹³

3.2.1.1 Beskrivelse af ejerskabsmodellerne

Et statsligt selskab af energiøren vil medføre, at staten har retten til at råde over og forvalte energiøren inden for de relevante retsregler. Med denne ejendomsret medfører også retten til at foretage ændringer og sælge/udleje/bortforpagte energiøren helt eller delvist inden for lovgivningens rammer. Staten vil som bygherre finansiere energiøren med dertilhørende risici, som er forbundet med projektering, udbygning, drift og nedtagning af energiøren. Indtægterne fra energiøren vil som udgangspunkt tilfalde staten, og omkostninger ved energiøren forventes ligeledes at blive afholdt af staten. Eventuelle værdistigninger eller nye udnyttelsesmuligheder af øen (f.eks. PtX) vil som udgangspunkt også tilfalde staten ved disse ejerskabsmodeller¹⁴.

Direkte og indirekte statsligt ejerskab

Statens ejerskab kan varetages enten ved *direkte* eller *indirekte* ejerskab. *Direkte ejerskab* vil være, hvor enten et ministerium eller en styrelse ejer energiøren. Et *indirekte ejerskab* medfører, at ejerskabet placeres i, sædvanligvis, en selvstændig offentlig virksomhed (SOV) eller et statsligt aktieselskab (A/S). Både SOV'en og det statslige aktieselskab er kendetegnet ved, at de ikke indgår i det almindelige ministerielle hierarki, men er underlagt en selvstændig ledelse med en bestyrelse og en direktion, der udøver ledelsen af selskabet. Samtidig er det fælles for selskaberne, at deres driftsøkonomi og formue er udskilt fra Finansloven, og at de ikke er underlagt de statslige budget- og bevillingsregler, hvilket giver en armslængde mellem staten og selskaberne. Staten er på forskellig vis økonomisk involveret i selskaberne og har først og fremmest foretaget kapitalindskud ved dannelsen eller på det tidspunkt, hvor staten involverede sig. Selskaberne repræsenterer væsentlige økonomiske og samfundsmæssige interesser,

¹²Rapporten benytter klassificeringen fra Statens Ejerskabspolitik, som definitioner af selskaber med statsligt ejerskab. Kilde: Finansministeriet, Statens Ejerskabspolitik, 2015, side 13.

¹³ I indeværende rapport behandler KPMG tre former for eneejede statslige selskaber.

¹⁴ Kilde: Kammeradvokaten

idet staten i flere tilfælde har økonomiske engagementer, der knytter sig til selskabernes drift, f.eks. kontraktbetalinger og garantiforpligtelser¹⁵.

Den juridiske regulering af aktieselskaber følger Selskabsloven. De statslige aktieselskaber er dermed organiseret på et privatretligt grundlag på lige fod med private aktieselskaber. Dette betyder bl.a., at statslige aktieselskaber har muligheden for at gå konkurs, hvilket giver incitament til at fokusere på projekters totaløkonomi (total cost of ownership) frem for f.eks. udelukkende at have fokus på at sikre de laveste konstruktionsomkostninger. De selvstændige offentlige virksomheder er oprettet ved og reguleres af separate særlove og ikke af en generel lov. Reguleringen sker således i den konkrete lovgivning, der udarbejdes af ejerministerierne¹⁶.

Fælles for både SOV'en og det statslige aktieselskab er, at de har en bestyrelse, og at de følger en styringsmodel og ansvarsfordeling, der kendes fra aktieselskaber. Det er bestyrelsen og direktionen, som står for den strategiske og daglige ledelse af selskabet med henblik på at skabe størst mulig værdi for selskabets ejere, som udøver deres indflydelse på generalforsamlingen. Derudover er der en høj grad af transparens i selskabernes økonomi og afkast. Når ikke alle statslige selskaber er organiseret som aktieselskaber skyldes det, som oftest, at de statslige selskaber ikke udelukkende har et forretningsmæssigt formål men også skal varetage særlige sektorpolitiske hensyn. I de tilfælde benyttes SOV'en som oftest som selskabsform. Statens ejerskabsudøvelse skal i disse tilfælde tage hensyn til mere end kun det forretningsmæssige. Et eksempel på et sådan sektorpolitisk hensyn er SOV'en Energinet, der har til formål at sikre effektiv drift og udbygning af el- og gasinfrastrukturen samt sikre en åben og lige adgang for alle brugere af nettene¹⁷.

Faseopdelt udviklingsmodel:

En yderligere modelvariant til hhv. SOV'en og aktieselskabet med fortsat fuldt statsligt/offentligt ejerskab er en faseopdelt udviklingsmodel. Ved denne model placeres ejerskabet indledningsvist i statslig/offentlig regi, som tager ansvar for at projektere og udvikle energiøen. Efter at energiøen er opført, kan det herefter overvejes at give private investorer adgang til at byde på en mulighed for køb eller leje af forskellige dele af øen. Tilsvarende kan en eventuel senere udvidelse af øen udbydes til private investorer. En sådan faseopdelt tilgang vil have visse lighedspunkter med den model, der forventes at blive besluttet for anlæg og udvikling af Lynetteholmen, hvor et kommunalt/statsligt selskab anlægger og indleder udviklingen af den nye ø, hvorefter dele af den nye jord forventes solgt til/udviklet af private aktører¹⁸.

Udbudsovervejelser:

De tre eneejede statslige ejerskabsmodeller forventes at indebære et eller flere rådgiverudbud for tilrettelæggelse af forundersøgelser og anlægsudbud og et eller flere entreprenørudbud til anlægsarbejdet.

¹⁵ Kilde: Statsrevisorerne, "Beretning om staten som selskabsejer", 2015

¹⁶ Kilde: Statsrevisorerne, "Beretning om staten som selskabsejer", 2015

¹⁷ Kilde: Finansministeriet

¹⁸ Kilde: Kammeradvokaten

Rådgiverudbuddene forventes at kunne gennemføres som et begrænset udbud inden for de eksisterende regler. Dette kan gennemføres enten af Energistyrelsen eller af et statslig ejet selskab.

Anlægsudbuddene vil kunne gennemføres af det statslige selskab, der skal eje energiøen. I betragtning af at energiøen fortsat er i sin indledende fase, vil en mulighed være at gennemføre anlægsudbuddene via en fleksibel udbudsproces som konkurrencepræget dialog eller udbud med forhandling. Såfremt fleksibilitet vurderes som en central parameter, vil en mulighed være at udbyde anlægsopgaven som et high-level funktionsudbud, hvor der alene stilles krav til den funktionalitet, som energiøen skal have. Som oftest vil en fleksibel udbudsproces indebære en prækvalificering af relevante tilbudsgivere. Efterfølgende vil de prækvalificerede ansøgere afgive et foreløbigt tilbud, der danner grundlag for efterfølgende forhandlinger. På baggrund af forhandlingerne vil udbudsmaterialet opdateres og de prækvalificerede ansøgere vil afgive et endelig tilbud, hvorefter kontrakten tildeles den mest egnede ansøger¹⁹.

Idet der involveres private selskaber til at anlægge energiøen, vil det være relevant at overveje, hvilke risici der med fordel kan flyttes fra staten til det private selskab i anlægsudbuddet med fokus på den meromkostning, som dette kan medføre. Endvidere skal det overvejes, om staten søger én leverandør af det samlede anlægsprojekt, eller om der kontraheres med forskellige leverandører for forskellige delelementer. Sidstnævnte tilgang kan potentielt medføre en lavere CAPEX omkostning, men vil kræve overblik over risikofordeling og incitamentsstrukturer på tværs af flere kontrakter, hvilket kan være komplekst. Samtidig kan et fokus på reduktioner af anlægsomkostningerne medføre øgede totalomkostninger for projektet bl.a. gennem øgede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

3.2.1.2 Investorers overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellerne

Investorerne har ikke skulle forholde sig eksplicit til ejerskabsmodel 1 (SOV) og ejerskabsmodel 2 (statsligt aktieselskab), idet ejerskabsmodellerne som hovedregel ikke inkluderer kapitalmobilisering fra institutionelle investorer.

De institutionelle investorer har alle forholdt sig til ejerskabsmodel 3, idet den på sigt kan give mulighed for privat kapitalmobilisering. De institutionelle investorer er overordnet set enige i, at denne ejerskabsmodel ikke har den store interesse for dem. De institutionelle investorer begrundede dette med at, (i) de ikke vurderer, at tilgangen afhjælper den indledende konstruktionsrisiko og behovet for at etablere et konsortium i udbygningsfasen med en hensigtsmæssig kompetencesammensætning, (ii) de vurderer, at private kompetencer i højere grad bør inkluderes i udbygningsfasen samt, (iii) de vurderer, at størrelsen på en eventuel investering i driftsfasen i mindre grad stemmer overens med deres investeringsparametre.

¹⁹ Kilde: Kammeradvokaten

3.2.2 Ejerskabsmodel 4 - Statsligt majoritetsejerskab (51%) med privat minoritetsejerskab (49%)

3.2.2.1 Beskrivelse af ejerskabsmodellen

Denne ejerskabsmodel indebærer, at der oprettes et fælles selskab/joint venture mellem et statsligt selskab og en privat aktør/konsortium, der tildeles ejerskabet af energiøren f.eks. baseret på en koncessionstildeling. Den statslige ejerskabsandel på 51% antages at blive placeret i en selvstændig juridisk enhed (f.eks. en SOV eller et statsligt aktieselskab) og indgå som en del af statens aktive ejerskab. Der er stor fleksibilitet i forhold til, hvordan det fælles selskab/joint venture indrettes, men der vil sædvanligvis være tale om et kontraktuelt baseret partnerskab, hvor parterne hver især påtager sig forpligtelser i tilknytning til projektet. Formålet med det fælles selskab/joint venture vil som udgangspunkt være, at projektets risici kan fordeles mellem den statslige og den private part på den mest optimale måde i forhold til, hvem af parterne der mest hensigtsmæssigt kan varetage de pågældende risici. Det forventes, at det statslige selskab vil være overordnet ansvarlig for EPC-arbejdet grundet majoritetsejerandelen, mens det private selskab/konsortium vil have en mere passiv rolle som deltager og sparringspartner. Det fælles selskab/joint venture vil som bygherre finansiere energiøren med dertilhørende risici forbundet med projektering, udbygning, drift og nedtagning af energiøren baseret på 51/49 ejerskabsdelingen. Det er op til partnerne selv at vælge den mest hensigtsmæssige finansieringsform. Indtægterne fra energiøren vil som udgangspunkt tilfalde det fælles selskab/joint venture baseret på ejerskabssplittet, mens omkostninger ved energiøren ligeledes fordeles baseret på ejerskabssplittet²⁰.

Før tildelingen af koncessionen kan gennemføres, skal business casen for koncessionen være fastlagt dels som følge af de udbudsretlige krav og dels for at undgå, at koncessionen indebærer ulovlig statsstøtte. Der vil derfor skulle tages stilling til, hvilke forudsætninger koncessionstildelingen beror på i forhold til f.eks. (i) statens forpligtelser for at sikre udbygningen af havvindmølleparkerne gennemføres, (ii) mulighed for at udvide energiøren ved f.eks. at tilføje flere platforme/sænkekasser, (iii) mulighed for nye udnyttelsesmuligheder af øen (f.eks. PtX), (iv) statens forpligtelser til at sikre at Energinet skal anvende øen til transmissionsudstyr. Tilføjelser og nye udnyttelsesmuligheder skal være entydigt beskrevet i kontrakten i overensstemmelse med de udbudsretlige regler om ændringer. Miljøretlige krav og statsstøtteretten kan desuden begrænse de muligheder, som koncessionshaver senere vil have for nye anvendelsesmuligheder for koncessionen, og denne risiko bør derfor afspejles i koncessionskontrakten²¹.

Udbudsovervejelser:

Ved denne ejerskabsmodel antages det, at Energistyrelsen eller en anden relevant myndighed, vil være ansvarlig for de indledende rådgiverudbud til VMM/miljøundersøgelser, havplaner mm. For den 49% private ejerskabsdel antages det, at et udbud skal gennemføres formentlig efter koncessionsdirektivet. Udbydes koncessionen efter koncessionsdirektivet, er staten frit stillet til at tilrettelægge proceduren, så længe fremgangsmåden for tildeling af koncessionen respekterer de grundlæggende principper om gennemsigtighed, ligebehandling og ikke-diskrimination.

²⁰ Kilde: Kammeradvokaten

²¹ Kilde: Kammeradvokaten

Proceduren her kan også med fordel organiseres efter samme model som de fleksible procedurer i udbudsloven (konkurrencepræget dialog eller udbud med forhandling).

3.2.2.2 Investorerne overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen

De fleste af investorerne er overordnet set åbne over for denne ejerskabsmodel. To ud af de seks investorer vurderer dog, at denne ejerskabsmodel vil være mindre attraktiv for dem, idet de i højere grad ønsker staten som passiv deltager, og at majoritetsejerskabet bliver privat. Disse investorer er ligeledes bekymret for, om den tilstrækkelige fleksibilitet og frihed til at designe øen mest hensigtsmæssigt kan opnås inden for denne ejerskabsmodel.

Investorerne vurderer alle, at et succeskriterie for projekteringen af energigøen på nuværende tidspunkt bør være, at man undgår for meget detailspecificering af øens endelige konfiguration og tekniske krav. Dette vurderer investorerne specielt i lyset af, at der fortsat eksisterer mange afklaringspunkter med hensyn til øens konfiguration, endelige forretningsgrundlag, kapacitet mm. Investorerne er i større eller mindre grad bekymret for, om anlægsudbuddet ved denne ejerskabsmodel bliver for detaljeret og processtungt f.eks. ved et større EU udbud. Dette er bl.a. en bekymring grundet den fremskredne tidsplan, hvor energigøen ønskes i drift år inden år 2030.

Et centralt element for alle investorerne ved denne ejerskabsmodel er sammensætningen af konsortiet, der skal drive udviklingen og driften af energigøen. Investorerne påpeger, at dette både omfatter (i) processen for at udpege det vindende konsortium og, (ii) den endelige sammensætning af konsortiet, hvor erfaring og kompetencer vurderes centralt. Med hensyn til pkt. (i) påpeger investorerne, at dette kan gøres på flere forskellige måder. Investorerne er dog enige om, at udvælgelsesprincippet bør bero på, at man udvælger et konsortium så hurtigt som muligt baseret på nogle overordnede kravspecifikationer frem for en lang udvælgelsesproces baseret på detailspecificeringer. Som en af investorerne påpeger, er investorerne mindre gearret til lange processer, hvor sandsynligheden for at blive valgt ikke er særlig stor. Med hensyn til pkt. (ii) vurderer alle investorerne, at specielt den entrepriseransvarlige aktør i konsortiet er afgørende for risikovurderingen af projektet. Det antages ved denne ejerskabsmodel, at en erfaren og kapabel offentlig EPC-ansvarlig indgår i konsortiet, der vil drive EPC-arbejdet med kompetencer og erfaring fra lignende projekter. 4 ud af 6 investorer nævner, at statslige selskaber som Sund & Bælt og Energinet har erfaring med store anlægsprojekter, og at de som udgangspunkt vil være åbne over for, at disse selskaber inkluderes i ejerskabet og bliver ansvarlig for at drive EPC-arbejdet. Alle investorerne nævner, at det vil være et væsentlig risikomitigerende element, såfremt man vurderer, at den offentlige EPC-ansvarlige er kompetent til at løse opgaven. En mulighed, som flere af investorerne har nævnt, er, at man først udpeger den EPC-ansvarlige og herefter inkluderer andre deltagere i konsortiet – f.eks. institutionelle investorer. Denne fremgangsmåde vil være risikomitigerende for de institutionelle investorer, idet de både vil kende til business casen for projektet samt kende til den EPC-ansvarlige aktør, inden de foretager en eventuel investering.

I denne ejerskabsmodel vil de private aktører påtage sig en del af konstruktionsrisikoen for udbygningen af energigøen uden at have en aktiv rolle i selve EPC-arbejdet. Til sammenligning med det fulde private ejerskab (ejerskabsmodel 6), vurderer investorerne det som positivt, at konstruktionsrisikoen spredes ud over flere aktører. Alle investorerne

påpeger, at vurderingen af konstruktionsrisikoen ved et sådan green-field projekt vil have meget stort fokus i investeringsvurderingen. Det er en opfordring til myndighederne, at forudsætningerne for konstruktionen af specielt energiøren i Nordsøen gøres grundig og de eventuelle usikkerhedselementer gøres eksplicite. Appetitten for at påtage sig konstruktionsrisiko er et element, hvor investorerne adskiller sig fra hinanden. Det skyldes, at de enkelte investorer har forskellige investeringshorisonter, risikoprofiler, afkastforventninger mm. Nogle af investorerne vurderer en vis konstruktionsrisiko som et positivt element, idet de kan bruge deres tekniske viden til at vurdere omfanget af denne risiko og i tillæg, at det som oftest også afspejles i et højere afkast. Andre af investorerne ønsker ikke at påtage sig en særlig stor grad af konstruktionsrisiko. Det er dog en generel observation blandt investorerne, at specielt institutionelle investorer i højere grad end tidligere påtager sig en eller anden form for konstruktionsrisiko ved lignende investeringer, og der heraf er en udvikling over mod mere appetit for konstruktionsrisiko.

Et relateret emne til konstruktionsrisikoen, som flere af investorerne påpeger, går på hvordan tidshorisonterne på de forskellige relaterede konstruktionsprojekter påvirker indtægtssikkerheden for ejerne af energiøren. De relaterede konstruktionsprojekter er f.eks. i Nordsøen, (i) opførelse af de tilkoblede vindparker, (ii) etablering af en radial forbindelse fra vindparker til energiøren, (iii) etablering af en forbindelse fra energiøren til land, (iv) etablering af HVDC anlæg på energiøren, som Energinet vil stå for. Investorerne vurderer, at der er en risiko for, at forsinkelser og tekniske komplikationer med disse projekter vil kunne påvirke indtægtssikkerheden og opstartstidspunktet for energiøren. Én af investorerne formulerede det således, at man kan vurdere og mitigere konstruktionsrisikoen på den del af energiøren, som man selv er ansvarlig for, men man kan ikke påvirke eller styre risiko for konstruktionsprojekter, man ikke selv er ansvarlig for. Det er heraf centralt, at koncessionsudbuddet tager stilling til, hvordan ejerne af energiøren kompenseres for manglende indtægter, såfremt dette skyldes forsinkelser eller komplikationer ved de relaterede projekter, idet investorerne har svært ved at acceptere denne risiko. Investorerne vurderer, at det i højere grad er koncessionskontrakten end det er én specifik ejerskabsmodel, der vil være afgørende for at mitigere denne risiko.

Den regulatoriske risiko ved en ny type aktiv som energiøren, hvor reguleringen ikke er fastlagt endnu, er også blevet vurderet af alle investorerne. Investorerne vurderer alle den regulatoriske risiko med et mere eller mindre risikoovers udgangspunkt, hvor regulatorisk sikkerhed og transparens er bærende elementer for at kunne få godkendt en eventuel investering i diverse investeringskomiteer. Mitigering af regulatorisk usikkerhed er yderst afgørende for at reducere investorernes samlede risikobillede for energiøren. Flere af investorerne har nævnt sager med regulatorisk risiko eller tvetydig regulering (f.eks. blev Gassled-retssagerne nævnt flere gange) som noget, man for alt i verden bør undgå. Investorerne er overordnet set enige om, at regulatorisk stabilitet vægter meget højt, og man i højere grad kan acceptere lavere afkast, såfremt der etableres større sikkerhed for investeringens afkast. Investorerne vurderer her, at fælles ejerskab med et statsligt selskab i sig selv vil være risikomitigerende ift. den regulatoriske usikkerhed.

3.2.3 Ejerskabsmodel 5 - Statsligt minoritetsejerskab (30%) med privat majoritetsejerskab (70%)

3.2.3.1 Beskrivelse af ejerskabsmodellen

Denne ejerskabsmodel indebærer, at der oprettes et fælles selskab/joint venture mellem et statsligt selskab og en privat aktør/konsortium, der tildeles ejerskabet af energigøren f.eks. baseret på en koncessionstildeling. Ejerskabsmodellen er på en række områder sammenlignelig med Nordsøfondens ejerskab i diverse olie- og gaslicenser i Danmark som licensdeltager med minoritetsejerskab. Det 30% statslige selskab vil naturligt blive placeret i en selvstændig juridisk enhed (f.eks. en SOV eller et statsligt aktieselskab) og indgå som en del af statens aktive ejerskab. Der vil være fleksibilitet i forhold til, hvordan det fælles selskab/joint venture indrettes, men der vil sædvanligvis være tale om et kontraktuelt baseret partnerskab, hvor parterne hver især påtager sig forpligtelser i tilknytning til projektet. Formålet med det fælles selskab/joint venture vil som udgangspunkt være, at projektets risici kan fordeles mellem den statslige og den private part på den mest optimale måde i forhold til, hvem af parterne der mest hensigtsmæssigt kan varetage de pågældende risici. Det forventes, at den private aktør/konsortium vil være overordnet ansvarlig for EPC-arbejdet grundet majoritetsejerskabet (i lighed med operatørrollen for en olie- og gaslicens), mens det offentlige selskab f.eks. kan være ansvarlig for regulatoriske forhold, udbud mm. Det fælles selskab/joint venture vil som bygherre finansiere energigøren med dertilhørende risici, som er forbundet med projektering, udbygning, drift og nedtagning af energigøren baseret på 30/70 ejerskabsdelingen. Det er op til hhv. det statslige selskab og den private aktør/konsortium selv at vælge den mest hensigtsmæssige finansieringsform. Indtægterne fra energigøren vil som udgangspunkt tilfalde det fælles selskab/joint venture baseret på ejerskabssplittet, mens omkostninger ved energigøren ligeledes fordeles baseret på ejerskabssplittet²².

Før tildelingen af koncession kan gennemføres, skal business casen for koncessionen være fastlagt dels som følge af de udbudsretlige krav og dels for at undgå, at koncessionen indebærer ulovlig statsstøtte. Der vil derfor skulle tages stilling til, hvilke forudsætninger koncessionstildelingen beror på i forhold til f.eks. (i) statens forpligtelser for at sikre udbygningen af havvindmølleparkerne bliver gennemført, (ii) mulighed for at udvide energigøren ved f.eks. at tilføje flere platforme/sænkekasser, (iii) mulighed for nye udnyttelsesmuligheder af øen (f.eks. PtX), (iv) statens forpligtelser til at sikre at Energinet skal anvende øen til transmissionsudstyr. Tilføjelser og nye udnyttelsesmuligheder skal være entydigt og klart beskrevet i kontrakten i overensstemmelse med de udbudsretlige regler om ændringer. Miljøretlige krav og statsstøtteretten kan desuden begrænse de muligheder, som koncessionshaver senere vil have for nye anvendelsesmuligheder for koncessionen, og denne risiko bør derfor afspejles i koncessionskontrakten²³.

Udbudsovervejelser:

Ved denne ejerskabsmodel antages det, at Energistyrelsen, eller en anden relevant myndighed, vil være ansvarlig for de indledende rådgiverudbud til VMM/miljøundersøgelser, havplaner mm. For den 70% private ejerskabsdel antages det,

²² Kilde: Kammeradvokaten

²³ Kilde: Kammeradvokaten

at et udbud formentlig skal gennemføres efter koncessionsdirektivet. Udbydes koncessionen efter koncessionsdirektivet, er staten frit stillet til at tilrettelægge proceduren, så længe fremgangsmåden for tildeling af koncessionen respekterer de grundlæggende principper om gennemsigtighed, ligebehandling og ikke-diskrimination. Proceduren her kan også med fordel organiseres efter samme model som de fleksible procedurer i udbudsloven (konkurrencepræget dialog eller udbud med forhandling)²⁴.

3.2.3.2 Investorerne overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen

Alle investorerne er overordnet set positivt stillede over for denne ejerskabsmodel. Investorerne begrundet dette med, at ejerskabsmodellen vil kunne give den private aktør/konsortiet relativ stor frihedsgrad til at udvikle, bygge og drive øen på den mest hensigtsmæssige måde i tæt samarbejde med det statslige selskab og inden for rammerne af koncessionsaftalen. I tillæg vil man kunne sprede risikoen ud over flere aktører/selskaber ved denne ejerskabsmodel.

Investorerne har vurderet forskellige modeller for, hvilke kompetencer det statslige selskab bør bidrage med til konsortiet. En mulighed var at bidrage med erfaring fra lignende infrastrukturprojekter (f.eks. med kompetencer fra selskaber som Energinet eller Sund & Bælt). En anden mulighed var at bidrage med forståelse af de relevante tilladelser (VVM, havplaner mm.), og hvordan disse indhentes på mest hensigtsmæssig måde. Begge muligheder har investorerne set som positive.

I lighed med ejerskabsmodel 4 (se afsnit 3.2.3.2) vurderer alle investorerne, at et succeskriterie for projekteringen af energioen på nuværende tidspunkt bør være, at man undgår for meget detailspecificering af øens endelige konfiguration og tekniske krav. Investorerne vurderer her, at denne ejerskabsmodel vil medføre en mindre grad af detailspecificering af øens konfiguration og tekniske krav end f.eks. en OPP-model eller i et fælles ejerskab, hvor staten har majoritetsejerskabet (ejerskabsmodel 4).

Som beskrevet under ejerskabsmodel 4 (se afsnit 3.2.3.2) er sammensætningen af konsortiet, der skal drive udviklingen og driften af energioen et centralt element for alle investorerne. Det antages ved denne ejerskabsmodel, at en erfaren og kapabel privat EPC-ansvarlig indgår i konsortiet, der vil drive konstruktionsarbejdet med kompetencer og erfaring fra lignende projekter både i og uden for Danmarks grænser. Ved denne ejerskabsmodel understreger alle investorer, at det vil være et væsentligt risikoreducerende element, og det vil give investorerne en større grad af komfort for investeringen, såfremt en pålidelig entrepriseansvarlig aktør, der har stået for lignende projekter, bliver en del af konsortiet. En mulighed, som flere af investorerne har nævnt, er, at man først udpeger den EPC-ansvarlige, og herefter inkluderer andre deltager i konsortiet – f.eks. institutionelle investorer. Denne fremgangsmåde vil være risikofremmende for de institutionelle investorer, idet de både vil kende til business casen for projektet samt kende til den EPC-ansvarlige aktør. Alternativt vil der skulle formes konsortier, hvor forskellige EPC-ansvarlige vil skulle byde ind med specifikke institutionelle investorer. Denne tilgang er også en mulighed, men investorerne ser fordele ved først at udvælge den bedste EPC-ansvarlige og bagefter udvælge de mest relevante institutionelle investorer - for at sikre det stærkeste konsortium.

²⁴ Kilde: Kammeradvokaten

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energigøer

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

I denne ejerskabsmodel vil de private aktører påtage sig en del af konstruktionsrisikoen for udbygningen af energigøen afhængigt af, hvordan koncessionskontrakten endeligt udformes. Til sammenligning med det fuldt private ejerskab, vurderer investorer det positivt, at konstruktionsrisikoen spredes ud over flere aktører.

Et relateret emne til konstruktionsrisikoen som flere af investorerne påpeger går på, hvordan tidshorisonterne på de forskellige konstruktionsprojekter påvirker indtægtssikkerheden for ejerne af energigøen. Som beskrevet under ejerskabsmodel 4 (se afsnit 3.2.3.2) ser investorerne risikoen for, at forsinkelser og tekniske komplikationer med disse projekter vil kunne påvirke indtægtssikkerheden og opstarttidspunktet for energigøen. Investorerne vurderer, at det i højere grad er koncessionskontrakten end det er én specifik ejerskabsmodel, der vil være afgørende for at mitigere denne risiko.

Den regulatoriske risiko ved en ny type aktiv som energigøen, hvor reguleringen ikke er fastlagt endnu, er også blevet vurderet af alle investorerne. Investorerne vurderer den regulatoriske risiko med et mere eller mindre risikoavers udgangspunkt, hvor regulatorisk sikkerhed og transparens er bærende elementer for at kunne få godkendt en eventuel investering i diverse investeringskomiteer. Mitigering af regulatorisk usikkerhed er yderst afgørende for at reducere investeringens risikobillede. Investorerne vurderer her, at fælles ejerskab med et statsligt selskab i sig selv vil være risikomitigerende ift. den regulatoriske usikkerhed.

3.2.4 Ejerskabsmodel 6 – Fuldt privat ejerskab baseret på tidsbegrænset eneret til privat aktør/konsortium

3.2.4.1 Beskrivelse af ejerskabsmodellen

Et fuldt privat ejerskab af energigøren vil medføre, at der gives en tidsbegrænset eneret til en privat aktør ift. at anlægge og drive energigøren. Eneretten vil være tidsbegrænset (koncessionsperioden), og ved udløbet af koncessionsperioden vil koncessionshaver være forpligtet til oprydning/bortskaffelse af energigøren eller overdragelse af ejendomsretten til staten (afhængig af hvad der skrives i koncessionskontrakten). Den private aktørs rettigheder og pligter vil være reguleret af koncessionsaftalen. Der vil sædvanligvis fastsættes relativt frie rammer for anlægskonstruktionen, således at den private part gives størst mulig frihed til at optimere projektet. Et yderligere element i aftalen vil desuden være, at en del af energigøren skal udlejes/sælges til staten til brug for placering af transmissionsanlæg m.v. Den private aktør vil som bygherre finansiere energigøren med dertilhørende risici, som er forbundet med projektering, udbygning, drift og nedtagning af energigøren. Indtægterne fra energigøren vil som udgangspunkt tilfalde den private aktør, mens omkostninger ved energigøren forventes at blive afholdt af den private aktør²⁵.

Før tildelingen af koncession kan gennemføres, skal business casen for koncession være fastlagt dels som følge af de udbudsretlige krav og dels for at undgå, at koncessionen indebærer ulovlig statsstøtte. Der vil derfor skulle tages stilling til, hvilke forudsætninger koncessionstildelingen beror på i forhold til f.eks. (i) statens forpligtelser for at sikre udbygningen af havvindmølleparkerne gennemføres, (ii) mulighed for at udvide energigøren ved f.eks. at tilføje flere platforme/sænkekasser, (iii) mulighed for at nye udnyttelsesmuligheder af øen (f.eks. PtX), (iv) statens forpligtelser til at sikre at Energinet skal anvende øen til transmissionsudstyr. Tilføjelser og nye udnyttelsesmuligheder skal være entydigt og klart beskrevet i kontrakten i overensstemmelse med de udbudsretlige regler om ændringer. Miljøretlige krav og statsstøtteretten kan desuden begrænse de muligheder, som koncessionshaver senere vil have for nye anvendelsesmuligheder for koncessionen, og denne risiko bør derfor afspejles i koncessionskontrakten²⁶. Ved denne ejerskabsform kan staten sikre sig mod overnormalprofit, bl.a. ved at indskrive regler for profitdeling over en hvis grænse, eller gennem reguleringen af aktivet. Der bør endvidere indskrives klare regler ift. videresalg af aktivet.

Udbudsovervejelser:

Den fulde private ejerskabsmodel vil indebære, at et udbud skal gennemføres formentlig efter koncessionsdirektivet. Udbydes koncessionen efter koncessionsdirektivet, er staten frit stillet til at tilrettelægge proceduren, så længe fremgangsmåden for tildeling af koncessionen respekterer de grundlæggende principper om gennemsigtighed, ligebehandling og ikke-diskrimination. Proceduren her kan også med fordel organiseres efter samme model som de fleksible procedurer i udbudsloven (konkurrencepræget dialog eller udbud med forhandling).

²⁵ Kilde: Kammeradvokaten

²⁶ (ibid.)

3.2.4.2 Investorerne overvejelser og vurdering af ejerskabsmodellen

Investorerne er overordnet set positivt stillede over for det rent private ejerskab af energigjøren. Dette begrundes med, at ejerskabsmodellen vil kunne give den private aktør/konsortiet større frihedsgrader til selv at udvikle, bygge og drive øen på den mest hensigtsmæssige måde inden for rammerne af koncessionsaftalen. I denne sammenhæng har flere af de institutionelle investorer nævnt, at "åben-dør-ordningen" for havvindmøller eller koncessionsmodellen ville være brugbare modeller for at understøtte fleksibilitet i den endelige konfiguration og design af energigjøren.

Som beskrevet under ejerskabsmodel 4 og 5 (se afsnit 3.2.3.2 og 3.2.3.3) vurderer alle investorerne, at et succeskriterie for projekteringen af energigjøren på nuværende tidspunkt bør være, at man undgår for meget detailspecificering af øens endelige konfiguration og tekniske krav. Investorerne vurderer her, at denne ejerskabsmodel vil medføre mindst mulig detailspecificering af øens konfiguration og tekniske krav – noget som vurderes som en fordel af alle investorerne.

Investorerne er desuden enige om, at det private ejerskab giver en god mulighed for at bringe kompetencer i spil inden for udvikling, drift og etablering af offshore vindinfrastruktur samt erfaring med store infrastrukturprojekter fra både danske og udenlandske infrastrukturprojekter. Investorerne vurderer ligeledes, at det vil fremme innovative løsninger med det fulde privat ejerskab, grundet forventninger om større frihedsgrader ift. øens design.

Som beskrevet under ejerskabsmodel 4 og 5 (se afsnit 3.2.3.2 og 3.2.3.3) er sammensætningen af konsortiet, der skal drive udviklingen og driften af energigjøren et centralt element for alle investorerne. Ved den fulde private ejerskabsmodel understreger alle investorer, at det vil være et væsentlig risikoreducerende element og det vil give investorerne en større grad af komfort for investeringen, såfremt en pålidelig EPC-ansvarlig aktør, der har stået for lignende projekter, bliver en del af konsortiet. En mulighed, som flere af investorerne har nævnt, er, at man først udpeger den EPC-ansvarlige og herefter inkluderer andre deltager i konsortiet – f.eks. institutionelle investorer. Denne fremgangsmåde vil være risikofremmende for de institutionelle investorer, idet de både vil kende til business casen for projektet samt kende til den entrepriseansvarlige aktør. Alternativt vil der skulle formes konsortier, hvor forskellige EPC-ansvarlige vil skulle byde ind med specifikke institutionelle investorer. Denne tilgang er også en mulighed, men investorerne ser fordele ved først at udvælge den bedste EPC-ansvarlige og bagefter udvælge de mest relevante institutionelle investorer - for at sikre det stærkeste konsortium.

I denne ejerskabsmodel vil de private aktører i udgangspunktet påtage sig hele eller en del af konstruktionsrisikoen for udbygningen af energigjøren afhængigt af, hvordan koncessionskontrakten endelig udformes. Alle investorerne påpeger, at vurderingen af konstruktionsrisikoen ved et sådan green-field projekt vil have stort fokus i investeringsvurderingen. Appetitten for at påtage sig konstruktionsrisiko er et element, hvor investorerne adskiller sig fra hinanden. Det skyldes, at de enkelte investorer har forskellige investeringshorisoner, risikoprofiler, afkastforventninger mm. Nogle af investorerne vurderer en vis konstruktionsrisiko som et positivt element, idet de kan bruge deres tekniske viden til at vurdere omfanget af denne risiko, og i tillæg at det som oftest også afspejles i et højere afkast.

Et relateret emne til konstruktionsrisikoen som flere af investorerne påpeger går på, hvordan tidshorisonterne på de forskellige konstruktionsprojekter påvirker indtægtssikkerheden for ejerne af energigøen. Som beskrevet under ejerskabsmodel 4 og 5 (se afsnit 3.2.3.2 og 3.2.3.3) ser investorerne risikoen for, at forsinkelser og tekniske komplikationer med disse projekter vil kunne påvirke indtægtssikkerheden og opstartstidspunktet for energigøen. Investorerne vurderer, at det i højere grad er koncessionskontrakten end det er én specifik ejerskabsmodel, der vil være afgørende for at mitigere denne risiko. Grundet ejerskabsandelen ved denne ejerskabsmodel ser investorerne denne risiko som endnu mere central at få mitigeret end ved de andre ejerskabsmodeller. Det er heraf centralt, at koncessionsudbuddet tager stilling til, hvordan ejerne af energigøen kompenseres for manglende indtægter, såfremt dette skyldes forsinkelser eller komplikationer ved de relaterede projekter.

Den regulatoriske risiko ved en ny type aktiv som energigøen, hvor reguleringen ikke er fastlagt endnu, er også blevet vurderet af alle investorerne. De vurderer alle den regulatoriske risiko med et mere eller mindre risikoavers udgangspunkt, hvor regulatorisk sikkerhed og transparens er bærende elementer for at kunne få godkendt en eventuel investering i diverse investeringskomiteer. Mitigering af regulatorisk usikkerhed er yderst afgørende for at reducere investeringens risikobillede. Flere af investorerne har nævnt sager med regulatorisk risiko eller tvetydig regulering (f.eks. blev Gassled-retssagerne nævnt flere gange) som noget, man for alt i verden bør undgå. Investorerne er overordnet set enige om, at regulatorisk stabilitet vægter meget højt, og man i højere grad kan acceptere lavere afkast, såfremt der etableres større sikkerhed for investeringens afkast. På samme måde blev overskudsdeling og potentielt overnormal profitskabelse også drøftet med investorerne, hvor der er en generel åbenhed for at benytte overskudsdeling med staten over en hvis hurdle rate, der minder om lignende regulerede afkast.

Energigøens økonomiske levetid blev også drøftet med investorerne for at høre deres præferencer over for tidshorisonen på koncessionen. På dette punkt adskiller investorerne sig en del. Nogle investorer foretrækker en tidshorison på 20-25 år med begrundelsen om, at aktivets relevans om 20-25 år er vanskelig at vurdere grundet den teknologiske udvikling. Andre investorer er åbne over for +50 års økonomisk levetid, idet det giver mulighed for at udvikle og optimere energigøen med en lang tidshorison for øje. Et yderligere element, der blev drøftet, er terminalværdien og potentielle exitmuligheder for investorerne. Det var en generel betragtning, at det vurderes positivt at indarbejde tidsmæssige exitmuligheder for ejerskabet af aktivet, idet det gøres lettere for investorerne at vurdere terminalværdien af energigøen. Ligeledes er det vurderingen fra investorerne, at den potentielle udvidelse af vindkapacitet på øen eller yderligere forretningsområder (f.eks. PtX anlæg og lagring) i højere grad bør indarbejdes som optioner for udvidelser af energigøens forretningsgrundlag end noget, der på nuværende tidspunkt skal værdisættes, idet "fugle på taget" elementer, som en af investorerne omtalte specielt PtX og lagring, vil have en meget lav værdiansættelse på nuværende tidspunkt.

3.3 Delanalyse 3: Pengestrømsanalyse

Som led i analysen af fordele og ulemper ved forskellige ejerskabsmodeller, er der udført en række kvantitative analyser. Disse analyser er delt op i fire elementer, 1) pengestrømsanalyse ved fuldt statsligt ejerskab, 2) pengestrømsanalyse på tværs af alle ejerskabsmodeller 3) følsomhedsberegninger og 4) perspektiver på refinansiering. Ift. analysen af pengestrømme, ref. punkt 1) og 2) ovenfor, er forskellen mellem de to afsnit primært antagelsen om den risikofrie rente:

1. Pengestrømme ved fuldt statsligt ejerskab (afsnit 3.3.1): Denne analyse fokuserer på pengestrømme ved fuldt statsligt ejerskab samt dertilhørende lånoptag og renteomkostninger for staten. I analysen er antagelsen om den risikofrie rente baseret på Analyseforudsætningerne 2019 og Finansministeriets 2025-fremskrivninger²⁷ og antaget lig gennemsnittet af den risikofrie rente over aktivets afskrivningsperiode. Dette medfører, at der for 3 GW scenariet er anvendt en risikofri rente på ca. 3,9% og for 7 GW udvidelsen er der anvendt en risikofri rente på ca. 4,0%. Årsagen til forskellen i den risikofrie rente skyldes, at 7 GW udvidelsen først er antaget i drift fra år 2037, hvor den risikofrie rente er højere end ved idriftsættelse af 3 GW energigør. Det er ved fuldt statsligt ejerskab antaget, at investeringen i energigør skal hvile-i-sig-selv, hvorfor projektets pengestrømme til egenkapital er sat lig nul over aktivets levetid.
2. Pengestrømme for alle ejerskabsmodeller (afsnit 3.3.2): Denne analyse fokuserer på pengestrømme på tværs af alle ejerskabsmodeller, og her er der anvendt en antagelse om, at den risikofrie rente er lig 0% (niveauet for en 30-årig EU obligation). Denne risikofrie rente er anvendt for at sikre overensstemmelse mellem pengestrømsanalysen, benchmarkanalysens forventede afkastspænd for private investorer samt de institutionelle investorers indikation af deres afkastspænd. Både benchmarkanalysen og investorerne har indikeret et afkastspænd baseret på dagens rentemarked og spændet ville se anderledes ud, såfremt der fremover forekommer ændringer i forventningerne til det risikofrie renteniveau. Antagelsen om den risikofrie rente vil ikke ændre på analysens konklusioner, da den risikofrie rente er ens på tværs af ejerskabsmodeller i analysen. For projektafkastkravet er det antaget, at ejerskabsmodellerne med 100% statsligt ejerskab skal hvile-i-sig-selv, mens de resterende ejerskabsmodeller anvender et projektafkastkrav på hhv. 4% og 10%. For at kunne beregne et projektafkast på hhv. 4% og 10% er der justeret på projektets omsætning (tarif- og lejeindtægter), til det ønskede afkastniveau er opnået.

3.3.1 Pengestrømme ved fuldt statsligt ejerskab

I nedenstående tabeller er der opgjort summerede pengestrømme samt lånoptag og renteomkostninger ved fuldt statsligt ejerskab med låneomkostninger på hhv. 0,5% og 2%. Der fokuseres på de summerede pengestrømme, idet disse viser forskelle mellem ejerskabsmodellerne mere overskueligt end ved at se på udviklingen i pengestrømmene over tid. I tillæg til pengestrømmene er statens samlede lånoptag, byggerenter og renteomkostninger opgjort i reale værdier (basisår 2020). Som beskrevet i introduktionen

²⁷ Finansministeriets 2025-fremskrivninger (DK2025 – en grøn, retfærdig og ansvarlig genopretning af dansk økonomi, august 2020).

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiøer

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

af delanalyse 3 er den risikofrie rente baseret på Analyseforudsætningerne 2019 og Finansministeriets langsigtede risikofrie rente fra 2025-fremskrivningerne.

Pengestrømsanalysen illustrerer, at et statsligt ejerskab med låneomkostninger på 2% vil have behov for en større omsætning (ca. 23%) end ved låneomkostninger på 0,5% (se tabel 4 nedenfor). Behovet for en større omsætning udtrykker de højere gældsomkostninger. Idet der ikke er forskel i de anvendte OPEX, CAPEX og ABEX estimer for energiøen på tværs af de forskellige ejerskabsmodeller, er den procentuelle forskel i hhv. pengestrømme fra drift og pengestrømme til gæld ens på tværs af de fulde statslige ejerskabsmodeller og ligger i niveauet 30%. For platformsløsningen skal det bemærkes, at ABEX hensættelsen er mindre end den forventede nedtagelsesomkostning. Dette skyldes, at der løbende tilskrives renter på de opsparede ABEX hensættelser, som anvendes til at betale nedtagelsesomkostning.

Det statslige lånoptag (se figur 4 nedenfor) illustrerer også forskellen i de højere låneomkostninger ved et statsligt A/S ejerskab. Det samlede statslige lånoptag er ca. 4% højere ved denne ejerskabsform, hvilket er forårsaget af forskellen i byggerenter samt længden på konstruktionsperioden. Forskellen i de samlede renteomkostninger er væsentligt større, hvor et statsligt A/S ejerskab er ca. 45% højere end et SOV ejerskab. Tages der udgangspunkt i sænkekasseløsningen er renteomkostningen 2,9 til 5,8 mia. DKK højere ved et statsligt A/S ejerskab for hhv. 3 GW og 10 GW scenariet, mens det ved platformsløsningen medfører renteomkostninger der er ca. 4,0 til 12,3 mia. DKK højere (real 2020 værdi).

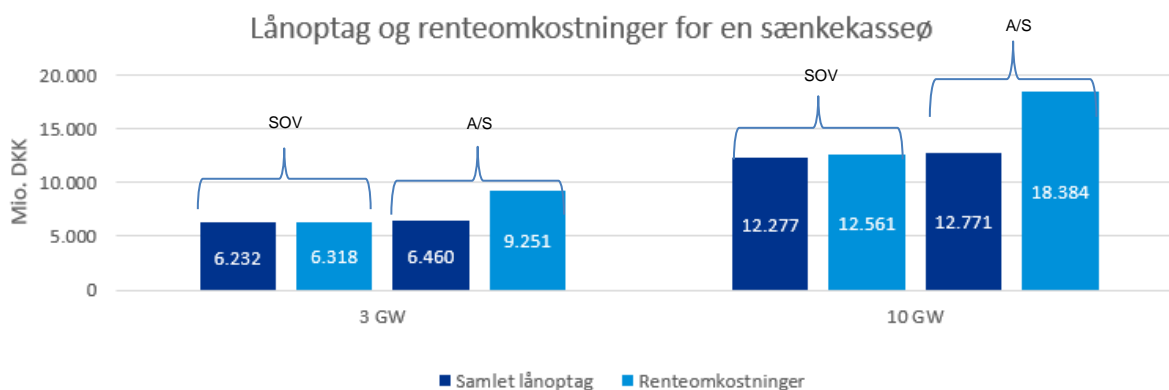
Der er i denne del af analysen ikke set ind i, om der kan være forskel i projektets totaløkonomi alt afhængigt af, hvilken type af statsligt selskab der ejer energiøen. Der er væsentlig forskel i renteomkostningerne mellem de to statslige ejerskabsmodeller, men overvejelser om totaløkonomi bør ligeledes indgå ved valg af ejerskabsmodel. Der henvises til særskilt afsnit 3.4 om totaløkonomi.

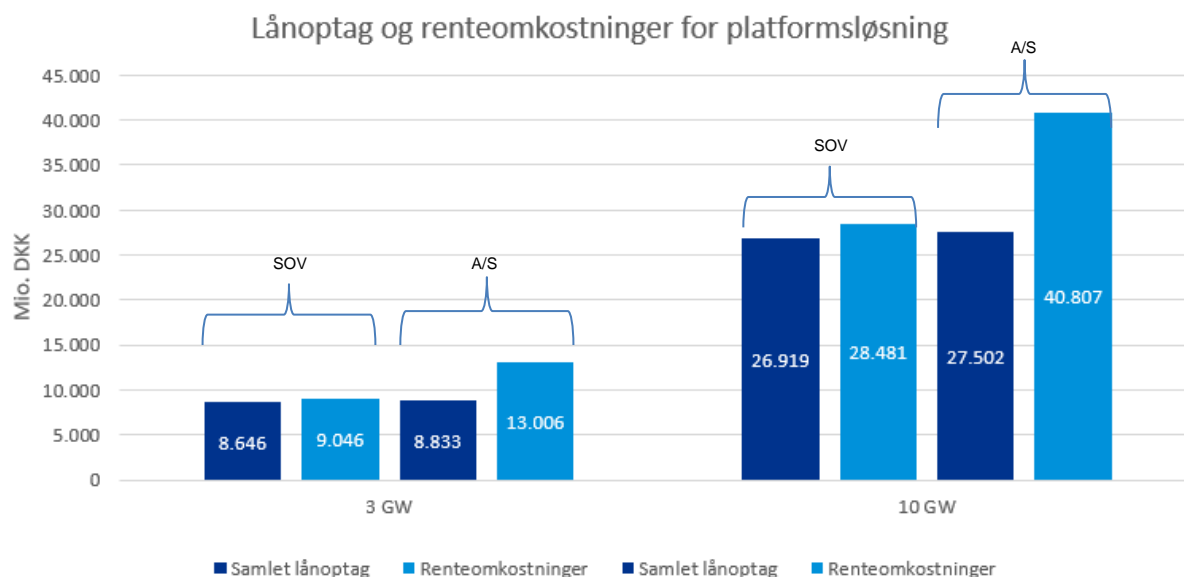
Tabel 4 Pengestrømme ved statsligt ejerskab

Summerede pengestrømme ved statsligt ejerskab (mio. DKK)								
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S	
	Sænkekasse		Sænkekasse		Platform		Platform	
Udbygningsløsning:								
Størrelse af ø:	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Afkastforventning:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv	
Tarifindtægt	5.653	12.191	6.952	15.035	4.161	14.713	4.851	17.144
Lejeindtægt	16.958	36.574	20.857	45.104	37.451	132.413	43.661	154.294
Omsætning	22.611	48.766	27.809	60.138	41.612	147.126	48.512	171.437
OPEX	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549
Hensættelse til ABEX	-	-	-	-	-753	-2.651	-753	-2.651
Skat (ingen uplift antaget)	-	-	-	-	-652	-2.289	-652	-2.289
CF fra drift	17.159	37.150	22.357	48.522	24.437	86.636	31.336	110.948
CAPEX	-6.890	-14.753	-7.144	-15.358	-9.728	-34.167	-9.940	-34.909
Senior gæld	6.890	14.753	7.144	15.358	9.728	34.167	9.940	34.909
Egenkapitalindskud	-	-	-	-	-	-	-	-
CF til gæld	17.159	37.150	22.357	48.522	24.437	86.636	31.336	110.948
Rentebetaling	-10.270	-22.396	-15.214	-33.164	-14.708	-52.470	-21.397	-76.039
Afdrag på lån	-6.890	-14.753	-7.144	-15.358	-9.728	-34.167	-9.940	-34.909
CF til egenkapital	-0	-0	-	-	-0	-0	-	-

Kilde: KPMG analyse

Figur 4: Forskel i samlet lånoptag og renteomkostninger - fuldt statsligt ejerskab





Kilde: KPMG analyse

Lånoptag samt låneomkostninger ved de statslige ejerskabsmodeller (mio. DKK reale tal 2020)								
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S	
	Sænkekasse		Sænkekasse		Platform		Platform	
	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Udbygningsløsning								
Størrelse af ø:								
Lånoptag	-5.600	-10.900	-5.600	-10.900	-8.100	-25.200	-8.100	-25.200
Byggerenter	-632	-1.377	-860	-1.871	-546	-1.719	-733	-2.302
Samlet lånoptag	-6.232	-12.277	-6.460	-12.771	-8.646	-26.919	-8.833	-27.502
Renteomkostninger	-6.318	-12.561	-9.251	-18.384	-9.046	-28.481	-13.006	-40.807

Kilde: KPMG analyse

3.3.2 Pengestrømme for alle ejerskabsmodeller

I dette afsnit er pengestrømme på tværs af alle ejerskabsmodeller, udbygningsløsninger og afkastkrav analyseret. Der er i analysen fokuseret på omsætningen samt pengestrømme til egenkapital og egenkapitalforrentningen. Omsætningen er central for at få en indikation af det forventede prisniveau for energigøreren gennem de resulterende transportomkostninger for vindparkejerne og lejebetalinger fra Energinet. Derudover illustrerer omsætningen også, hvilken ejerskabsform og udbygningsløsning der er den billigste/dyreste ift. energigøreren brugere. Pengestrømme til egenkapital og den resulterende egenkapitalforrentning indikerer forrentningsforventningen i de enkelte ejerskabsmodeller og illustrerer, hvordan forskelle i gældsomkostninger påvirker denne. For at se de fulde pengestrømsopgørelser henvises der til rapportens Appendiks 2 – Pengestrømsanalyser. Som nævnt i introduktionen til delanalyse 3, er der i dette afsnit anvendt en risikofri rente på 0% (30-årig EU obligation).

3.3.2.1 Omsætning samt afledte transportomkostninger og lejebetalinger

Omsætningen for energiøren er antaget at bestå af hhv. transportindtægter, betalt af vindparkejerne, samt lejebetaling, betalt af Energinet. Som illustreret i afsnit 3.3.1 er der også i denne analyse et større omsætningsbehov ved et statsligt ejerskab med låneomkostninger på 2% sammenholdt med låneomkostninger på 0,5%. Ses der på tværs af alle ejerskabsmodeller, er der behov for en væsentligt højere omsætning ved involvering af private investorer. Tages der udgangspunkt i sænkekasseløsningen, vil ejerskabsmodeller der involverer private investorer kræve en omsætning, der er ca. 80-85% højere ved et projektafkastkrav på 4%, mens et 10% projektafkast vil kræve en omsætning, der er ca. 400% højere, end ved statsligt ejerskab gennem en SOV (den billigste løsning ud fra forudsætningerne i denne analyse). Hovedårsagen til det øgede omsætningsbehov er forskellen mellem en hvile-i-sig-selv tilgang til ejerskabet og en afkaststyret tilgang. Derudover er der højere låneomkostninger forbundet med de ejerskabsmodeller, der involverer private investorer, sammenholdt med et statsligt ejerskab med 0,5% i låneomkostning (rapportens antagelse for SOV'et). Ses der på tværs af ejerskabsmodeller der involverer private investorer, er forskellen i omsætningen marginal, og denne forskel skyldes udelukkende gældsomkostningerne, der varierer alt efter statens grad af involvering i ejerskabet.

Afledte transportomkostninger og tarifbetalinger

De ovennævnte omsætningsbehov er blevet anvendt til at beregne hhv. transportomkostninger og tarifbetalinger, på tværs af de forskellige ejerskabsmodeller. Tages der udgangspunkt i forskellen mellem de to fulde statsejede modeller, er transportomkostningerne og lejebetalingerne ca. 20-30% højere ved et statsligt ejerskab med 2% i låneomkostninger på tværs af udbygningsløsninger og scenarier. Ses der på tværs af et statsligt ejerskab med 0,5% i låneomkostninger og ejerskabsmodeller med private investorer, vil modeller med private investorer øge transportomkostningerne og tarifferne til ca. det dobbelte (85-95% højere), ved en sænkekasseløsning med 4% projektafkastkrav. Dette reflekterer den samme forskel, der observeres i omsætningsbehovet.

Ved sammenligning af transportomkostningerne for hhv. en 3 GW og 10 GW energiør ses det, at den gennemsnitlige transportomkostning er lavest, hvis energiøren udvides til 10 GW, på trods af de øgede omkostninger. Årsagen til dette er, at den procentuelle stigning i det årlige gennemløb på energiøren er større end den procentuelle stigning i omkostningerne for begge udbygningsløsninger. Dog er denne effekt begrænset for platformsløsningen, da den procentuelle stigning i omkostningerne er større end ved sænkekasseløsningen.

Sammenholdes transportomkostningen på tværs af de to udbygningsløsninger, fremstår platformsløsningen som værende den billigste løsning for vindparkejerne i 3 GW scenariet. Dette forårsages af antagelsen om omkostningsfordeling mellem Energinet og vindparkejerne, hvor Energinet skal dække en langt større del af omkostningerne ved en platformsløsning sammenholdt med en sænkekasseløsning. Dette er reflekteret ved, at Energinets lejebetalinger ved en platformsløsning er væsentligt større end ved en sænkekasseløsning.

Opsummering

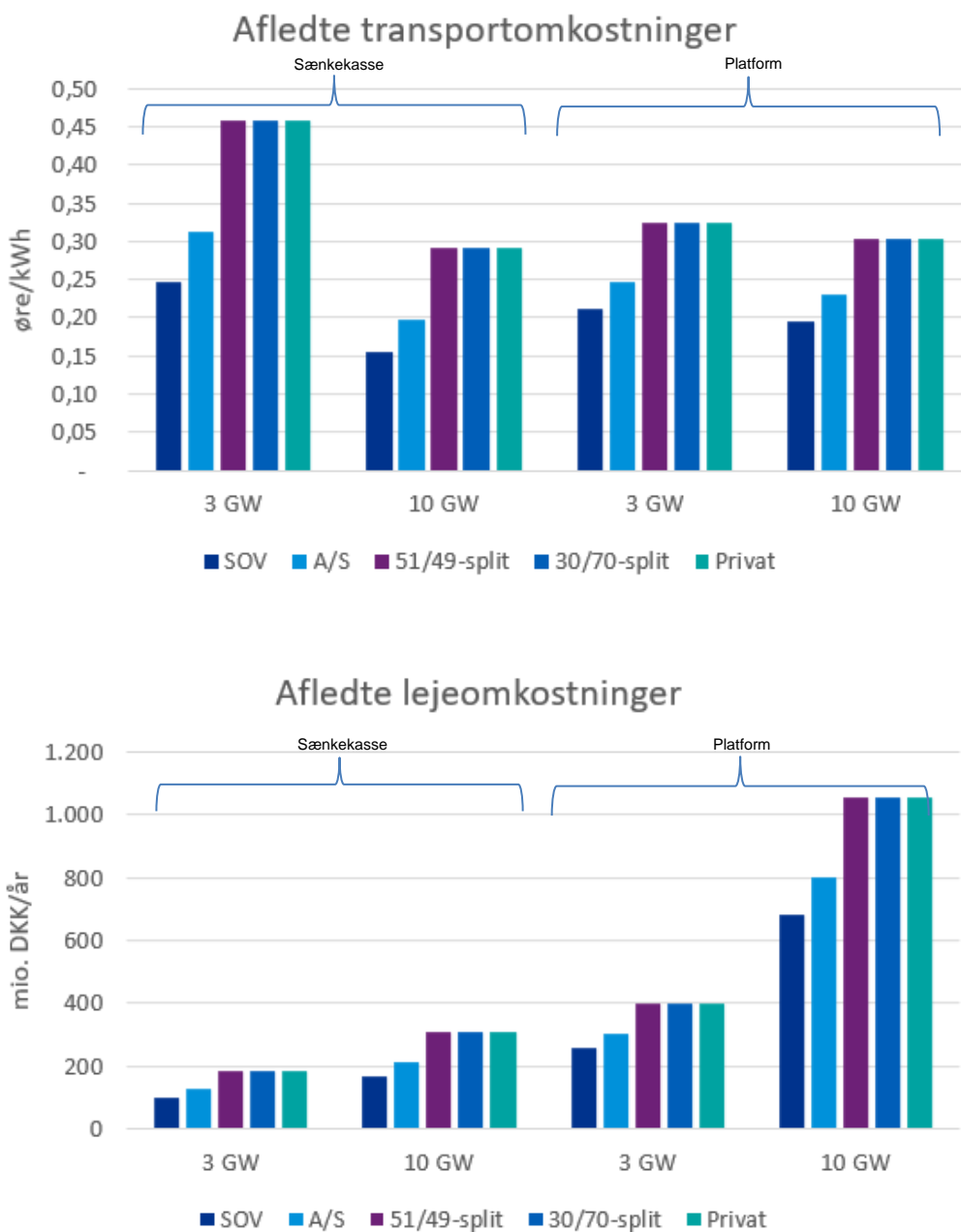
Alt i alt illustrerer omsætningen og de bagvedliggende transport- og lejeomkostninger, at sænkekasseløsningen – ud fra den isolerede pengestrømsanalyse – vil være den billigste af de to udbygningsløsninger, og at fuldt statsligt ejerskab med låneomkostninger på 0,5%, i lighed med Energinet, medfører de laveste omkostninger for energigørernes brugere. Involvering af private investorer vil, baseret på denne analyses antagelser, ca. fordoble de årlige lejebetalinger og transportomkostninger i 3 GW scenariet for sænkekasseløsningen. Dog er det væsentligt at bemærke, at der ikke er antaget en forskel i totaløkonomien på tværs af de forskellige ejerskabsmodeller. Der henvises til særskilt afsnit 3.4 om totaløkonomi for særskilte overvejelser herom. Ligeledes vil en eventuel tilladt forrentning i de offentlige ejerskabsmodeller også kunne ændre billedet betragteligt

Table 5 Revenue across ownership models and curtailment requirements (mio. DKK)

Summeret omsætning på tværs af ejerskabsmodeller og afkastkrav i mio. DKK - sænkekasse										
Ejerskabsmodel:	Fullt statsligt ejerskab SOV		Fullt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
Udbygningsløsning:	Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse	
Scenarie:	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Projektafkast	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4%		4%		4%	
Tarifindtægt	3.136	6.656	3.948	8.393	5.750	12.312	5.754	12.319	5.765	12.340
Lejeindtægt	9.408	19.967	11.843	25.180	17.249	36.935	17.262	36.958	17.295	37.019
Omsætning	12.544	26.622	15.790	33.574	22.998	49.246	23.017	49.278	23.059	49.358
Projektafkast	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10%		10%		10%	
Tarifindtægt					12.587	27.361	12.582	27.345	12.578	27.329
Lejeindtægt					37.760	82.082	37.745	82.035	37.733	81.987
Omsætning					50.346	109.442	50.327	109.380	50.311	109.316
Summeret omsætning på tværs af ejerskabsmodeller og afkastkrav i mio. DKK - platform										
Udbygningsløsning:	Platform		Platform		Platform		Platform		Platform	
Scenarie:	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4%		4%		4%	
Tarifindtægt	2.713	9.544	3.167	11.136	4.116	14.467	4.121	14.483	4.130	14.514
Lejeindtægt	24.421	85.895	28.504	100.224	37.047	130.200	37.088	130.344	37.168	130.624
Omsætning	27.135	95.439	31.671	111.360	41.163	144.667	41.209	144.827	41.297	145.138
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10%		10%		10%	
Tarifindtægt					7.568	26.577	7.570	26.585	7.574	26.601
Lejeindtægt					68.108	239.197	68.127	239.263	68.170	239.413
Omsætning					75.676	265.774	75.697	265.848	75.744	266.014

Kilde: KPMG analyse

Figur 5 Gennemsnitlige årlige leje- og transportomkostninger for energigør



Kilde: KPMG analyse

Tabel 6 Leje- og transportomkostninger ved hhv. sænkekasse- og platformsløsning

Gns. årlige leje- og transportomkostninger for sænkekasseøen i Nordsøen 4% projektafkast (reale 2020-priser)						
Ejerskabsmodel:		SOV	A/S	51/49-split	30/70-split	Fuld privat
Egenkapitalforrentning:		Hvile-i-sig-selv	Hvile-i-sig-selv	4,0%	4,0%	4,0%
Energinet						
Lejebetaling - 3 GW	mio. DKK/år	101	128	189	189	189
Lejebetaling - 10 GW	mio. DKK/år	166	211	312	313	313
Vindparkejerne						
Transportomkostning - 3 GW	øre/kWh	0,25	0,31	0,46	0,46	0,46
Transportomkostning - 10 GW	øre/kWh	0,15	0,20	0,29	0,29	0,29

Gns. årlige leje- og transportomkostninger for platformsløsning i Nordsøen 4% projektafkast (reale 2020-priser)						
Ejerskabsmodel:		SOV	A/S	51/49-split	30/70-split	Fuld privat
Egenkapitalforrentning:		Hvile-i-sig-selv	Hvile-i-sig-selv	4,0%	4,0%	4,0%
Energinet						
Lejebetaling - 3 GW	mio. DKK/år	260	305	400	401	402
Lejebetaling - 10 GW	mio. DKK/år	684	803	1.053	1.054	1.057
Vindparkejerne						
Transportomkostning - 3 GW	øre/kWh	0,21	0,25	0,33	0,33	0,33
Transportomkostning - 10 GW	øre/kWh	0,20	0,23	0,30	0,30	0,30

Kilde: KPMG analyse

3.3.2.2 Pengestrømme til egenkapital og egenkapitalforrentning

Da omsætningen afhænger af projektafkastkravet og ikke udtrykker den afledte egenkapitalforrentningen i projektet, er pengestrømme til egenkapital analyseret. De fuldt statslige ejerskabsmodeller er baseret på en antagelse om, at projektet skal hvile-i-sig-selv, hvilket medfører, at de samlede pengestrømme til egenkapital i disse ejerskabsmodeller er lig nul. Sammenholdes et statsligt ejerskab med 0,5% i låneomkostning med fuldt privat ejerskab, er de samlede rentebetalinger over projektets levetid ca. 130% højere ved fuldt privat ejerskab. Det bemærkes dog, at renteudgiften blot er ét element ud af en række omkostningstyper i den samlede projektøkonomi.

For ejerskabsmodeller, der involverer private investorer, varierer de samlede pengestrømme til egenkapital på tværs af udbygningsløsning, scenarie (3 GW vs. 10 GW) og projektafkastkrav. Ses der på en sænkekasseløsning og et 4% projektafkastkrav, er pengestrømme til egenkapital omkring 9 mia. DKK i et 3 GW scenarie og omkring 19 mia. DKK i et 10 GW scenarie, hvilket medfører en egenkapitalforrentning på 6-7% (se tabel 7 cirkel 1). Egenkapitalafkastet er lavest i den ejerskabsmodel, der har den største statslige involvering (ca. 0,4 pct. point lavere). Dette skyldes bl.a. de samlede gældsomkostninger for projektet, som er størst ved høj statslig involvering²⁸. Ses der på ovennævnte scenarie, men med et antaget projektafkastkrav på 10%, medfører det en pengestrøm til egenkapital, der er mere end 3 gange så stor, som ved et 4% projektafkastkrav (se tabel 7 cirkel 2). Samtidig forøges

²⁸ Årsagen til, at den statslige renteomkostning er højere end de private investorers, skyldes antagelsen om, at det er et statsligt selskab med gældsomkostning på 200BP, der indgår i ejerkredsen, mod de private investorers 150BP.

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

egenkapitalforrentningen til ca. 21,5% og forrentningen er fortsat lavest, ved størst statslig involvering. De ovennævnte procentuelle effekter gør sig også gældende ved en platformsløsning, hvor egenkapitalforrentningen dog er lidt højere end ved en sænkekasseløsning. Det bemærkes også, at der ved en platformsløsning er behov for væsentligt højere pengestrømme til egenkapital, da denne udbygningsløsning er mere kapitaltung og kræver et større indskud af egenkapital, som skal forrentes. Det samlede spænd for egenkapitalforrentningen ved et projektafkast mellem 4% og 10% er for sænkekasseløsningen 6% til 22% mens det for platformsløsningen er 6 til 24% (se figur 6).

Alt i alt underbygger pengestrømme til egenkapital, at en platform vil være den dyreste løsning for energiøens brugere, da opkrævningen til egenkapitalforrentning vil foregå over tariffer og lejebetalinger. Renteomkostningerne er lavest ved et fuldt statsligt ejerskab med 0,5% i låneomkostninger, mens fuldt statsligt ejerskab med 2% i låneomkostninger har de største renteomkostninger. Spændet for egenkapitalforrentningen på ca. 16% for sænkekasseløsningen og ca. 17% for platformsløsningen indikerer et udfaldsrum for egenkapitalafkastet, som vil være tæt forbundet med de risici, der vil påhvile ejeren af energiøen.

Tabel 7 Pengestrømme til egenkapital og egenkapitalforrentning – ved hhv. sænkekasse og platform

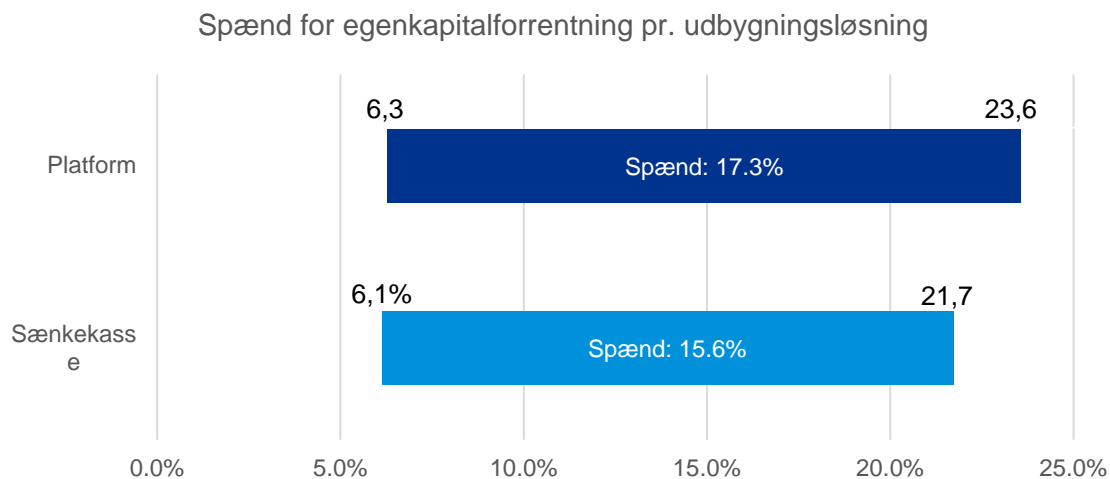
Summerede pengestrømme til egenkapital og egenkapitalsforrentning i mio. DKK - sænkekasse												
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab			
	Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse		Sænkekasse			
Udbygningsløsning:	3 GW		10 GW		3 GW		10 GW		3 GW		10 GW	
Scenarie:	3 GW		10 GW		3 GW		10 GW		3 GW		10 GW	
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4,0%		4,0%		4,0%			
Egenkapitalsafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		6,1%		6,3%		6,5%			
Rentebetaling	-831	-1.758	-3.841	-8.158	-2.347	-4.983	-2.201	-4.671	-1.925	-4.084		
Afdrag på lån	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-4.521	-9.596	-4.509	-9.569	-4.493	-9.530		
CF til egenkapital	-	-	-	-	8.737	18.843	8.875	19.132	9.136	19.682		
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10,0%		10,0%		10,0%			
Egenkapitalsafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		21,4%		21,5%		21,7%			
Rentebetaling	-831	-1.758	-3.841	-8.158	-2.347	-4.983	-2.201	-4.671	-1.925	-4.084		
Afdrag på lån	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-4.521	-9.596	-4.509	-9.569	-4.493	-9.530		
CF til egenkapital	-	-	-	-	30.069	65.796	30.177	66.012	30.392	66.450		
Summerede pengestrømme til egenkapital og egenkapitalsforrentning i mio. DKK - platform												
Udbygningsløsning:	Platform		Platform		Platform		Platform		Platform			
	3 GW		10 GW		3 GW		10 GW		3 GW		10 GW	
Scenarie:	3 GW		10 GW		3 GW		10 GW		3 GW		10 GW	
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4,0%		4,0%		4,0%			
Egenkapitalsafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		6,3%		6,5%		6,8%			
Rentebetaling	-1.218	-4.275	-5.549	-19.472	-3.398	-11.924	-3.190	-11.193	-2.795	-9.809		
Afdrag på lån	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-6.547	-22.974	-6.537	-22.939	-6.522	-22.888		
CF til egenkapital	-	-	-	-	11.898	41.750	12.103	42.473	12.491	43.834		
Projektafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10,0%		10,0%		10,0%			
Egenkapitalsafkast:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		23,1%		23,3%		23,6%			
Rentebetaling	-1.218	-4.275	-5.549	-19.472	-3.398	-11.924	-3.190	-11.193	-2.795	-9.809		
Afdrag på lån	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-6.547	-22.974	-6.537	-22.939	-6.522	-22.888		
CF til egenkapital	-	-	-	-	38.817	136.214	39.004	136.870	39.360	138.118		

1.

2.

Kilde: KPMG analyse

Figur 6 Spænd for egenkapitalforrentning



Kilde: KPMG analyse

3.3.3 Følsomhedsanalyser – omsætningsbehov ift. CAPEX og forsinkelse

I dette afsnit er der foretaget to følsomhedsanalyser, der er fordelt på følgende spørgsmål:

- 1) Hvor stor en CAPEX reduktion skal realiseres i ejerskabsmodeller med private investorer for, at disse har samme omsætningsbehov som et fuldt statsligt ejerskab?
- 2) Hvilke økonomiske konsekvenser kan en 1-årig forsinkelse i konstruktionen af energiøren medføre for hhv. ejeren af energiøren og ejerne af de omkringliggende vindparker?

De to analyser gennemgås i de følgende afsnit.

3.3.3.1 Omsætningsbehovets følsomhed ift. CAPEX

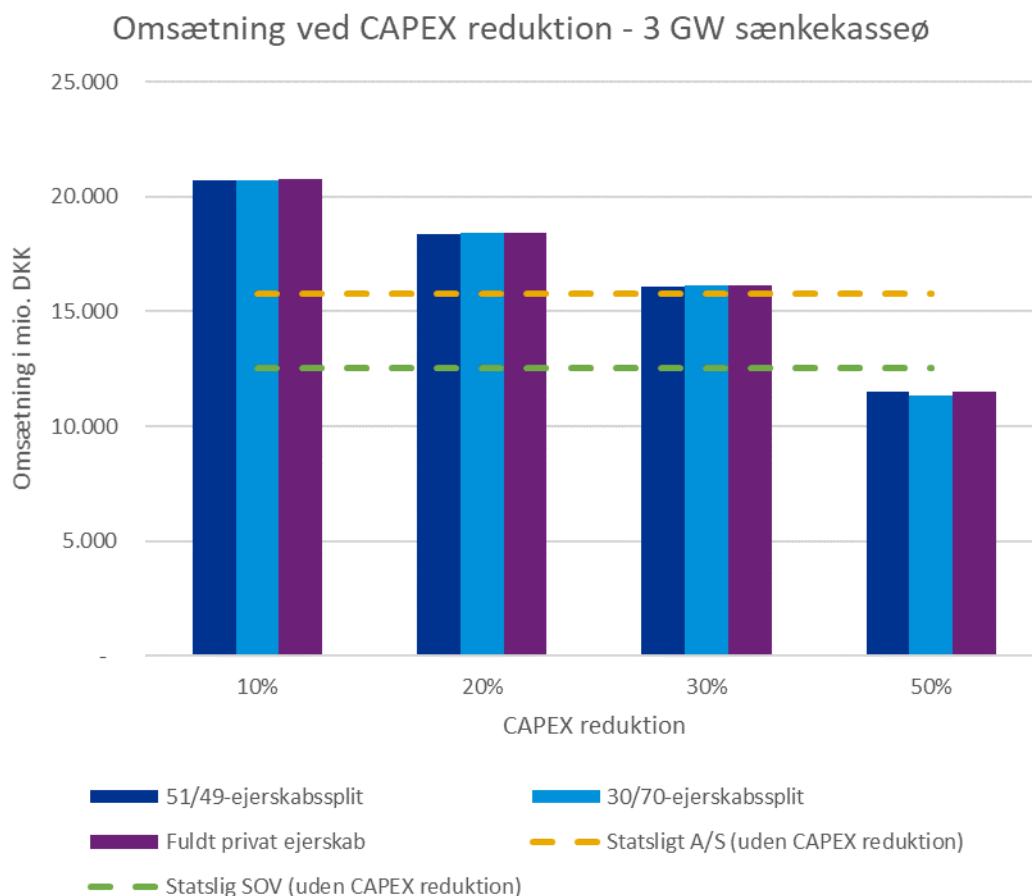
Denne analyse ser på sammenhængen mellem CAPEX reduktioner og omsætningsbehovet i ejerskabsmodeller, der involverer private investorer. Analysen er anvendt til at indikere, hvor stor en CAPEX-reduktion ejerskabsmodeller med private investorer skal realisere, for at disse er økonomisk konkurrencedygtige med et fuldt offentligt ejerskab. I analysen er der set på hhv. 10%, 20%, 30% og 50% CAPEX reduktion og det afledte omsætningsbehov. Der er taget udgangspunkt i en 3 GW energiør samt et projektafkast på 4%, for de ejerskabsmodeller der involverer private investorer.

Figur 7 nedenfor viser resultatet af analysen. Søjlerne i figuren illustrerer det afledte omsætningsbehov for ejerskabsmodeller, der involverer private investorer, som følge af en reduktion i projektets CAPEX. De stiplede linjer indikerer hhv. omsætningsbehovet ved et fuldt statsligt ejerskab med låneomkostning på 0,5% (grøn linje) og gennem et

statsligt ejerskab med låneomkostning på 2,0% (orange linje) uden reduktion i CAPEX. For at ejerskabsmodeller med private investorer skal have ca. samme omsætningsbehov som ved fuldt statsligt ejerskab med låneomkostning på 2%, skal de realisere en CAPEX reduktion på ca. 30% af udgangspunktet. Sammenlignes der i stedet med et fuldt statsligt ejerskab med låneomkostning på 0,5%, skal CAPEX reduceres med +30% før end ejerskabsmodeller med privat investorer har samme omsætningsbehov og derved er økonomisk konkurrencedygtige. Ses der på tværs af de tre ejerskabsmodeller med involvering af private investorer, er der en begrænset forskel. Denne forskel relaterer sig udelukkende til antagelserne bag gældsomkostningerne.

I forhold til resultaterne af denne følsomhedsanalyse er det centralt, at der er antaget hvile-i-sig-selv for de offentlige ejerskabsmodeller. En eventuel indføring af et forrentningselement, f.eks. WACC-forrentning af aktivbasen, ved fuldt offentligt ejerskab, vil kunne ændre resultatet af denne analyse betragteligt. Det er derfor centralt, at der tages stilling til, om der ved offentligt ejerskab af energigør vil tillades et forrentningselement, når de forskellige ejerskabsmodeller sammenholdes.

Figur 7 Omsætningsbehov afledt af reduktioner i CAPEX (4% projektafkast)



Kilde: KPMG analyse

3.3.3.2 Mulige økonomiske effekter ved 1 års forsinkelse

I forbindelse med konstruktionen af energiøen vil der potentielt kunne opstå forsinkelser, da forhold som f.eks. vejrligsdage og miljøforhold ikke er kontrollerbare ift. offshore anlægsarbejde. En forsinkelse af energiøen vil ikke kun påvirke selve ø-konstruktionen, men også tidsplanen for bl.a. Energinets anlæg af transmissionsudstyr og vindparkernes forventede tilslutningsdato til el-nettet. For at få et indtryk af, hvad en evt. forsinkelse af energiøen har af økonomisk betydning, har KPMG analyseret effekten af en forsinkelse i forhold til følgende tre områder:

- 1) Projektomkostninger og manglende omsætning for energiøen
- 2) Tab af produktion og indtægt for vindparkejerne
- 3) Mulig bodsbetaling fra energiøen ved forsinkelse

I analysen af ovenstående områder er der taget udgangspunkt i en 1-årig forsinkelse og en 3 GW energiø. Resultaterne er opgjort i real 2020-værdi, med mindre andet angivet.

1) Projektomkostninger og manglende omsætning for energiøen

I dette punkt er værdien af 1 års påløbende renter samt 1 års omsætning, som ejeren af energiøen ikke realiserer ved en forsinkelse, beregnet. Dette er gjort for hhv. en platforms- og en sænkekasseløsning for energiøen, samt på tværs af et 4% og 10% projektafkastkrav for ejerskabsmodeller, der involverer private investorer. Som det fremgår af tabel 8, udgør de påløbne renter omkring 30 - 110 mio. DKK for sænkekasseløsningen og omkring 40 - 160 mio. DKK for platformsløsningen, alt afhængig af ejerskabsmodellen. Forskellen i de påløbne renter skyldes udelukkende de antagne gældsomkostninger for de enkelte ejerskabsmodeller og har ingen sammenhæng med et eventuelt projektafkastkrav.

I beregningen af 1 års tabt omsætning, er der fokuseret på tre værdier, i). den laveste omsætning (statsligt ejerskab, låneomkostning 0,5%, hvile-i-sig-selv regulering), ii). omsætningen ved et 4% projektafkastkrav og iii). omsætningen ved et 10% projektafkastkrav. Resultatet af analysen er listet nedenfor og fremgår endvidere af tabel 8:

Ca. tabt omsætning ved en sænkekasseø:

- i. 180 mio. DKK (hvile-i-sig-selv)
- ii. 360 mio. DKK (4% projektafkast)
- iii. 830 mio. DKK (10% projektafkast)

Ca. tabt omsætning ved en platform:

- i. 360 mio. DKK (hvile-i-sig-selv)
- ii. 600 mio. DKK (4% projektafkast)
- iii. 1.200 mio. DKK (10% projektafkast)

Den tabte omsætning er større og varierer mere på tværs af ejerskabsmodellerne end de påløbne renter, ved 1 års forsinkelse. Dette skyldes, at omsætningen skal dække alle projektomkostningerne (ikke kun rentebetalingen) og samtidig danne grundlag for et projektafkast ved nogle ejerskabsformer. Den tabte omsætning kan potentielt stille krav

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

til ejeren af energiørens finansielle kapacitet, da projektkostningerne skal dækkes, uanset at der ikke genereres en omsætning. Dog er de reelle projektkostninger ved en forsinkelse lavere end ovennævnte omsætning, da der f.eks. ikke skal foretages opsparring til ABEX og afholdes fuld OPEX, før aktivet er i drift.

Tabel 8 Projektspecifikke omkostninger

Projektspecifikke omkostninger ved 1-års forsinkelse i mio. DKK (real 2020 værdi)								
Ejerskab	Fuldt statsligt ejerskab SOV	Fuldt statsligt ejerskab A/S	51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
	Hvile-i-sig-selv	Hvile-i-sig-selv	4%	10%	4%	10%	4%	10%
Projektafkast								
Udbygning	3 GW - Sænkekasse							
Finansieringsomk. (renter)	27	112	69	69	64	64	58	58
Manglende omsætning	179	235	359	832	360	832	365	832
Udbygning	3 GW - Platform							
Finansieringsomk. (renter)	40	162	99	99	93	93	85	85
Manglende omsætning	358	437	601	1.198	602	1.198	603	1.199

2) Tab af produktion og indtægter for vindparkejerne

Ved et års forsinkelse i konstruktionen af energigøen, vil der være afledte effekter for de omkringliggende vindparker, der er afhængige af øen, for at kunne sende deres strøm til markedet. Denne effekt er illustreret dels ved en opgørelse af, hvor meget vindproduktion der potentielt går tabt samt den relaterende tabte indtægt for vindparkejerne. I analysen er COWI's vindproduktionsestimat for en 3 GW vindpark anvendt og Energistyrelsens el-prisestimat til beregningen af tabt indtjening for vindparkejerne. Der er i denne analyse ikke foretaget vurdering af, om ejerne af energigøen skal godtgøre vindparkejerne for den tabte indtjening.

Som det ses i nedenstående tabel 9, vil 1 års forsinkelse medføre en tabt el-produktion på ca. 13.700.000 MWh. Denne el-produktion har en værdi af ca. 4,4 mia. DKK med en antaget elpris på 320 DKK/MWh.

Tabel 9 Tab for vindpark ved 1 års forsinkelse af energigøen

Tab ved 1-års forsinkelse for 3GW havvindpark	
Tab af produktion	13.669.747 MWh
Antaget el-pris	320 DKK/MWh
Tab af indtægter	4.374 mio. DKK

Kilde: COWI, Energistyrelsen, Forsyningstilsynets elprisstatistik, KPMG analyse

3) Mulig bodsbetaling fra energigøen ved forsinkelse

Såfremt konstruktionen af energigøen forsinkes, vil der forventeligt skulle foretages en bodsbetaling. For at beregne niveauet for en mulig bodsbetaling, er der taget udgangspunkt i bodsbetalinger på Thor vindparken. Der er taget udgangspunkt i Thor vindparken, da denne anses for at være det bedste bud på en sammenlignelig bodsbetalingsstruktur for energigøen på nuværende tidspunkt. Bodsbetalingerne for Thor vindparken er baseret på en dagsbod, der udgør 0,01% (0,1 promille) af CAPEX investeringen. Der er i analysen taget udgangspunkt i et år på 365 dage og en 3 GW udbygning af øen.

Baseret på ovenstående antagelser, vil en bodsbetaling for en sænkekasseø være ca. 200 mio. DKK mens det for en platformsløsning vil være ca. 300 mio. DKK ved 1 års forsinkelse (se tabel 10). Platformsløsningen har den højeste bodsbetaling, da denne har en højere CAPEX investering end sænkekassen. De beregnede bodsbetalinger skal betales af energigøens ejer og kan stille krav til dennes finansielle kapacitet, da betalingen ligger ud over de projektomkostninger, som også skal dækkes, såfremt projektet bliver 1 år forsinket.

Tabel 10 Mulig bodsbetaling ved et års forsinkelse

Bodsbetaling ved 1 års forsinkelse			
Udbygningsløsning	Sænkekasse	Platform	Enhed
Dagsbod i % af CAPEX	0,01%	0,01%	%
CAPEX 3 GW vindpark	5.600	8.100	mio. DKK
Dagsbod	0,56	0,81	mio. DKK
Årsbod	204	296	mio. DKK

Kilde: Energistyrelsen og KPMG analyse

3.3.4 Overvejelser ift. refinansiering af gæld

Der er i beregningen af pengestrømme ikke set på evt. refinansiering, da der er taget udgangspunkt i en gennemsnitlig rente og projektafkast på tværs af anlægs, drifts og nedtagelsesfasen. Der er i stedet foretaget en kvalitativ beskrivelse af overvejelser om refinansiering nedenfor.

Private investorer optager ofte så meget langsigtet gæld som muligt, når de finansierer relativt høje konstruktionsomkostninger fra start, idet det understøtter mulighederne for løbende investeringer. Den private investors gearingsniveau vil afhænge af sikkerheden og gennemsigtigheden i det pågældende aktivs pengestrømme, som også kan have betydning for renteniveauet. Såfremt der er usikkerhed om aktivets rammebetingelser og derigennem afkastet, kan investorer være tilbøjelige til at anvende strukturer som præferenceaktier og mezzanin kapital. Formår investorerne at have god projektstyring samt styring af dets risici i konstruktionsfasen, vil de forventeligt kunne refinansiere ved overgang til driftsfasen og derigennem øge gearingsgraden samt forbedre projektets egenkapitalforrentning, også kaldet en refinansieringsgevinst. Da energiøprojektet i sit nuværende stadie indeholder store usikkerheder, vil det være svært for investorer at forudse, hvornår projektet kan refinansieres og til hvilken gearingsgrad. Dette skyldes bl.a., at en refinansiering kan være vanskelig at gennemføre, såfremt projektet udvikler sig mindre gunstigt end forventet. Der er set eksempler på dette i UK, hvor den udbydende myndighed inkluderer spørgsmål om, hvorvidt den bydende/private part agter at refinansiere projektet samt den afledte konsekvens for kapitalstrukturen og finansieringsomkostninger. Dette er gjort i et forsøg på at tage højde for eventuel refinansiering og resulterende gevinster allerede i udbudsfasen. Dog har besvarelsen af disse spørgsmål reflekteret vanskeligheden i at forudse muligheder for refinansiering, da dette bl.a. afhænger af, om der opstår mere favorable finansieringsmuligheder end ved projektets opstart (udviklingen i rentemarkedet). Ved et evt. udbud af energiøen, kunne det overvejes at indarbejde lignende spørgsmål, dog med en forventning om, at de private investorer potentielt svarer, at refinansiering overvejes, og at dette vil afhænge af udviklingen i finansieringsforholdene. Usikkerheden ift. om refinansiering er attraktiv i løbet af et projekt, er bl.a. en af årsagerne til, at private investorer sjældent indregner dette som et element i deres værdiansættelse af et projekt.

I bl.a. UK har der været et stigende fokus på, at refinansieringsgevinster ikke kun skal tilfalde de private investorer i projekter, som staten finansierer helt eller delvist. Ved et delt ejerskab af energiøen, vil staten få en naturlig adgang til refinansieringsgevinster,

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

da disse tilfalder projektets samlede økonomi. Såfremt staten vil udbyde energiøren, kan det overvejes at inkludere refinansieringsgevinster i udbudsmaterialet. Dog er der en række elementer som skal overvejes ift. dette, i tillæg til de tidligere beskrevne udfordringer ift. at forudse refinansiering (I nedenstående beskrivelser er det antaget, at refinansiering først finder sted efter konstruktionsfasen):

Finansieringskilden der anvendes ved refinansiering:

Staten skal vurdere egnetheden af forskellige refinansieringsmuligheder og den forventede gearing. Finansieringskilden (f.eks. bankfinansiering vs. obligationsfinansiering) vil f.eks. afhænge af pålideligheden i projektets indtægtsstrømme. Her vil det bl.a. være af betydning, om indtægter er baseret på brugerbetaling eller sikre offentlige betalinger, samt hvem der påtager sig en eventuel efterspørgselsrisiko. Derudover er følgende elementer centrale ift. finansieringskilden:

Investorerens appetit: Investorer, som f.eks. pensionskasser, er i stigende grad interesseret i anlægsinvesteringer med en vis sikkerhed

Fortrolighed: Private investorer har forventeligt en mere begrænset oplysningspligt sammenholdt med et offentligt selskab

De totale omkostninger: Ved obligationslån er der forbundet en række forberedelsesomkostninger f.eks., opnåelse af kreditvurdering, udarbejdelse af obligationsdokumentation, markedsføring og juridiske omkostninger, som er relevante at tage med i tillæg til en renteforskel.

Størrelsen på refinansieringen: Beløbet der refinansieres, skal have en vis størrelse, hvis det skal tiltrække investorer og likviditet

Tidsmæssige overvejelser: Refinansiering foretaget via en bank er forventeligt hurtigere at gennemføre end refinansiere gennem obligationer

Sammenlignelighed mellem modtagne udbudsbesvarelser:

Det kan være komplekst at sammenligne udbudsbesvarelser, der indeholder refinansiering, da der findes flere forskellige refinansieringsmuligheder. Derudover vil det medføre flere omkostninger og et øget tidsforbrug for budgiverne at inkludere et refinansieringsoplæg i en udbudsbesvarelse. Det bør derfor sikres, at udbudsmaterialet indeholder klare minimumskrav samt evalueringskriterier ift. refinansiering, for dels at lette sammenligningen af udbudsbesvarelserne og for at reducere omkostninger og tidsforbrug for budgiverne.

Definition og beregning af refinansieringsgevinster:

Ved at inddrage refinansieringsgevinster i et evt. udbud af energiøren, bør staten definere klart, hvordan refinansieringsgevinster opgøres/beregnes. Dette kan medføre, at der skal udarbejdes en "budmodel", der tager projektets pengestrømme før og efter refinansieringen er taget i betragtning. Det skal dog bemærkes, at en så specifik indarbejdelse af refinansieringsgevinster kan medføre, at de private investorer kan argumentere for, at staten ikke skal have adgang til en evt. højere realiseret refinansieringsgevinster. Dette baseres på, at investorerne har argumenter for, at statens andel af refinansieringsgevinsterne allerede var indregnet i udbudsbesvarelsen.

Fordeling af refinansieringsgevinster:

For at fordele eventuelle refinansieringsgevinster skal staten udforme en fordelingsnøgle. Fordelingsnøglen kan f.eks. baseres på en simpel lige deling af gevinster eller en mere detaljeret nøgle, der f.eks. gør delingen afhængig af størrelsen på gevinsten. En fordelingsnøgle der er afhængig af den realiserede størrelse på refinansieringsgevinster, kan f.eks. være relevant, hvis man vil sikre sig mod, at investorer opnår et overnormalt afkast grundet refinansiering. Det bør dog analyseres, om størrelsen på en evt. refinansieringsgevinster til staten, kan have nogle implikationer. Ses der f.eks. på den skotske "Non Profit Distribution"-model (beskrevet senere i dette afsnit), kræves det, at en betydelig profitdeling skal klassificeres som en balancepost.

Betalingsmetode:

I udbudsmaterialet skal der også tages stilling til, hvordan betalingen af en evt. refinansieringsgevinster skal foregå. Betalingsmetoden vil være afhængig af, hvilken type refinansiering der anvendes samt drøftelser med tilbudsgivere. Betalingsmetoden kunne f.eks. baseres på, i) et engangsbetrag når refinansieringen finder sted, ii) periodiske betalinger som afhænger af de tilgængelige pengestrømme i projektet, iii) en reduktion i eventuelle offentlige betalinger til energiøren, iv) en reduktion i brugerbetalingen eller gennem en kombination af de tre ovennævnte muligheder.

Gennem tiden har der, i andre lande, været udviklet forskellige modeller, i et forsøg på at tage højde for den afkastpåvirkning en refinansieringsgevinster kan have. Et par af disse eksempler er opsummeret nedenfor og disse giver et indtryk af, hvordan man kunne overveje at håndtere dette, ved et evt. udbud af energiøren til private investorer:

Den skotske "Non Profit Distributing" ("NPD") model²⁹, der fokuserede på OPP projekter og indeholder følgende elementer:

Private investorer forventes at modtage et markedskonformt afkast. Der oprettes et Special Purpose Vehicle ("SPV"), som begrænses af ikke-udbyttebærende aktier. Disse aktier ejes af private investorer med undtagelse af en "gylden aktie" ("golden share"), som ejes af den udbydende myndighed. Den "gyldne aktie" giver visse governance rettigheder til den udbydende myndighed, men ikke en mulighed for at påvirke selve driften af projektet.

Finansieringen af projekterne sker gennem senior- og junior finansiering (typisk vil junior finansiering være i form af efterstillet gæld). Grundet mangel på dividendebærende egenkapital, vil ejerskabet og kontrollen over projektet ligge hos långivere af junior gæld, der har incitamenter til at håndtere egenkapitalrisikoen, for at beskytte og sikre deres forventede afkast på projektet. Afkastet som långivere af junior gæld kan modtage, er begrænset af en fast rentebetaling, som skal sikre et markedskonformt afkast. Den udbydende myndighed har endvidere rettigheder til at anmode om refinansiering af seniorgæld hvert andet år, såfremt markedsforholdene for denne gæld er blevet mere gunstige. Denne mekanisme sikrer, at selvom refinansieringsgevinster ikke bidrager til långivere af junior gælds afkast, så er det stadig muligt at refinansiere, hvis dette er meningsfyldt.

²⁹ Både den skotske NPD model og den walisiske MIM model (der beskrives på næste side) er generelle OPP modeller, der benyttes til aspekter så som risikodeling, afkast, ejerskab mm.

Et eventuelt overskud af kontanter (efter gældsbetalinger), som er forårsaget af, at projektet leverer mere effektivt end forventet, distribueres til den udbydende myndighed/staten.

NPD-modellen er altså fokuseret på at begrænse den private sektors afkast, håndtere deling af betydelig profit samt fastholde en betydelig grad af offentlig kontrol over aktivet (gennem den "gyldne aktie"). Det skal dog bemærkes, at modellen ikke længere anvendes i Skotland. Dette skyldes, at Eurostat i år 2016 kom med deres endelige vejledning ift. klassificering af OPP-kontrakter, hvor det blev vurderet, at NPD-projekter skal klassificeres som et offentligt "på balancen"-element. Dette medførte ikke øgede projektkomkostninger ved NPD-modellen, men medførte at den udbydende myndighed skulle betale kapitalgebyrer, hvilket reducerede de disponible midler til andre aktiviteter samtidig med, at det kunne have skattemæssige implikationer.

Den walisiske "Mutual Investment Model" (MIM), der fokuserede på OPP projekter og baserede sig på følgende elementer:

Den udbydende myndighed vil kunne tilgå overskud i projektet gennem en minoritetsaktiepost (op til 20%) i et SPV, der er oprettet til at eje projektet.

For at sikre statens interesser, har denne rettigheder til at udnævne bestyrelsesformanden i hhv. projektet og SPV'et.

Projektselskabet finansieres ved 90% senior gæld fra banker og/eller private investorer. Ved større transaktioner (> 150 mio. £) er obligationsfinansiering en mulighed. De resterende 10% finansieres af hhv. den private ejer og den udbydende myndighed gennem efterstillede junior gæld.

MIM blev oprettet i år 2017 af den walisiske regering (sammen med Den Europæiske Investeringsbank, "EIB") som et alternativ til den skotske NPD-model for at undgå, at OPP-projektet blev klassificeret som en "på balancen"-post for den udbydende myndighed og for at opfylde kravene i " Guide to the Statistical Treatment of PPPs" udstedt i september 2016 af EIB og Eurostat.

Som nævnt i starten af afsnittet om refinansiering, er det vanskelig at forudsige anvendelsen og konsekvenserne af en refinansiering. Dette skyldes bl.a. de uklare rammer for investeringen samt uforudsigeligheden af de fremtidige finansieringsomkostninger. Såfremt der involveres private investorer i ejerskabet af energigør, skal det nøje overvejes, hvordan man bedst indarbejder værktøjer, som kan sikre staten mod, at de private investorer opnår for høje refinansieringsgevinster og afkast, der ikke er markedskonforme. Udarbejdelsen af en model for deling af refinansieringsgevinster, bl.a. med udgangspunkt i ovenstående overvejelser, vil afhænge af den endeligt udvalgte ejerskabsmodel for energigør, da en større statslig ejerandel, kan være en naturlig mitigerende faktor ift. dette.

3.4 Delanalyse 4: Totaløkonomiske overvejelser i forhold til ejerskabsmodellerne

I delanalyse 4 foretages en kvalitativ gennemgang af centrale totaløkonomiske elementer med fokus på energiøren i Nordsøen.

Afsnittet giver først en kort præsentation af teorien bag totaløkonomi, hvorefter principperne anvendes til at analysere energiøren i Nordsøen. Den totaløkonomiske gennemgang er struktureret ud fra de tre typer af omkostninger, hhv. CAEPX, OPEX og ABEX. Delanalyse 4 afsluttes med en sammenfatning af de centrale totaløkonomiske elementer i forhold til rapportens forskellige ejerskabsmodeller.

3.4.1 Totaløkonomi som begreb

Totaløkonomi udtrykker de samlede relevante omkostninger knyttet til en vare, service eller anlæg over dets levetid. Totaløkonomi, som perspektiv, adresserer formålet om at opnå 'mest muligt for pengene' set ud fra en helhedsbetragtning. Formålet med totaløkonomiske vurderinger er derfor at sikre det optimale forhold mellem anlægsomkostninger, driftsøkonomi og nedtagelsesomkostninger under hensyntagen til den ønskede kvalitet, funktion, fleksibilitet og øvrige faktorer.

En opgørelse af totaløkonomi indebærer således, at der tages højde for alle relevante omkostningstyper, ligesom der inkluderes omkostninger i hele aktivets livscyklus. I denne delanalyse er formålet at opstille kvalitative overvejelser for, hvordan totaløkonomien påvirkes ved de forskellige ejerskabsmodeller. Derfor vil der være fokus på de omkostningselementer, som potentielt kan variere alt efter valg af ejerskabsmodel samt grad af privat involvering.

Bygningsstyrelsen beskriver overordnet følgende om totaløkonomi:

"Vurdering og beregning af et anlægs totaløkonomi omfatter de samlede udgifter i anlæggets levetid. Totaløkonomien beregnes ved, at alle udgifter i anlæggets levetid henføres til samme tidspunkt ved hjælp af en nutidsværdiberegning."

Totaløkonomi som koncept er beskrevet af flere danske myndigheder, og det er den samme grundlæggende forståelse af begrebet, der går igen. Det bemærkes, at begrebet om totaløkonomi i praksis ofte anvendes synonymt med totalomkostninger (total cost of ownership) samt livscyklusomkostninger (life-cycle cost)..

3.4.2 Totaløkonomi appliceret på energiøren

I beregningerne af pengestrømme (se delanalyse 3) mv. er der forudsat samme omkostninger (CAPEX, OPEX, ABEX) uanset ejerskabsmodel. Med totaløkonomi som perspektiv åbnes der op for en kvalitativ gennemgang af, om de enkelte omkostningstyper kan variere afhængig af involvering af private aktører og ejerskabsmodel. Endvidere åbner totaløkonomi op for at overveje samspil mellem de enkelte omkostningselementer.

De totaløkonomiske overvejelser i relation til energiøren er struktureret efter de tre typer af omkostninger i den finansielle models beregning; CAPEX, OPEX og ABEX.

Overvejelserne er baseret på litteraturen om totalomkostninger mv., de udførte interviews med potentielle investorer samt KPMG's erfaringer.

Baseret på gennemgang af litteraturen om totaløkonomi er der overordnet set tre typer af værktøjer, hvormed man kan påvirke totaløkonomien; (i) projektering af anlægget, (ii) incitament, (iii) kompetencer. Der tages udgangspunkt i disse tre værktøjer under de tre omkostningstyper.

Det gælder generelt, at private aktører kan inddrages i forskellig grad, herunder også uanset model for ejerskab. Der ses derfor ikke alene på ejerskabsmodellens indvirkning på totaløkonomi men også bredere forhold om involvering af private aktører.

Indeværende gennemgang af totaløkonomi er begrænset til CAPEX, OPEX og ABEX relateret til energiørernes økonomi. Overvejelser omkring eksternaliteter, afledte erhvervsøkonomiske effekter eller lignende adresseres i udgangspunktet ikke i denne gennemgang.

Der fokuseres endvidere på projektets omkostningsside, idet indtægtssiden på nuværende tidspunkt modelleres baseret på projektets omkostninger. Det skal bemærkes, at finansieringsomkostninger ikke analyseres i dette afsnit, idet det er dækket i delanalyse 3.

3.4.2.1 CAPEX

De totaløkonomiske overvejelser i dette afsnit knytter sig til omkostninger til anlægsetablering, som kan påvirkes af ejerskabsmodel og grad af privat involvering. De skønnede anlægsomkostninger udgør en stor del af den samlede projektøkonomi, og samtidig har beslutninger i anlægsfasen konsekvenser for både drift og nedtagning. Delanalyse 2 tydeliggør ligeledes vigtigheden af anlægsfasen, idet investorerne generelt betragter konstruktionsrisici blandt de mest centrale risici.

Globale erfaringer med store anlægsprojekter understøtter, at konstruktionsrisici er et væsentligt parameter i projektøkonomi. Bent Flyvbjerg har undersøgt megaprojekter (både offentlige og private) på tværs af lande, som typisk er investeringer på mere end 1 mia. USD. Flyvbjerg finder, at 9 ud af 10 megaprojekter har overskredet budget, og han sammenfatter, at *"Overruns of up to 50 percent in real terms are common, over 50 percent not uncommon."*³⁰ Overskridelser varierer alt efter projekttype og kompleksitet, hvor f.eks. jernbaneprojekter har gennemsnitlige budgetoverskridelser på 40 pct., mens dæmninger har gennemsnitlige overskridelser på 96 pct.³¹

Hvad angår forsinkelser, henviser Flyvbjerg til indikationer på gennemsnitlige forsinkelser på 45 pct. for anlæg af dæmninger³². Dvs., hvis en forventet anlægsperiode er 10 år, så vil det i gennemsnit tage 14,5 år.

Der er dog samtidig indikationer på, at vindprojekter i mindre grad end anlægsprojekter i energisektoren går over budget på konstruktionsomkostningerne. Et studie af 51 onshore og offshore vindparker bestilt mellem 2000-2015 finder en gennemsnitlig

³⁰ Flyvbjerg (2014). What You Should Know about Megaprojects and Why: An Overview. I: Project Management Journal, vol. 45, no. 2.

³¹ Flyvbjerg (2017). Introduction: The Iron Law of Megaproject Management.

³² Ansar m.fl. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. Energy Policy 69, s. 43-56.

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energigør

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

budgetoverskridelse på 6,5% på anlægsbudgettet³³. De pågældende projekter er overvejende udført af private aktører. For offshore-projekterne specifikt var overskridelser på 9,6% i gennemsnit og samtidig med en højere standardafvigelse end for onshore-projekter. Ud af 34 offshore-projekter kom 10 projekter i mål med omkostninger under budgettet, mens der omvendt var 4 projekter med over 30% overskridelse. Der er samtidig indikationer på, at projekter langt fra kysten og med nye konstruktionstyper er relativt mere udsatte for budgetoverskridelser.

På den baggrund vil håndtering af konstruktionsrisici være centralt i forhold til at opnå en god totaløkonomi i projektet. Det bemærkes i den forbindelse, at energigøren har flere karakteristika, som hver især kan indikere relativt høje risici relateret til anlægsomkostninger. Det omfatter stor skala, anlægsprojekt på/under vand, begrænset præcedens med tilsvarende projekter og afhængigheder mellem forskellige delprojekter (havvindpark, etablering af energigøren, etablering af offshore transmissionsanlæg, kabelføring til land). På den baggrund er der et tilsvarende stort totaløkonomisk potentiale ved en god projektering, incitamenter og kompetencer.

Totaløkonomiske forbedringer i relation til anlæg og konstruktionen af øen kan overordnet ske gennem fire typer af udfald, jf. tabel 11.

Tabel 11: Udfald relateret til anlæg og indvirkning på totaløkonomi	
Type af udfald	Indvirkning på totaløkonomi
Lavere anlægsomkostninger	Såfremt ejerskabsmodeller med private investorer kan reducere CAPEX med 30%, har disse samme omsætningsbehov som ved et fuldt statsligt med låneomkostning på 2%, jf. særskilt følsomhedsanalyse.
Reduceret anlægsrisici	Investorer regner anlægsrisici blandt væsentligste risikofaktorer i projektet. Dermed kan mitigerende af anlægsrisici bidrage til at overholde eller reducere CAPEX.
Ibrugtagning til tiden	De potentielle økonomiske effekter og det økonomiske ansvar for dette vil afhænge af forsinkelsesgrunden og de endelige juridiske aftaler. Uanset hvad vil totaløkonomien påvirkes negativt af forsinkelser. Afhængigheder mellem de forskellige delprojekter vil alt andet lige øge sandsynligheden for tidsmæssige overskridelser. I delanalyse 3 er der foretaget en række følsomhedsanalyser af potentielle økonomiske effekter ved forsinkelser.
Højere kvalitet	Gevinster ved højere kvalitet er generelt vanskelig at monetarisere, men anlæggets kvalitet kan bl.a. reducere omkostninger til drift og vedligehold samt forøge anlæggets levetid.

I praksis vil de fire udfald i tabellen kunne opnås gennem nogle af de samme værktøjer.

De følgende afsnit beskriver de værktøjer, som man med fordel kan overveje i forhold til at opnå de totaløkonomiske forbedringer knyttet til CAPEX.

³³ Sovacool m.fl. (2017). Cost performance and risk in the construction of offshore and onshore wind farms. Sussex Research Online.

Projektering af anlægget

Grænsefladerisici: Anlæg af energiøen i Nordsøen er et af i alt fire overordnede projekter, der knytter sig til det samlede projekt med at få etableret 3-10 GW offshore vind i Nordsøen og ilandføre strømmen. De andre tre projekter er (i) etablering og forbindelse til en eller flere havvindparker, (ii) etablering af offshore transmissionsanlæg på energiøen, (iii) kabelføring til land. Projekteringen af energiøen skal således have fokus på både anlægsrisici relateret til selve energiøen men også tage højde for risici på tværs af de tre andre led i værdikæden. I forhold til ejerskabet af de forskellige delprojekter antages det, at ejeren af energiøen udelukkende vil have ejerskab af dette element, idet ejerskabet af delprojekt (i) antages at blive en offshore vindudvikler mens delprojekt (ii) og (iii) antages ejet af Energinet. Ejeren af energiøen vil heraf skulle samarbejde og koordinere med andre ejere på og omkring energiøen, samt være afhængig af at de andre projekter opføres rettidigt.

De indbyrdes afhængigheder mellem de fire anlægsprojekter indikerer, at der eksisterer grænsefladerisici (interface risks) mellem projekterne. Flere af investorerne har således også henvist til de indbyrdes afhængigheder mellem de forskellige konstruktionsprojekter, og at evt. forsinkelser og tekniske komplikationer vil kunne påvirke indtægtssikkerheden og deres appetit for investering i aktivet.

Studier af offshore vindprojekter indikerer, at grænsefladerisici i praksis er en væsentlig faktor. Sovacool m.fl. (2017)³⁴ henviser til, at selvom kabelføring for et typisk offshore vindprojekt blot udgør 1-7% af CAPEX, så har netop kabelføringen i mange tilfælde forårsaget op til 80% af udfordringerne med forsinkelser.

I det omfang grænsefladerisici kan mitigeres gennem projekteringen vil det bibeholde totaløkonomien. Håndtering af grænsefladerisici har i forhold til tabel 11 særligt til formål at sikre rettidig ibrugtagning og højere kvalitet, idet det kan være med til at sikre bl.a. compatible anlæg og tydelig rolle-/ansvarsfordeling.

Grænsefladerisici kan mitigeres på forskellig vis, hvor ikke alle tilgange knytter sig til ejerskabsmodellerne. I forhold til mitigerende tiltag for grænsefladerisici vurderes en klar governancemodel ift. grænsefladerne for at være et af dem. Som beskrevet i delanalyse 3 henviser investorerne til, at grænsefladerisici bør defineres klart ift. håndteringen i et udbud. Endvidere vurderer investorerne, at det i højere grad er udbudsformen og governancemodellen, end én specifik ejerskabsmodel, der vil være afgørende for at mitigere grænsefladerisici. Det vil være hensigtsmæssigt at etablere en klar governancemodel, der adresserer grænsefladerisici og rolle-/ansvarsfordelingen i de enkelte delprojekter og på tværs af disse.

Et andet mitigerende tiltag for grænsefladerisici vil være at give den EPC-ansvarlige for energiøen incitament til, at alle de enkelte delprojekter færdiggøres til tiden. Det gælder således uanset ejerskabsmodel, at man kan vælge at samle anlægsprojektansvaret hos én aktør (totalentreprisemodel). I denne model samles og overdrages vanligvis en betydelig del af ansvaret og risici for forsinkelser i anlægsperioden til totalentreprenøren. Alternativt kan der vælges en fagentreprisemodel, hvor ejeren kontraherer med

³⁴ Sovacool m.fl. (2017). Cost performance and risk in the construction of offshore and onshore wind farms. Sussex Research Online.

forskellige leverandører for de forskellige delelementer. Sidstnævnte tilgang kan potentielt medføre en lavere CAPEX omkostning, men vil kræve overblik over risikofordeling og incitamentsstrukturer på tværs af flere kontrakter, hvilket kan være komplekst og tidskrævende at håndtere.

Udbudsform: Udover grænsefladerisici er et andet væsentligt emne ift. projektering detaljeringsgraden af design og projektering af energigjerne i selve udbuddet. Rapportens adspurgte investorer vurderer således, at et succeskriterie for projekteringen af energigjen på nuværende tidspunkt bør være, at man undgår en for høj detailspecificering af øens endelige konfiguration og tekniske krav for at tilskynde til at optimere helheden i projektet. En alternativ vej til at inddrage private aktørers kompetencer inden for design og projektering vil være, at staten udformer funktionskrav frem for mere detailspecifikke krav til private entreprenører. Det giver den private leverandør mulighed for at udnytte kompetencer til at udforme de mest omkostningseffektive løsninger.

Incitament

Placering af risiko: Et centralt værktøj til at understøtte totaløkonomi i anlægsprojekter er, at konstruktionsrisici placeres hos den aktør, som bedst kan håndtere den pågældende risiko. En aktør kan håndtere en risiko godt, såfremt vedkommende kan reducere sandsynligheden for, at den givne hændelse indtræffer, og aktøren samtidig kan håndtere risikoen mest omkostningseffektivt samt kan agere på denne, såfremt den indtræffer. Ovenstående hænger ofte sammen med, at aktøren er involveret i udførelsen af den opgave, som risikoen relaterer til.

I det omfang private aktører er udførende på anlægsarbejdet, kan det potentielt være gunstigt, at de pågældende aktører bærer risici knyttet til budgetoverskridelse, forsinkelser mm. Det bemærkes dog, at den private aktør forventeligt skal kompenseres for at påtage sig disse risici. Det kan generelt overvejes, om det stærkeste totaløkonomiske incitament for de pågældende aktører sikres gennem enten kontraktudformning eller gennem medejerskab. Som nævnt oven for er der både risici forbundet med de enkelte delprojekter og grænsefladerne mellem de enkelte delprojekter. I forhold til totaløkonomien vurderes det fordelagtigt, at incitamentstrukturerne for disse to former for risici opdeles, således at grænsefladerisici som hovedregel ligger hos den entrepriseansvarlige og/eller ejerne, mens konstruktionsrisici forbundet med det enkelte delprojekt kan overføres til f.eks. en privat aktør via en fagentreprise.

Incitament for den EPC-ansvarlige: I det omfang private aktører involveres i ejerkredsen vil de alt andet lige bære en større del af projektets risici. Private aktører kan i den forbindelse have en rolle i forhold til effektiv kontraktstyring og derigennem sikre, at leverandører efterlever kontrakter og tidsplaner, herunder entreprenøren. Derudover kan det overvejes at inkludere entreprenøren i ejerkredsen, hvilket vil sikre, at denne har et ejermæssigt incitament til at optimere projektet som helhed.

I kontraktudformningen er det muligt, at sikre incitament til at projektet færdiggøres til tiden. Her kan der f.eks. gøres brug af kontraktuelle forhold som eksempelvis dagbøder, eller at en betydelig del af betalingen først falder efter afslutning af anlægsfasen. Det kan også overvejes, om de kontraktuelle forhold skal prissætte en evt. hurtigere

færdiggørelse af projektet (økonomisk gevinst for entreprenøren), såfremt dette repræsenterer en økonomisk værdi for ejerkredsen. Et yderligere totaløkonomisk element i forhold til kontraktudformningen handler om sikring af kvalitet, lavest mulige vedligeholdelsesomkostninger og længst mulig teknisk levetid for aktivet. Det er væsentligt, at ejerskab og/eller leverandørkontrakter indrettes, så bl.a. de udførende parter i anlægsfasen har incitament til at realisere de totaløkonomiske fordele, selvom det isoleret set kan øge anlægsomkostningerne. Det vil være særligt vigtigt, når det er svært at gennemskue kvaliteten af anlægget, før det faktisk er taget i brug. Ligeledes er der mulighed for, at andre investorer i ejerkredsen foretager afvejninger mellem CAPEX og OPEX på baggrund af input fra aktører med kompetencer inden for hhv. anlægs- og operatørfase. Alternativt kan den EPC-ansvarlige tildes en rolle i driftsfasen, hvilket vil sikre incitamentet til at anlægge med øje for driften.

Ovenstående totaløkonomiske overvejelser peger i retning af, at det vil være fordelagtigt at have den EPC-ansvarlige inkluderet i ejerskabet af energigør i både anlægs- og driftsfasen.

Kompetencer

Sammensætning af konsortiet og valg af EPC-ansvarlig: Ift. konstruktionsrisikoen har tilbagemeldingen fra alle institutionelle investorer været, at sammensætningen af konsortiedeltagere er en vigtig faktor ift. at vurdere aktivets risiko. Specielt den EPC-ansvarlige aktør i konsortiet er afgørende for risikovurderingen af projektet.

Kompetencer på dette område kan anskues fra flere perspektiver, herunder historiske resultater, erfaringsbase samt mulige skalafordele. Endvidere gælder det, at kompetencer enten kan inddrages som underleverandører af ejerkredsen eller inkluderes i selve ejerkredsen.

Når der spørges indtil, om det er en faktor, hvorvidt den EPC-ansvarlige er offentlig eller privat, har tilbagemeldingen fra de fleste investorer været, at det i sig selv ikke er afgørende for investorenes engagement i energigør. 4 ud af 6 institutionelle investorer vurderer, at både offentlige og private aktører kan være egnede, mens de resterende 2 foretrækker privat EPC-ansvar.

Det gælder således, at der både i offentligt og privat regi er erfaringer med offshore anlægsprojekter. Eksempelvis har Sund & Bælt høstet erfaringer med offshore-projekter fra Femern Bælt, Øresundsbroen samt Storebæltsbroen. Ligeledes har Energinet erfaringer med nettilslutning til alle danske offshore vindparker samt en række internationale interconnector-projekter. 4 ud af 6 investorer nævner, at de som udgangspunkt vil være åbne over for, at statslige selskaber som Energinet og Sund & Bælt inkluderes i ejerskabet. Ligeledes findes der talrige private selskaber (både danske og udenlandske selskaber), der har erfaringer med EPC-ansvar for f.eks. at udbygge og installere offshore vindparker samt projekter, der involverer enten etablering af offshore platformsløsninger eller etablering af sænkekasse løsninger (dog væsentlig tættere på land).

Som tidligere nævnt er der ikke opført lignende energigørprojekter nogen steder i verden, dog vurderes det, at danske og/eller globale erfaringer med offshore vindinfrastruktur, erfaringer med platforms/sænkekasse projekter, samt anlæggelse af kunstige øer, kan

give visse EPC-ansvarlige en kompetencefordel. Som udgangspunkt bør inddragelse af private aktører i ejerskabet og/eller konstruktionsfasen med de relevante globale erfaringer efterstræbes.

Kompetencer kan også anskues ud fra historiske resultater med lignende opgaver. Flyvbjerg (2014, 2017) konkluderer, at budgetoverskridelser er et problem for projekter i både den offentlige og private sektor, og at budgetoverskridelsernes niveau har været relativt konstante over den 70-årige periode, der foreligger data for.³⁵ Omvendt kan der henvises til, at der i 51 vindprojekter – med overvejende private aktører – har været relativt begrænsede gennemsnitlige budgetoverskridelser på konstruktionsomkostningerne, jf. beskrivelse ovenfor³⁶.

Der kan samtidig henvises til erfaringer fra offentlige bygge- og anlægsprojekter med høj grad af privat involvering. Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen gennemgik i 2012 erfaringer fra danske OPP-projekter³⁷. Ud af de ni OPP-projekter, der var bygget færdig på undersøgelsestidspunktet, var alle gennemført til tiden, ligesom de ni projekter i vidt omfang også blev færdiggjort uden større afvigelser fra den aftalte pris. Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen henviser til, at OPP-kontrakterne sædvanligvis er indregnet sådan, at betalingerne i projektet først begynder, når anlægget er klar til brug. Det skaber således et stærkt incitament for den private aktør til at gennemføre anlægget til tiden.

Erfaringerne på dette område indikerer gevinster ved samarbejde mellem offentlige og private aktører. Det bemærkes dog samtidig, at udfald kan være præget af budgetteringsform, herunder i hvilken grad, der budgetteres med reserver. Endvidere vil private aktører kræve kompensation for at overtage anlægsrisici.

Hjelmar m.fl. har undersøgt pris og kvalitet af to sammenlignelige danske psykiatrhospitaler, hvor det ene er gennemført som et traditionelt offentligt udbud med fagentreprise og det andet med OPP³⁸. De fandt, at den psykiatriske afdeling i Vejle opført i et offentligt-privat partnerskab var dyrere, men samtidig af bedre kvalitet end et sammenligneligt byggeri i Aabenraa gennemført som et traditionelt offentligt udbud.

Baseret på ovenstående empiriske analyser er der således ikke umiddelbart belæg for at vurdere, at kompetenceniveauet inden for anlægsprojekter generelt er højest i den offentlige eller private sektor. I forhold til totaløkonomi er det i stedet relevant at overveje, hvilke kompetencer, der er afgørende for at skabe værdi i projektet og dernæst vurdere, hvilke aktører der besidder de kompetencer.

³⁵ Rigsrevisionen rapporterede i 2009 om 49 statslig bygge- og anlægsprojekter med en oprindelig bevilling på over 10 mio. kr., som regnskabsmæssigt blev afsluttet i perioden 2003-2007³⁵. De 49 projekter havde en samlet investeringssum på ca. 9 mia. kr. I 39 ud af de 49 projekter, svarende til 80 pct., var ankerbudgettet enten overholdt eller gennemført med overskridelser op til 10 pct. I de resterende 10 projekter, svarende til 20 pct., var ankerbudgettet væsentligt overskredet, dvs. med mere end 10 pct. Projekterne med overskridelser var kendetegnet ved en række risikofaktorer, herunder bl.a. manglende behovsafklaring, sene ændringer i projektets udformning samt vanskelige jordbundsforhold og nye myndighedskrav.

³⁶ Sovacool m.fl. (2017). Cost performance and risk in the construction of offshore and onshore wind farms. Sussex Research Online.

³⁷ Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen (2012). Erfaringer fra de danske OPP-projekter.

³⁸ Hjelmar, U., Kjellberg, J., & Petersen, O. H. (2019). Erfaringer med offentligt-privat samarbejde (OPP): Evaluering af etablering af psykiatriske afdelinger i Aabenraa og Vejle 2012-2018. VIVE.

Det kan være relevant at skele til OPP-modellen, når det overvejes, hvilket sæt af kompetencer der skal kunne dækkes i et ejerskab for energigørerne. OPP-konsortier dannes ofte af en række virksomheder, der tilsammen vurderes til at have de rette kompetencer til at løse opgaverne. Det omfatter ofte en investor, driftsoperatør samt en entreprenør, hvorved det sikres, at ejerkredsen besidder anlægskompetencer. En anden relevant referenceramme at lade sig inspirere af i forhold til konsortiesammensætningen er ejerskabssammensætningen af olie- og gaslicenser, der som ofte består af ca. 2-4 ejere med forskellige ejerandele. De forskellige ejere opdeles i operatør (ansvarlig for EPC og efterfølgende drift og nedtagning af anlægget) og ikke-operatører (sparringspartner for operatøren via diverse komiteer med en specifik ejerandel af licensen). Denne model har været gunstig både finansielt (spreder risiko mellem flere selskaber) og operationelt (en klar rolle-/ansvarsfordeling samtidig med, at alle ejere kan bidrage til bedst mulige forvaltning af licensen).

3.4.3 OPEX

Det er et væsentligt aspekt i totaløkonomiske vurderinger, at projekteringen af anlægget skal ske med øje for den efterfølgende driftsperiode. Som beskrevet i delanalyse 3 udgør den årlige OPEX ca. 1 pct. af den samlede CAPEX, men set over en levetid på potentielt +50 år vil OPEX samlet set udgøre en stor del af de samlede projektudgifter.

Der er opstillet forskellige typer af udfald, som vil give totaløkonomiske forbedringer i relation til øens OPEX, jf. tabel 12.

Tabel 12: Udfald relateret til OPEX og indvirkning på totaløkonomi	
Type af udfald	Indvirkning på totaløkonomi
Reducerede driftsomkostninger	Driftsomkostninger for energigøreren i Nordsøen er et afgørende totaløkonomisk parametre specielt taget i betragtning af aktivets forventede lange levetid. I tillæg vil OPEX prognoserne for et nyt type aktiv, som energigøreren i Nordsøen, have en stor usikkerhed, idet der ikke er nogen oplagte benchmarks at basere prognoserne på.
Reducerede vedligeholdelsesomkostninger	På samme måde som driftsomkostningerne vil vedligeholdelsesomkostninger være vanskelige at forudsige. Dette gælder både de planlagte og uplanlagte.
Undgå nedetid eller driftsudfald	Som et hvert andet energiaktiv er opretholdelse af opetid et af de vigtigste parametre, og nedetid kan have økonomiske konsekvenser for både vindpark, energigør og transmissionsdelen.

I praksis vil de tre udfald i tabel 12 kunne opnås gennem nogle af de samme værktøjer.

De følgende afsnit beskriver de værktøjer, som med fordel kan overvejes i forhold til at opnå de totaløkonomiske forbedringer knyttet til OPEX.

Projektering

Projektering i forhold til driftsomkostninger omhandler i høj grad evnen til at etablere en faglig kompetent og omkostningseffektiv driftsorganisation og planlægge/eksekvere på vedligeholdelsesopgaver. I denne sammenhæng er der en tæt kobling mellem

anlægsomkostninger og driftsomkostninger. Højere investeringer i anlægsfasen kan således give anledning til lavere OPEX og dermed udgøre en totaløkonomisk forbedring. Kvaliteten af energigørens konstruktion vil således påvirke udgifterne til drift og vedligehold.

For at høste totaløkonomiske fordele relateret til OPEX kan det være en fordel at involvere driftskompetencer tidligt i projektet, uanset om den driftsansvarlige er offentlig eller privat. Det kan understøtte, at anlægget konstrueres med øje for driftsfasen, og at den driftsansvarlige kan bidrage med optimeringsmuligheder. Dette kan bl.a. sikres ved, at energigørens ejerskab omfatter stærke driftskompetencer, evt. med de driftsansvarlige som en del af ejerkredsen.

Incitamenter

Etablering af incitamentsstrukturer: Der findes mange modeller for etablering af driftsøkonomiske incitamenter for både offentlige og private aktører f.eks. Independent System Operator (ISO) modeller, WACC baserede modeller, cost-plus modeller, hvile-i-sig-selv model osv. Disse modeller tager ofte udgangspunkt i relativt kendte omkostningskategorier, omkostningsniveauer og tydeligt definerede opgaver. For energigørerne vil specielt omkostningsniveauerne for en række af disse opgaver være vanskelig at forudsige før, man har fået mere erfaring med, hvad opgaverne omfatter. Såfremt man etablerer driftsøkonomiske incitamenter og regulering/aftaler baseret på enten for høje eller for lave omkostningsestimater vil dette kunne give suboptimale løsninger. Det fremstår derfor oplagt, at man indledningsvist giver mulighed for revurderinger af driftsomkostningerne og følger op på omkostningskategorierne for driften, før langvarige incitamentstrukturer etableres. Det antages ligeledes, at effektiviseringsgevinster på driften på sigt kan realiseres, når den driftsansvarlige aktør får mere erfaring.

De fleste eksisterende driftsøkonomiske modeller og heraf incitamentsstrukturer baserer sig på kendte omkostnings-benchmarks og kendte ydelser, og de kan som udgangspunkt være vanskelige at applicere direkte på energigørerne – et par eksempler er:

- Modeller man kender i dag fra udbud på havvindparker, hvor vindudviklerne som ofte byder en samlet pris for både konstruktion- og driftsfasen fremstår som vanskelig at applicere på energigørerne grundet aktivets umodne karakter.
- Modeller man kender fra f.eks. forsyningssektoren med et meget detaljeret regulatorisk regnskab baseret på kendte kategorier og benchmarks, fremstår ligeledes mindre overførbare.
- Koncessionsmodellerne fra olie- og gaslicenser, hvor omkostningsniveauer og aktiviteter som hovedregel aftales mellem licenspartnerne via diverse komiteer vil give noget fleksibilitet som bl.a. efterspørges af de institutionelle investorer, men det kan også betyde, at man mister noget gennemsigtighed.

Asset Management: Et andet centralt aspekt ift. incitamenter for driftsøkonomisk optimering er aktivets asset management strategi, og tilgang til aktivets drift. Der vil være

stor forskel på omkostningskategorier og omkostningsniveauer i forhold til, om man anser aktivet som et vedligeholdelsesaktiv eller et udviklingsaktiv. Denne forskel vedrører også, om det defineres som ejerne og den driftsansvarliges rolle at arbejde med diverse udviklingsaktiviteter (f.eks. PtX, kapacitetsudvidelse, udlandsforbindelser) eller dette håndteres i anden regi. Aktivets tekniske levetid og ambitioner for dette er også et centralt element i at fastlægge aktivets asset management strategi og niveauet for løbende vedligehold.

3.4.4 ABEX

Omkostninger til ABEX udgør den tredje og sidste omkostningstype, som behandles i de totaløkonomiske overvejelser. Som tidligere beskrevet vil ABEX afhænge af, om der vælges en sænkekasse- eller platformsløsning. ABEX for en sænkekasse er skønnet til 0 mio. DKK, da det antages, at denne vil være en permanent løsning, som bliver stående i havet, mens ABEX til en platformsløsning er skønnet til i størrelsesordenen ¼-½ mia. DKK.

Overvejelser om totaløkonomi i relation til ABEX knytter sig derfor primært til en platformsløsning. Det bemærkes dog, at skøn for nedtagelsesomkostninger langt ude i tid er behæftet med betydelig usikkerhed, idet reguleringen kan ændre sig grundlæggende i forhold til i dag. De regulatoriske risici er derfor relevante at tage i betragtning, når ABEX skal vurderes.

Det gælder generelt, at ABEX forventes at være lavere end CAPEX og OPEX, og at udgifterne samtidig vil indtræffe sent i projektet rent tidsmæssigt, hvilket vil påvirke nutidsværdien af ABEX. Ikke desto mindre er det et relevant aspekt i de totaløkonomiske overvejelser, at projekteringen af anlægget skal ske med øje for nedtagelsesfasen.

Der er opstillet forskellige typer af udfald, som vil give totaløkonomiske forbedringer i relation til øens OPEX, jf. tabel 13.

Tabel 13: Udfald relateret til ABEX og indvirkning på totaløkonomi	
Type af udfald	Indvirkning på totaløkonomi
Reducerede nedtagningsomkostninger	Øget CAPEX kan udgøre en totaløkonomisk forbedring, såfremt det bidrager til at nedbringe de forventede ABEX. Det gælder primært ift. en platformsløsning med skønnet ABEX på ¼ - ½ mia. DKK.
Forlænget levetid af anlæg	Investorenes forventninger til levetid varierer fra 20-50 år. Lang levetid indebærer naturligt, at ABEX indtræffer tidsmæssigt senere. Det kan reducere nutidsværdien af ABEX, afhængigt af den forudsatte diskonteringsrente.
Reduceret regulatorisk risici knyttet til ABEX	Øget CAPEX samt gennemtænkt design og projektering kan reducere risici for investorer knyttet til fremadrettet ABEX-regulering.

I praksis vil de tre udfald i tabellen kunne opnås gennem nogle af de samme værktøjer.

De følgende afsnit beskriver de værktøjer, som man med fordel kan overveje i forhold til at opnå de totaløkonomiske forbedringer knyttet til ABEX.

Projektering

Det er centralt, at der allerede i forbindelse med design, projektering og anlæg tages højde for, hvordan nedtagelsesfasen kan foregå så omkostningseffektivt som muligt. Øgede investeringer i anlægsfasen kan således udgøre totaløkonomiske forbedringer, såfremt de letter arbejdet med nedtagelse.

Den nærmere planlægning af dekommissionering skal samtidig bidrage til at reducere usikkerheden omkring ABEX, f.eks. ved at foretage vurderinger af bl.a. metode til nedtagning, mulig genanvendelse, antallet af fartøjer nødvendig for nedtagning samt antal dage.

Endvidere gælder det, at nutidsværdien af ABEX kan reduceres i det omfang, anlæggets levetid maksimeres. Den økonomiske levetid af anlægget påvirkes bl.a. af den tekniske holdbarhed samt de løbende vedligeholdelsesomkostninger.

Kompetencer

Markedet for dekommissionering af havvind er på nuværende tidspunkt fortsat i et tidligt stadie, hvilket skal ses i lyset af, at verdens første havvindmøllepark Vindeby blev idriftsat i 1991. Antallet af afviklede aktiver inden for offshore vind har derfor været begrænset hidtil, og branchen er relativt ny.

Der pågår dog en hastig udviklingen inden for feltet, hvor de første dekommissioneringer nu har været foretaget, bl.a. med Vindeby i 2017. Hamburg Institute of International Economics anslår, at markedet for nedlukning af offshore vind vil stige fra 22 turbiner i 2020 til 80 i 2022 og 123 turbiner i 2023. Herefter kan tallet stige til ca. 1.000 i 2030. Private aktører vil således over tid kunne opnå en betragtelige skalafordele inden for markedet.

Der sker således en hastig opbygning af kompetencer på området, ligesom der endvidere kan trækkes på erfaringer, kapacitet og ekspertise inden for olie- og gasdekommissionering. Erfaringer med nedtagninger relaterer sig på nuværende tidspunkt primært til platforme og i mindre grad sænkekasser. Private aktører har bl.a. opbygget kompetencer inden for offshore services samt inden for teknisk, juridisk og kommerciel rådgivning på området. Det omfatter ikke alene selve nedtagningerne, men også planlægning af dekommissionering allerede ved etablering af nye offshore aktiver, hvilket også sker med henblik på at optimere totaløkonomi. De pågældende private kompetencer kan inddrages uden, at det forudsætter privat involvering i ejerskabet af energien.

Det gælder samtidig, at de private investorer betragter de regulatoriske risici som et af de primære risikoelementer i projektet. Det relaterer sig bl.a. til risici knyttet til ABEX, idet det er usikkert, hvordan de reguleringsmæssige krav til dekommissionering ser ud på nedtagelsestidspunktet. På dette område vurderer investorerne, at offentlige aktører i ejerskabet vil udgøre en relevant supplerende kompetence qua stærke regulatoriske kompetencer. De pågældende offentlige kompetencer kan i investorernes øjne bidrage til at reducere projektets risici.

3.4.5 Samlet sammenfatning af totaløkonomi i forhold til ejerskabsmodellerne

I denne sammenfatning vurderes de totaløkonomiske elementer fra delanalyse 4 i forhold til de forskellige ejerskabsmodeller.

Som det fremgår af delanalyse 4 er der et relativt begrænset antal offentligt tilgængelige empiriske analyser, der direkte sammenligner totaløkonomiske elementer af anlægsprojekter mellem offentligt og privat ejerskab. De tilgængelige empiriske analyser på området giver ligeledes ikke noget entydigt billede af fordele og ulemper ved henholdsvis offentlig eller privat styrede anlægsprojekter:

- Bent Flyvbjerg har undersøgt megaprojekter (både offentlige og private) på tværs af lande, som typisk er investeringer på mere end 1 mia. USD. Flyvbjerg finder, at 9 ud af 10 megaprojekter har overskredet budget. Overskridelser varierer alt efter projekttype og kompleksitet, hvor f.eks. jernbaneprojekter har gennemsnitlige budgetoverskridelser på 40 pct., mens dæmninger har gennemsnitlige overskridelser på 96 pct. Hvad angår forsinkelser, henviser Flyvbjerg til indikationer på gennemsnitlige forsinkelser på 45 pct. for anlæg af dæmninger. Dvs., hvis en forventet anlægsperiode er 10 år, så vil det i gennemsnit tage 14,5 år.
- Bent Flyvbjerg har ligeledes foretaget en historisk analyse af budgetoverskridelser og konkluderer, at det er et problem for projekter i både den offentlige og private sektor, og at budgetoverskridelsernes niveau har været relativt konstante over den 70-årige periode, der foreligger data for.
- Sovacool m.fl. har undersøgt 51 vindprojekter, som overvejende er udført af private aktører. Budgetoverskridelser specifikt for offshore vind var i gennemsnit på 9,6%, hvilket er relativt lavt ift. andre større anlægsprojekter inden for energisektoren. Der konkluderes dog ikke på, om offentligt eller privat ejerskab er af betydning for graden af budgetoverskridelse.
- Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen gennemgik i 2012 erfaringer fra danske OPP-projekter. Ud af de ni OPP-projekter, der var bygget færdig på undersøgelsestidspunktet, var alle gennemført til tiden, ligesom de ni projekter i vidt omfang også blev færdiggjort uden større afvigelser fra den aftalte pris.
- Hjelmar m.fl. har undersøgt pris og kvalitet af to sammenlignelige danske psykiatrihospitaller, hvor det ene er gennemført som et traditionelt offentligt udbud med fagentreprise og det andet med OPP. De fandt, at den psykiatriske afdeling i Vejle opført i et offentligt-privat partnerskab var dyrere, men samtidig af bedre kvalitet end et sammenligneligt byggeri i Aabenraa gennemført som et traditionelt offentligt udbud.

Bent Flyvbjergs empiriske analyser af budgetoverskridelser og forsinkelser for megaprojekter vidner også om, hvor afgørende projektgennemførelse og den rette EPC-ansvarlige aktør er for totaløkonomien for store anlægsprojekter. De gennemsnitlige budgetoverskridelser på megaprojekter (mellem 40-96%) indikerer, at totaløkonomi og projektgennemførelse hurtigt kan have større totaløkonomisk effekt for energigørerne end f.eks. forskelle i finansieringsomkostninger.

Baseret på ovenstående empiriske analyser kan der ikke entydigt konkluderes klare fordele ved henholdsvis offentligt eller privat ejerskab. Erfaringerne indikerer gevinster

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen

18 Oktober 2021

ved samarbejde mellem offentlige og private aktører, og det centrale bør være, hvilke kompetencer, der er afgørende for at skabe værdi i projektet og dernæst vurdere, hvilke aktører der besidder de kompetencer.

Som tidligere nævnt er der ikke gennemført lignende energiørprojekter nogen steder i verden, dog vurderes det, at danske og/eller globale erfaringer med offshore vindinfrastruktur, og erfaringer med platforms/sænkekasse projekter kan give visse EPC-ansvarlige en kompetencefordel. Som udgangspunkt bør inddragelse af private aktører i ejerskabet og/eller konstruktionsfasen med de relevante globale erfaringer efterstræbes.

4 Appendiks 1 – Interviewguide

Agendapunkter

- Introduktion
- Drøftelse af de overordnede upsides/risici ved de to forskellige energigøer
- Drøftelser af ejerskabsmodeller
- Drøftelser af regulering

Introduktion

I forbindelse med Klimaaftalen af 22. juni 2020 er det besluttet, at der skal opføres to såkaldte energigøer, der i første omgang skal fungere som bindeled mellem to store havvindmølleparker i henholdsvis Nordsøen og Østersøen samt tilhørende transmissionslinjer til den danske kyst og én eller flere udenlandsforbindelser. Initialt er der tale om projekter på 3 GW (Nordsøen) og 2 GW (Østersøen), som på sigt kan udvides, så den samlede kapacitet når op på hhv. 10 GW og 3 GW. Tidsmæssigt etableres de første vindparker før 2030 og en evt. ekspansion derefter, medfører en tilbygning til de(n) initiale ø(er), som rent fysisk kan være enten en platforms- eller en sænkekasseløsning i Nordsøen, mens et område af Bornholm vil udgøre energigøen for Østersøen.

Ud over de politisk strategiske, tekniske og juridiske aspekter skal forskellige forretnings- og finansieringsmæssige løsninger analyseres. Disse kan både indeholde en model for offentligt ejerskab (SOV/statslig AS), hybridmodeller af privat ejerskab (OPP/JV) eller fuld privat ejerskab.

I forbindelse hermed er KPMG i gang med at afdække elementer vedrørende forretningsmodeller og kapitalstrukturer for ejerskab af de to energigøer samt muligheden for at bringe privat kapital ind.

Drøftelse af de overordnede upsides/risici ved de to forskellige energigøer

KPMG introducerer kort de nuværende overvejelser omkring de to forskellige energigøer.

- 1 Hvilke overordnede overvejelser gør I jer som investor, når I skal vurdere de to energigøer?
- 2 Hvilke overordnede upsides ser I som de væsentligste på nuværende tidspunkt?
- 3 Hvilke overordnede risici ser I som de væsentligste på nuværende tidspunkt?
- 4 Hvordan adskiller jeres vurdering af de to energigøer sig (hhv. Nordsøen og Østersøen)?
- 5 På nuværende tidspunkt overvejes forskellige tekniske løsninger for øen i Nordsøen. Hvor centralt er valget af den tekniske løsning for jeres vurdering af aktivet?
- 6 Hvordan påvirker (hvis overhovedet) nedenstående udbygningsløsninger jeres investeringslyst og afkastkrav:
 - a) Fra 2 til 3 GW eller fra 3 til 10 GW vindøer i hhv. Østersøen og Nordsøen
 - b) Hydrogenanlæg på øerne
 - c) Storage mulighed
- 7 Én eller flere transmissionslinjer til udlandet indgår i overvejelserne, hvor centralt er dette for jeres vurdering af aktivet?
- 8 Vurderer i udenlandsforbindelser som en upside ved projektet eller en øget risiko?
- 9 Hvilke andre typer af investeringer finder i sammenlignelige med at investere i hhv. en platforms ø, sænkekasse ø og øen på Bornholm? F.eks.:
 - a) Offshore vindparker

Analyse af mulige ejerskabsmodeller for de danske energiører

Energistyrelsen
18 Oktober 2021

- b) Olieplatforme
- c) Volumen drevet infrastruktur som broer og veje
- d) Forsyningsselskaber som gasdistribution og vandforsyning
- e) Ejendomsinvesteringer

Drøftelse af ejerskabsmodeller:

KPMG gennemgår centrale ejerskabsmodeller.

- 10 Hvilken rolle spiller statens involvering i ejerskab eller finansiering for jeres investeringslyst og afkastkrav?

Privat ejerskab:

- 11 Såfremt det politisk besluttes, at en 100% privatejet og drevet energiør er mest optimal, hvilke investeringsparametre ser I som de væsentligste?
- 12 Hvilke overvejelser gør I jer omkring denne ejerskabsmodel, og hvordan påvirker denne model jeres investeringslyst og afkastforventninger?
- 13 Hvilke overvejelser gør I jer omkring levetiden på aktivet og vurdering af denne usikkerhed ved et privat ejerskab?
- 14 Hvad vurderer I, er de mest tungtvejende grunde til, at man skal vælge et rent privat ejerskab?

Offentligt Privat Partnerselskab (OPP):

- 15 Såfremt det politisk besluttes, at der skal etableres en OPP-model, hvilke investeringsparametre ser I som de væsentligste?
- 16 Hvilke overvejelser gør I jer omkring denne ejerskabsmodel, og hvordan påvirker denne model jeres investeringslyst og afkastforventninger?
- 17 Der findes flere modelvarianter ved OPP-modellen ift. finansiering, ejerskab mm. Hvilke(n) af modellerne vurderer I vil være mest attraktiv og hvorfor?
- 18 Hvilke overvejelser gør I jer omkring levetiden på aktivet og vurdering af denne usikkerhed ved en OPP-model?
- 19 Hvordan vurderer I en faseopdelte tilgang til ejerskabet, hvor staten konstruerer øen og efterfølgende frasælger ejerandele, men bevarer majoritetsejerskab?
- a) Hvordan vurderer I attraktiviteten af denne tilgang?
 - b) Hvordan påvirker det jeres afkastforventninger?
- 20 Hvad vurderer I, er de mest tungtvejende grunde til, at man skal vælge en OPP-model?

Drøftelse af regulering

KPMG gennemgår overvejelser omkring indtægtsgrundlaget for energiørerne.

- 21 Hvilke overvejelser gør I jer mht. sikkerhed for indtægtsgrundlaget?
- 22 Hvilke overvejelser gør I jer mht. energiørens reguleringsprincipper, og hvilket reguleringsprincip ser I som mest hensigtsmæssigt?

5 Appendiks 2 – Pengestrømsanalyser

På de efterfølgende sider findes de fulde pengestrømsopgørelser på tværs af alle ejerskabsmodeller, udbygningsløsninger, projektafkast og med en risikofri renteantagelse på 0%.

5.1 Pengestrømme: Sænkekasse og 4% projektafkast

Summerede pengestrømme på tværs af ejerskabsmodellerne ved sænkekasseløsning i Nordsøen (mio. DKK)										
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Udbygningsløsning: Afkastforventning	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4% projektafkast		4% projektafkast		4% projektafkast	
Tarifindtægt	3.136	6.656	3.948	8.393	5.750	12.312	5.754	12.319	5.765	12.340
Lejeindtægt	9.408	19.967	11.843	25.180	17.249	36.935	17.262	36.958	17.295	37.019
Omsætning	12.544	26.622	15.790	33.574	22.998	49.246	23.017	49.278	23.059	49.358
OPEX	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616
Hensættelse til ABEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skat (ingen uplift antaget)	-	-	-	-	-1.941	-4.209	-1.980	-4.290	-2.054	-4.446
CF fra drift	7.093	15.006	10.338	21.957	15.605	33.421	15.585	33.371	15.554	33.296
CAPEX	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-6.376	-13.517	-6.365	-13.489	-6.348	-13.450
Senior gæld	6.262	13.248	6.497	13.800	4.521	9.596	4.509	9.569	4.493	9.530
Egenkapitalindskud	-	-	-	-	1.855	3.921	1.855	3.921	1.855	3.921
CF til gæld	7.093	15.006	10.338	21.957	15.605	33.421	15.585	33.371	15.554	33.296
Rentebetaling	-831	-1.758	-3.841	-8.158	-2.347	-4.983	-2.201	-4.671	-1.925	-4.084
Afdrag på lån	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-4.521	-9.596	-4.509	-9.569	-4.493	-9.530
CF til egenkapital	-	-	-	-	8.737	18.843	8.875	19.132	9.136	19.682
Projektafkast	0,5%	0,5%	1,9%	1,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Egenkapitalsafkast	NA	NA	NA	NA	6,1%	6,2%	6,3%	6,3%	6,5%	6,6%

5.2 Pengestrømme: Sænkekasse og 10% projektafkast

Summerede pengestrømme på tværs af ejerskabsmodellerne ved sænkekasseløsning i Nordsøen (mio. DKK)										
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Udbygningsløsning:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10% projektafkast		10% projektafkast		10% projektafkast	
Afkastforventning	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10% projektafkast		10% projektafkast		10% projektafkast	
Tarifindtægt	3.136	6.656	3.948	8.393	12.587	27.361	12.582	27.345	12.578	27.329
Lejeindtægt	9.408	19.967	11.843	25.180	37.760	82.082	37.745	82.035	37.733	81.987
Omsætning	12.544	26.622	15.790	33.574	50.346	109.442	50.327	109.380	50.311	109.316
OPEX	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616	-5.452	-11.616
Hensættelse til ABEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Skat (ingen uplift antaget)	-	-	-	-	-7.958	-17.452	-7.988	-17.513	-8.049	-17.636
CF fra drift	7.093	15.006	10.338	21.957	36.937	80.374	36.887	80.251	36.810	80.063
CAPEX	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-6.376	-13.517	-6.365	-13.489	-6.348	-13.450
Senior gæld	6.262	13.248	6.497	13.800	4.521	9.596	4.509	9.569	4.493	9.530
Egenkapitalindskud	-	-	-	-	1.855	3.921	1.855	3.921	1.855	3.921
CF til gæld	7.093	15.006	10.338	21.957	36.937	80.374	36.887	80.251	36.810	80.063
Rentebetaling	-831	-1.758	-3.841	-8.158	-2.347	-4.983	-2.201	-4.671	-1.925	-4.084
Afdrag på lån	-6.262	-13.248	-6.497	-13.800	-4.521	-9.596	-4.509	-9.569	-4.493	-9.530
CF til egenkapital	-	-	-	-	30.069	65.796	30.177	66.012	30.392	66.450
Projektafkast	0,5%	0,5%	1,9%	1,9%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Egenkapitalsafkast	NA	NA	NA	NA	21,4%	21,3%	21,5%	21,4%	21,7%	21,6%

5.3 Pengestrømme: Platform og 4% projektafkast

Summerede pengestrømme på tværs af ejerskabsmodellerne ved platformsløsning i Nordsøen (mio. DKK)										
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
Udbygningssløsning:	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Afkastforventning	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		4% projektafkast		4% projektafkast		4% projektafkast	
Tarifindtægt	2.713	9.544	3.167	11.136	4.116	14.467	4.121	14.483	4.130	14.514
Lejeindtægt	24.421	85.895	28.504	100.224	37.047	130.200	37.088	130.344	37.168	130.624
Omsætning	27.135	95.439	31.671	111.360	41.163	144.667	41.209	144.827	41.297	145.138
OPEX	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549
Hensættelse til ABEX	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651
Skat (ingen uplift antaget)	-212	-748	-212	-748	-2.797	-9.818	-2.855	-10.022	-2.964	-10.406
CF fra drift	10.399	36.491	14.935	52.411	21.842	76.649	21.830	76.604	21.809	76.532
CAPEX	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-9.281	-32.567	-9.270	-32.532	-9.256	-32.481
Senior gæld	9.180	32.216	9.387	32.939	6.547	22.974	6.537	22.939	6.522	22.888
Egenkapitalindsud	-	-	-	-	2.734	9.593	2.734	9.593	2.734	9.593
CF til gæld	10.399	36.491	14.935	52.411	21.842	76.649	21.830	76.604	21.809	76.532
Rentebetaling	-1.218	-4.275	-5.549	-19.472	-3.398	-11.924	-3.190	-11.193	-2.795	-9.809
Afdrag på lån	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-6.547	-22.974	-6.537	-22.939	-6.522	-22.888
CF til egenkapital	-	-	-	-	11.898	41.750	12.103	42.473	12.491	43.834
Projektafkast	0,5%	0,5%	2,0%	2,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Egenkapitalsafkast	NA	NA	NA	NA	6,3%	6,3%	6,5%	6,5%	6,8%	6,8%

5.4 Pengestrømme: Platform og 10% projektafkast

Summerede pengestrømme på tværs af ejerskabsmodellerne ved platformsløsning i Nordsøen (mio. DKK)										
Ejerskabsmodel:	Fuldt statsligt ejerskab SOV		Fuldt statsligt ejerskab A/S		51/49 ejerskabsdeling mellem stat og privat		30/70 ejerskabsdeling mellem stat og privat		Fuld privat ejerskab	
	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW	3 GW	10 GW
Udbygningsløsning:	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10% projektafkast		10% projektafkast		10% projektafkast	
Afkastforventning	Hvile-i-sig-selv		Hvile-i-sig-selv		10% projektafkast		10% projektafkast		10% projektafkast	
Tarifindtægt	2.713	9.544	3.167	11.136	7.568	26.577	7.570	26.585	7.574	26.601
Lejeindtægt	24.421	85.895	28.504	100.224	68.108	239.197	68.127	239.263	68.170	239.413
Omsætning	27.135	95.439	31.671	111.360	75.676	265.774	75.697	265.848	75.744	266.014
OPEX	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549	-15.771	-55.549
Hensættelse til ABEX	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651	-753	-2.651
Skat (ingen uplift antaget)	-212	-748	-212	-748	-10.390	-36.461	-10.442	-36.646	-10.543	-36.998
CF fra drift	10.399	36.491	14.935	52.411	48.762	171.112	48.730	171.001	48.677	170.815
CAPEX	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-9.281	-32.567	-9.270	-32.532	-9.256	-32.481
Senior gæld	9.180	32.216	9.387	32.939	6.547	22.974	6.537	22.939	6.522	22.888
Egenkapitalindskud	-	-	-	-	2.734	9.593	2.734	9.593	2.734	9.593
CF til gæld	10.399	36.491	14.935	52.411	48.762	171.112	48.730	171.001	48.677	170.815
Rentebetaling	-1.218	-4.275	-5.549	-19.472	-3.398	-11.924	-3.190	-11.193	-2.795	-9.809
Afdrag på lån	-9.180	-32.216	-9.387	-32.939	-6.547	-22.974	-6.537	-22.939	-6.522	-22.888
CF til egenkapital	-	-	-	-	38.817	136.214	39.004	136.870	39.360	138.118
Projektafkast	0,5%	0,5%	2,0%	2,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Egenkapitalsafkast	NA	NA	NA	NA	23,1%	23,1%	23,3%	23,3%	23,6%	23,6%