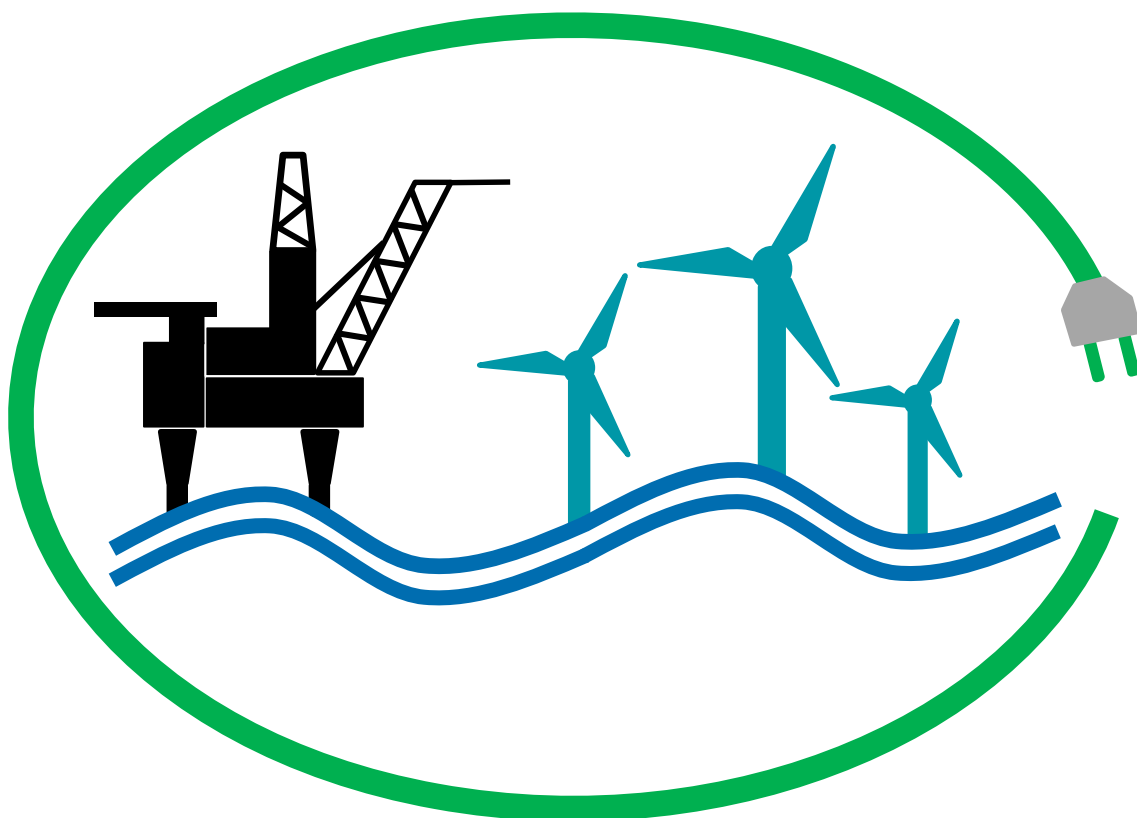


Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Energistyrelsen

4. april 2022

Sammenfatning

Nærværende analyse udspringer af Punkt 7 i ”Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen” af 3. december 2020 (Nordsøaftalen). Analysen er udarbejdet under ledelse af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen med deltagelse af Finansministeriet, Skatteministeriet, Energinet, og repræsentanter fra olie- og gasbranchen udpeget af brancheforeningen Dansk Offshore (tidligere Olie Gas Danmark).

Sigtet med analysen er at afdække muligheden for at reducere CO₂-udledningerne fra olie- og gasproduktionen i den danske del af Nordsøen ved at integrere VE-el fra en ekstern elforsyning. Analysen dækker tekniske og regulative forhold og har desuden til formål at kvantificere de samfunds- og selskabsøkonomiske effekter af en hel eller delvis elektrificering af de danske olie- og gasindvindingsanlæg i henhold til gældende praksis for vurdering af samfundsøkonomiske konsekvenser af virkemidler til drivhusgasreduktion og selskabsøkonomiske beregningsmetoder.

Analysen har karakter af et konceptstudie. Det er således hensigten, at den leverer et grundlag for stillingstagen til, hvorvidt der bør arbejdes videre med tanken om at forsyne olie- og gasinstallationer i den danske Nordsø med el fra en ekstern forsyningskilde, samt for i givet fald at udvælge enkelte, konkrete koncepter (scenarievarianter i analysen) herfor til videre studie og modning.

I udarbejdelsen af analysen er der ikke blevet set på mulighederne for at implementere CO₂ fangst og lagring (CCS) på eller i forbindelse med indvindingsanlæggene. Der er desuden ikke set på muligheden for at nedbringe CO₂-emissioner fra indvindingsaktiviteterne ved hjælp af driftsoptimeringsinitiativer eller initiativer møntet på at opnå en reduktion af flaring (i.e. sikkerhedsbetintet afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse). Endelig er der i udarbejdelsen af analysen ikke set på mulighederne for at indpasse olie- og gasindvindingsaktiviteterne i en fremtidig dansk eller fælleseuropæisk strategi for udbygning af PtX.

Analysen er tilvejebragt med fokus på nedenstående fire analysespor:

- Kortlægning af elektrificeringsscenarier for platformene, herunder om- og tilbygningsarbejde
- Opstilling af scenarier for ekstern elforsyning
- Kortlægning af regulatoriske rammer og barrierer
- Beregning af samfunds- og selskabsøkonomiske effekter

Kortlægning af elektrificeringsscenarier for platformene, herunder om- og tilbygningsarbejde

Analysesporet blev forfulgt med henblik på at tilvejebringe en forståelse for elektrificeringsparathed af individuelle platformkomplekser som betinget af tekniske forhold og kompleksernes

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

anslåede tilbageværende økonomisk rentable driftsperioder. Desuden blev der, for individuelle platformkomplekser og forskellige grader af elektrificering, opsat prognoser for henholdsvis energiforbrug og CO₂-emissioner, ændringer i brændsels- og salgsgasvolumener, omkostninger relateret til tab af gratiskvoter samt anlægs- drifts-, og bortskaffelsesomkostninger frem mod 2050. Omkostningsestimaterne er i vid udstrækning tilvejebragt af olie- og gasbranchen og er af screeningsmæssig karakter og behæftet med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct.

På baggrund af ovenstående blev det besluttet at fokusere på mulighederne for at elektrificere platformkomplekserne Syd Arne, Tyra, Halfdan og Dan, da disse hver især repræsenterer betydelige andele af det samlede CO₂-emissionsreduktionspotentiale, og da de alle forventes at være i drift indtil 2040'erne. Dermed blev Siri, Harald og Gorm komplekserne screenet fra.

Elektrificeringsparatheden af de fire platformkomplekser er imidlertid ikke den samme. Således fremstår Syd Arne og Tyra med høj elektrificeringsparathed, da stort set alt maskinel, såsom højtrykgaskompressorer og –vandinjektionspumper, allerede er drevet elektrisk, hvorfor behovet for ombygning og udskiftning af maskinel i forbindelse med en elektrificering vil være begrænset.¹ På Halfdan og Dan forholder det sig anderledes. På disse komplekser er kun ca. 20 pct. af energiforbruget knyttet til allerede elektrisk drevet maskinel. Den langt overvejende del af forbruget på Dan og Halfdan knytter sig til maskinel, der er drevet ved direkte mekanisk kobling til gasturbiner. Behovet for ombygning og udskiftning af maskinel vil være betragteligt i forbindelse med en elektrificering af direkte drevet maskinel på Halfdan og Dan. Omkostningerne knytter sig i vid udstrækning til komplikationer relateret til pladsbegrænsninger og vanskelige tilgangsforhold ifm. elektrificering af maskinel på Dan og Halfdan.

Som følge af ovenstående blev begrebet elektrificeringsgrad introduceret som en metode til at gruppere maskinel baseret på en skelnen mellem lettere/billigere henholdsvis sværere/dyrere tilvejebragte CO₂-emissionsreduktioner, jf. Tabel 1 nedenfor.

¹ Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne kan være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægkapacitet på Syd Arne i dag, hvilket kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 1: Inddeling af fire udvalgte platformkomplekser i elektrificeringsgraderne 1, 2 og 3.

Elektrificeringsgrad	Platformkompleks	CO ₂ -reduktionspotentialer i 2030 (kiloton)	Akkumuleret (2027-2050) CO ₂ -reduktionspotentialer (kiloton)	Kompleksitet
Grad 1	Tyra og Syd Arne	440	7.400	Moderat
Grad 2	Dan (el. maskinel) og Halfdan (el. maskinel)	100	1.500	Moderat
Grad 3	Dan (dir. maskinel) og Halfdan (dir. maskinel)	370	5.500	Høj

Således indbefatter elektrificeringsgrad 1 de betydelige CO₂-reduktionspotentialer på Tyra og Syd Arne, som vil kunne tilvejebringes med moderate investeringer i ombygning og udskiftning af maskinel,² hvor elektrificeringsgrad 3 indbefatter de betydelige CO₂-reduktionspotentialer på Halfdan og Dan, som fordrer betydelige investeringer i ombygning og udskiftning af maskinel. Elektrificeringsgrad 2 indbefatter de relativt lettilgængelige, men også relativt beskedne CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af elektrisk drevet udstyr på Halfdan og Dan.

I analysen er der set særskilt på mulighederne for at gennemføre elektrificering af henholdsvis 1., 2. og 3. grad samt på de afledte samfunds- og selskabsøkonomiske effekter. Bemærk, at det vil være økonomisk fornuftigt at forfølge elektrificering af 1. grad i forbindelse med en elektrificering af 2. grad, ligesom det vil være økonomisk fornuftigt, at forfølge elektrificering af 1. og 2. grad forud for en elektrificering af 3. grad, hvorfor denne tilgang er anvendt i analysearbejdet.

Opstilling af scenarier for ekstern elforsyning

I dette analysespor blev der med afsæt i den forudgående afdækning af forhold på indvindingsanlæggene opstillet tre elforsyningskoncepter.

- Koncept A: El fra elnet – fem indeholdte scenarier
- Koncept B: El fra offshore VE koblet til elnet – tre indeholdte scenarier
- Koncept C: El fra offshore VE uden kobling til elnet – tre indeholdte scenarier + et hybridscenarie

² Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne kan være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægkapacitet på Syd Arne i dag, hvilket kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Under hvert af de tre koncepter blev der opstillet et antal elforsyningsscenarier, således at der i alt blev opstillet 12 elforsyningsscenarier. De enkelte scenarier blev efterfølgende beskrevet i tre varianter svarende til de tre førnævnte elektrificeringsgrader. På denne måde blev der i specifikationen af komponenter (søkabler, substationer m.m.) indeholdt i de enkelte scenarievarianter taget højde for forskelle i effektaftag og deraf afledte effekter for eltekniske anlæg ved hver af de tre elektrificeringsgrader.

Fem af de 12 scenarier, og disses scenarievarianter, blev screenet fra baseret på overordnede tekniske, økonomiske og juridiske vurderinger. De tilbageværende syv scenarier fremgår af Tabel 2 nedenfor.

Anlægs-, drifts-, og bortskaffelsesomkostninger i hele scenarievarianternes levetid blev estimeret for elforsyningsinfrastruktur indeholdt i de tilbageværende syv scenarier (Tabel 2). Estimerne blev tilvejebragt baseret på estimater fra olie- og gasbranchen, Energistyrelsens eksterne verifikator (DNV) og Energinet. Omkostningsestimaterne er af screeningsmæssig karakter og er behæftet med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct.

Tabel 2: Udvalgte elforsyningsscenarier navngivet efter deres konceptkategori (A, B, C, CB).

A2	El via dedikeret kabel fra Danmark
A4	El via kabel til Energiø
A5	El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)
B1	El fra havvindmøllepark i olie/gasområdet med kabel til Danmark
B3	El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø
C1	El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup
CB4	El fra få havvindmøller nær olie-/gasområdet efterfulgt af kabel til Energiø

Kortlægning af regulatoriske rammer og barrierer

Der er foretaget en indledende beskrivelse og vurdering af de juridiske og regulatoriske rammer samt eventuelle barrierer for elektrificeringsscenarier af platformene i Nordsøen og gennemført en indledende analyse af udvalgte elektrificeringsscenarier. Yderligere analyser er dog påkrævet for at berøre alle forhold ved elektrificeringsscenarierne.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

I enkelte scenarier vurderes der at være behov for at tilpasse regler og eventuelt udvide anvendelsesområdet for eksisterende regler, hvis scenarierne skal kunne eksekveres. Det gælder fx i forhold til åben dør-ordningen under VE-reguleringen, der berører mulige lokationer af havvindmølleparker, hvilket i givet fald bør undersøges nærmere også ift. hensigtsmæssigheden herved. Desuden er yderligere undersøgelser påkrævet for at belyse, hvorledes miljøprocesserne skal gennemføres, herunder eventuel strategisk miljøvurdering og eventuel Espoo-proces, samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen, og hvilken påvirkning dette kan have på den samlede tidslinje for de konkrete scenarier. Ligeledes skal det undersøges nærmere, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttere reglerne og i hvilken udstrækning kompensationsaftalen (fra Nordsøaftalen 2003) potentielt kunne finde anvendelse. Disse forhold kan eventuelt forlænge tidslinjen for realisering af scenarierne. Potentiel ny lovgivning og regulering ifm. elektrificeringsscenerierne er ikke medtaget i tidslinjerne og udgør en betydelig tidsforlængende risiko særligt med tanke på kystfjerne havvindmølleparker og elforsyning af nye forbrugskunder offshore.

Beregning af samfunds- og selskabsøkonomiske effekter

I dette analysespor blev der på basis af de tilvejebragte prognoser og omkostningsestimater udarbejdet en samfunds- og selskabsøkonomisk effektanalyse baseret på metoder beskrevet i *"Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger (SØV)"* samt Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets derpå baserede *"Metodenotat om samfundsøkonomiske konsekvenser af virkemidler til drivhusgasreduktion"*. I beregningen af effekter anvendes fremskrivninger af elpriser baseret på Energistyrelsens *VE-fremskrivning* (september 2021), dieselpriiser og BVT deflator fra Energistyrelsens *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger* (oktober 2021) kombineret med olie- og gaspriser samt valutakurser baseret på Finansministeriets prognoser ifm. *Økonomisk redegørelse* (august 2021) samt CO₂-kvotepriser baseret på Finansministeriets fremskrivning november 2021.

Eksisterende/planlagte havvindmølleparker og søkabler (fx Energiø og søkabler herfra til land) er *ikke* medtaget i beregningerne. Omvendt er udgifter og indtægter forbundet med 1 GW havvindmølleparker i B1 og B3 scenarierne medtaget, hvilket påvirker de økonomiske resultater for B1 og B3 i sammenligning med de resterende scenarier.

Samfundsøkonomisk udmønter den økonomiske effektanalyse sig i nedenstående nøglemetrikker beregnet separat for hvert af de opstillede elektrificeringsscenerier og disses varianter.

Nettonutidsværdien (NNV) angiver summen af en scenarievariants tilbagediskonterede indtægter og omkostninger og dermed scenariets samlede værdi/omkostning for samfundet som helhed.

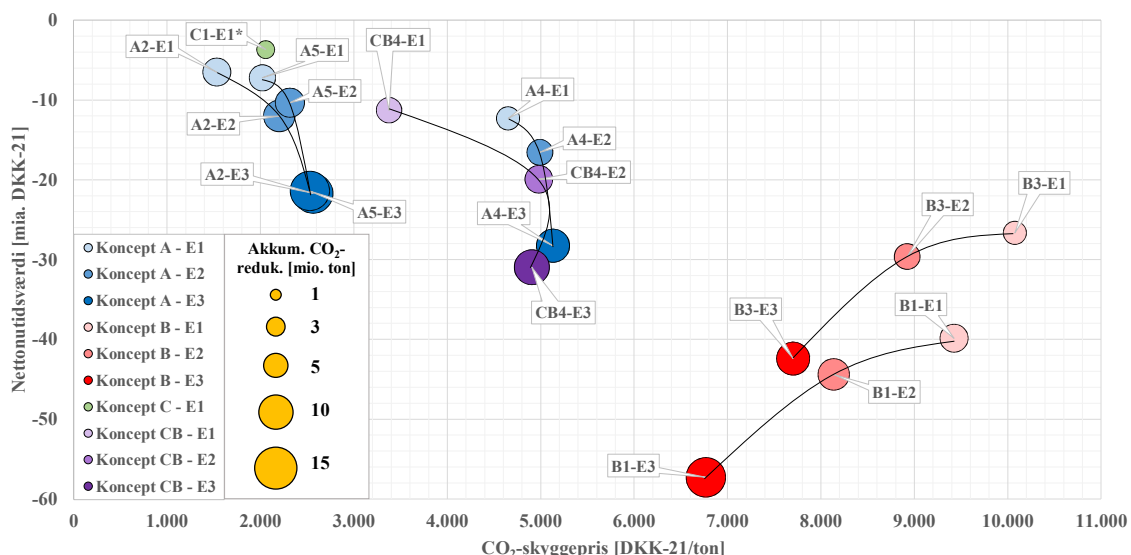
Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

CO₂-skyggeprisen udtrykker den samfundsøkonomiske værdi/omkostning ved en scenarievariants per tilbagediskonterede CO₂-reduktioner. CO₂-skyggeprisen kan således betragtes som den samlede omkostning for samfundet ved at reducere CO₂-udledningen med ét ton. Derimod kan CO₂-skyggeprisen *ikke* sammenlignes med EU's CO₂-kvotepris, da denne allerede er inkluderet i beregningen af CO₂-skyggeprisen. I beregningen af NNV og CO₂-skyggepris på samfundsniveau indgår en diskonteringsrentesats på 3,5 pct. p.a. i henhold til Finansministeriets Nøgletalskatalog, marts 2021.

Statslige provenueffekter er baseret på Skatteministeriets *model til beregning af skatteindtægter fra Nordsøen*, der anvender oliepriser og dollarkurser fra Finansministeriets *Økonomisk redegørelse* (august 2021) samt den seneste olie- og gasproduktionsprognose fra Energistyrelsen (september 2021). Provenueffekterne omfatter kun olie- og gasselskabernes aktiviteter.

Figur 1 og 2 viser de samfundsøkonomiske nøglemetrikker, CO₂-reduktionspotentialer samt statslige mindreprovenuier som følge af elektrificering. Tabel 3 viser, at de samfundsøkonomiske nøglemetrikker for de opstillede elektrificeringsscenarioer falder i nedenstående spænd.

- Akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner, 2021-2050: 3,0 – 14,0 mio. ton CO₂
- Samfundsøkonomiske CO₂-skyggepriser: 1.530 – 10.100 DKK-21/ton CO₂
- Samfundsøkonomiske nettonutidsværdier: -3,7 – -57,3 mia. DKK-21
- CO₂-emissionsreduktioner i 2030: 0 – 0,9 mio. ton CO₂
- Statsligt mindreprovenu (nettonutidsberegning) fra olie- og gasindvinding, 2021-2050: 2,6 – 14,8 mia. DKK-21

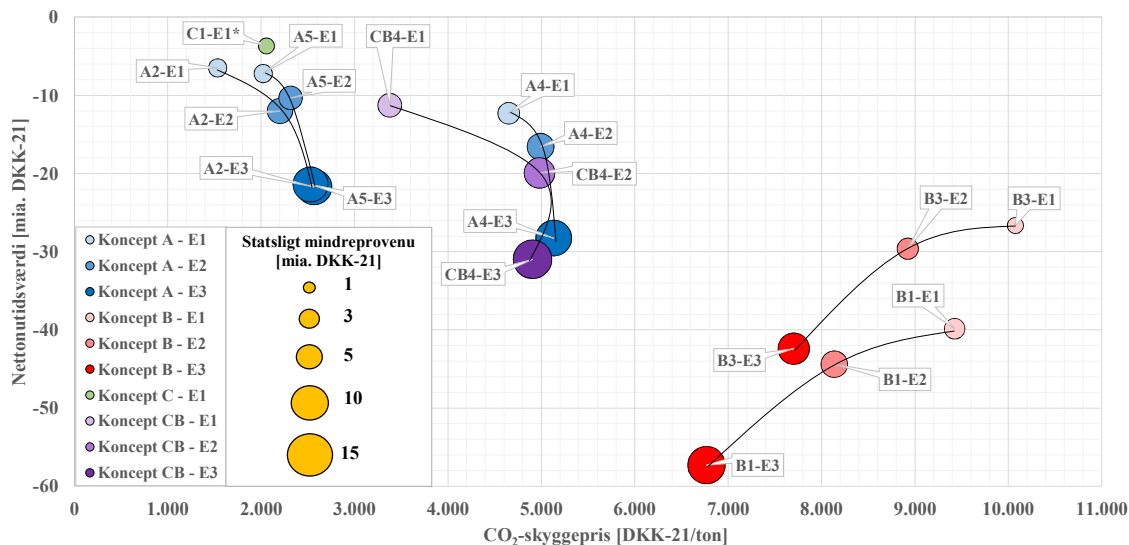


Figur 1: Samfundsøkonomiske nøglemetrikker herunder CO₂-skyggepris og NNV samt akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner (2025-2050). E1 henviser til elektrificeringsgrad 1, E2 angiver grad 1 og 2, mens E3 angiver grad 1, 2 og 3. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Bemærk, at usikkerhedsspændet for de beregnede nettonutidsværdier, CO₂-skyggepriser og statslige mindreprovenu er -30 pct./+50 pct. Det statslige mindreprovenu skal ses i forhold til en samlet forventet skatteindtægt fra olie- og gasindvinding på 60 mia. DKK-21 indtil 2050 uden elektrificering.

Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr på Syd Arne kan være mere bekostelig end beregnet i rapporten. Medregning af disse meromkostninger påvirker signifikant men ikke afgørende de samfunds- og selskabsøkonomiske konklusioner.



Figur 2: Samfundsøkonomiske nøglemetriker herunder CO₂-skyggepris og NNV samt statsligt mindreprovenu angivet som nettonutidsværdi af den samlede mindreprovenuprofil frem mod 2050. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

Af Tabel 3 ses følgende:

- At scenarierne A2 (El via dedikeret kabel fra Danmark) og A5 (El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark, Norge) vurderes at kunne levere de højeste CO₂-reduktionseffekter og laveste CO₂-skyggepriser.
- At scenarie B1 (El fra havvindmøllepark i olie-/gasområdet med kabel til Danmark) vurderes at kunne levere en høj CO₂-reduktionseffekt, men til en høj CO₂-skyggepris delvist pga. omkostninger og indtægter forbundet med en 1 GW havvindmøllepark.
- At sen elektrificering som set ved opkobling til Energiø (A4, B3 og CB4) vurderes at ville mindske den potentielle CO₂-reduktionseffekt betydeligt.³
- At scenarie C1 vurderes at ville have den højeste nettonutidsværdi.

³ Bemærk, at estimering af omkostninger forbundet med eltransmission via infrastruktur knyttet til Energiøen (i Nordsøen) hhv. Sørlige Nordsjø II (Norge) fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi disse vil bero på konkrete forhandlinger mellem parter involveret i anlæg og drift af denne infrastruktur.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

- At scenarierne A2, A5, B1, C1 (El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup), samt CB4 (El fra få havvindmøller nær olie-/gasområdet efterfulgt af kabel til Energiø) vurderes at ville kunne levere CO₂-reduktioner i 2030.

Tabel 3: Samfundsøkonomiske nøglemetriker, CO₂-reduktioner (akkumulerede og i 2030) og statsligt mindreprovenu angivet som nettonutidsværdi af den samlede mindreprovenuprofil frem mod 2050.

Scenarievariant	Nettonutidsværdi	CO ₂ -skyggepris	Statsligt mindreprovenu	Afkastgrad	Akkumulerede CO ₂ -reduk.	CO ₂ -reduk. i 2030
	mia. DKK-21	DKK-21/ton CO ₂	mia. DKK-21	pct.	mio. ton CO ₂	mio. ton CO ₂
A2-E1	-6,5	1.530	3,4	-70	7,1	0,45
A2-E2	-12,0	2.200	6,5	-85	9,0	0,55
A2-E3	-21,7	2.570	12,5	-85	14,0	0,92
A4-E1	-12,3	4.650	4,8	-90	4,9	0,00
A4-E2	-16,6	4.990	7,2	-98	6,1	0,00
A4-E3	-28,3	5.130	12,7	-94	9,9	0,00
A5-E1	-7,2	2.020	3,4	-77	6,3	0,44
A5-E2	-10,3	2.310	5,6	-86	7,7	0,55
A5-E3	-21,4	2.530	12,2	-87	14,0	0,92
B1-E1	-39,9	9.430	4,4	-79	7,1	0,44
B1-E2	-44,4	8.140	7,1	-81	9,0	0,55
B1-E3	-57,3	6.770	13,9	-85	14,0	0,92
B3-E1	-26,6	10.080	2,7	-70	4,9	0,00
B3-E2	-29,6	8.920	4,6	-73	6,1	0,00
B3-E3	-42,4	7.700	9,8	-81	9,9	0,00
C1-E1*	-3,7	2.060	2,6	-56	3,0	0,17
CB4-E1	-11,3	3.380	5,7	-77	5,9	0,17
CB4-E2	-19,9	4.980	9,3	-90	7,0	0,17
CB4-E3	-31,0	4.910	14,8	-95	11,0	0,17

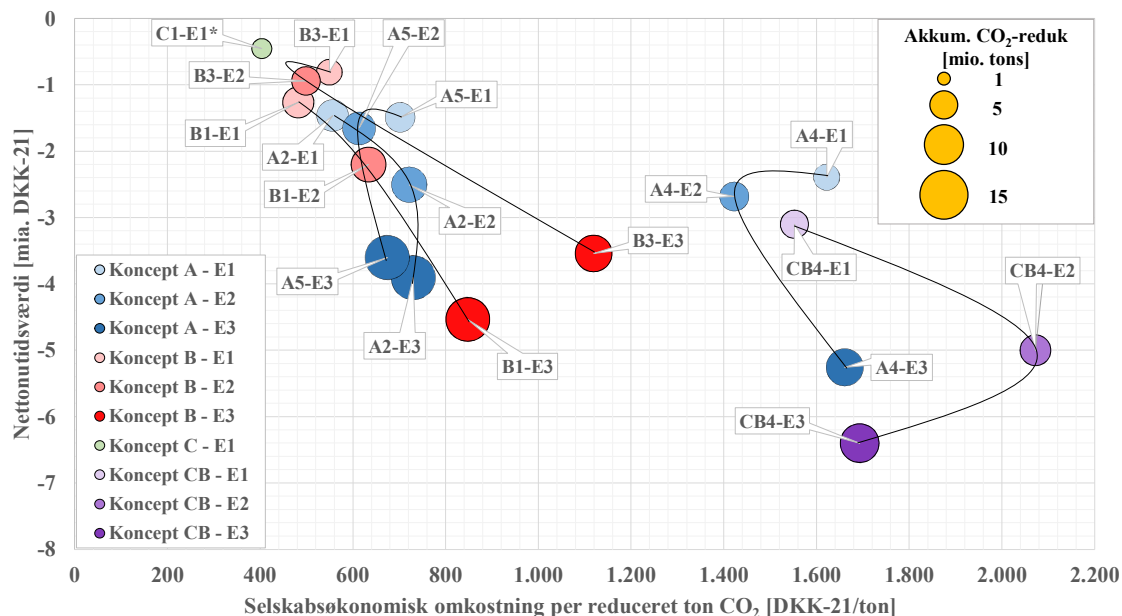
Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Selskabsøkonomisk udmønter den økonomiske effektanalyse sig i nedenstående nøglemetrikker beregnet separat for hvert af de opstillede elektrificeringsscenarioer og –varianter.

I beregningen af den selskabsøkonomiske NNV og omkostning per reduceret ton CO₂ indgår diskonteringsrentesatser på 4 pct. og 7 pct. p.a. for henholdsvis investeringer i ny elforsyningsinfrastruktur knyttet til anlæg af offshore VE og ombygning af eksisterende installationer på olie- og gasindvindingsanlæg baseret på Energistyrelsens erfaringer med projekter på energiområdet med lignende risikoprofil. De differentierede rentesatser skyldes en forskel i risikoprofil for investeringer i de to typer af anlægsaktiver. En diskonteringsrentesats på 7 pct. p.a. er anvendt til at diskontere CO₂-emissionsreduktioner, der indgår i beregning af den selskabsøkonomiske omkostning per reduceret ton CO₂. De selskabsøkonomiske analyser medtager *ikke* nettoafgiftsfaktor, skatteforvridningstab eller omkostninger afholdt af havvindudvikler. Figur 3 viser resultaterne af de selskabsøkonomiske beregninger, som desuden er opsummeret i Tabel 4.

Tabel 4 viser, at de selskabsøkonomiske nøglemetrikker for de opstillede elektrificeringsscenarioer falder i nedenstående spænd. Bemærk, at de beregnede selskabsøkonomiske nettonutidsværdier og omkostninger per reduceret ton CO₂ er behæftet med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct.

- Akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner, 2021-2050: 3,0 – 14,0 mio. ton CO₂
- Selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂: 400 – 2.070 DKK-21/ton CO₂
- Selskabsøkonomiske nettonutidsværdier: -0,5 mia. DKK-21 – -6,4 mia. DKK-21
- CO₂-emissionsreduktioner i 2030: 0 – 0,9 mio. ton CO₂



Figur 3: Selskabsøkonomiske nøglemetrikker herunder omkostning per reduceret ton CO₂ for olie- og gasselskaberne og nettonutidsværdi samt akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner over perioden 2025-2050.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Af Tabel 4 ses endvidere:

- At scenarie C1 vurderes at kunne levere den laveste selskabsøkonomiske omkostning per ton reduceret CO₂ for olie- og gasselskaberne (omkring 400 DKK-21/ton CO₂), men samtidig en begrænset CO₂-reduktionseffekt.
- At scenarierne A2 (El via dedikeret kabel fra Danmark), A5 (El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark, Norge) og B1 (El fra havvindmøllepark i olie-/gasområdet med kabel til Danmark) vurderes at kunne levere en høj CO₂-reduktionseffekt til en selskabsøkonomisk omkostning per ton reduceret CO₂ omkring 500-850 DKK-21/ton CO₂.⁴
- At scenarierne B3 og C1 (El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup), vurderes at indeholde de højeste nettonutidsværdier for olie- og gasselskaberne (i.e. > -1,0 mia. DKK-21). Bemærk dog at dette i stort omfang skyldes, at en betydelig del af anlægs- og driftsomkostninger for elforsyningsinfrastruktur er antaget afholdt af en uafhængig tredjepart (fx havvindudvikler) og/eller staten. Hvorvidt denne omkostningsallokering kan finde sted i praksis kræver yderligere afklaring.⁵

⁴ Bemærk, at scenarierne B1 og B3 i væsentlighed er opstillet for at illustrere effekten af at inddrage en uafhængig, kommerciel orienteret havvindudvikler samt at de anvendte principper for omkostningsallokering og afregning mellem en sådan uafhængig aktør og rettighedshavere inden for olie- og gasbranchen er præliminære. Modning af en anvendelig allokeringsmodel fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi en sådan vil bero på forhandlinger mellem de involverede parter.

⁵ Bemærk, at estimering af omkostninger forbundet med eltransmission via infrastruktur knyttet til Energiøen (i Nordsøen) hhv. Sørlige Nordsjø II (Norge) fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi disse vil bero på konkrete forhandlinger mellem parter involveret i anlæg og drift af denne infrastruktur.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 4: Selskabsøkonomiske nøglemetrikker herunder omkostning per reduceret ton CO₂ for olie- og gasselskaberne ("Selskabspris CO₂" i tabellen) og nettonutidsværdi samt akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner over perioden 2025-2050.

Scenarievari- ant	Nettonutids- værdi	Selskabspris CO ₂	Afkastgrad	Akkumuleret CO ₂ -reduk.	CO ₂ -reduk. i 2030
	mia. DKK-21	DKK-21/ton CO ₂	pct.	mio. ton CO ₂	mio. ton CO ₂
A2-E1	-1,5	560	-27	7,1	0,45
A2-E2	-2,5	720	-30	9,0	0,55
A2-E3	-3,9	730	-27	14,0	0,92
A4-E1	-2,4	1.620	-35	4,9	0,00
A4-E2	-2,7	1.420	-32	6,1	0,00
A4-E3	-5,3	1.660	-34	9,9	0,00
A5-E1	-1,5	700	-29	6,3	0,44
A5-E2	-1,7	610	-25	7,7	0,55
A5-E3	-3,6	670	-26	14,0	0,92
B1-E1	-1,3	480	-21	7,1	0,44
B1-E2	-2,2	630	-26	9,0	0,55
B1-E3	-4,5	850	-28	14,0	0,92
B3-E1	-0,8	550	-21	4,9	0,00
B3-E2	-0,9	500	-19	6,1	0,00
B3-E3	-3,5	1.120	-31	9,9	0,00
C1-E1*	-0,5	400	-12	3,0	0,17
CB4-E1	-3,1	1.550	-34	5,9	0,17
CB4-E2	-5,0	2.070	-39	7,0	0,17
CB4-E3	-6,4	1.690	-35	11,0	0,17

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	15
1.1	Baggrund og forankring	15
1.2	Struktur, indhold og afgrænsning.....	15
2	Olie- og gasproduktion i den danske del af Nordsøen	17
2.1	Produktionsforhold i den danske del af Nordsøen	17
2.2	Energiforhold i den danske del af Nordsøen.....	18
2.2.1	Produktion og anvendelse af energi	18
3	CO ₂ -reduktionspotentialer ved elektrificering af olie- og gasplatformene.....	20
3.1.1	Historiske CO ₂ -emissioner fra dansk olie- og gasindvinding i Nordsøen.....	20
3.2	Konfiguration af platformkomplekser.....	21
3.3	Fremskrivning og fordeling af CO ₂ -emissioner fra platformkomplekserne.....	22
3.4	Elektrificering af platformkomplekser	23
3.4.1	Beskrivelse af elektrificeringsgrader.....	24
3.4.2	Emissionsbilledet ved elektrificeringsgrader	26
3.4.3	Elektrificeringsgraders effektbehov	27
3.4.4	Tekniske udfordringer ved elektrificering af platformene	28
4	Kortlægning af elforsyningsscenarier	30
4.1	Kobling mellem elforsyning og elektrificeringsgrader	30
4.2	Metodik	30
4.3	Udvælgelse af elforsyningsscenarier.....	33
5	Vurdering af juridiske og regulatoriske rammer og barrierer	38
6	Økonomisk effektanalyse.....	45
6.1	Tidslinjer for elektrificeringsarbejde.....	45
6.2	Nøglemetrikker.....	46
6.2.1	Nettonutidsværdi	46
6.2.2	CO ₂ -skyggepris	47
6.2.3	Afkastgrad	47

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

6.2.4	Statsligt provenu.....	47
6.3	Økonomiske kategorier	47
6.4	Resultater af nøglemetrikker – Nettonutidsværdi, afkastgrad, CO ₂ -skyggepriser, provenueffekter	48
6.4.1	Samfundsøkonomi.....	48
6.4.2	Selskabsøkonomi.....	57
6.4.3	Sammenfatning af resultater.....	59
7	Konklusion	60
8	Referencer	66
	Appendiks	70
A.	Kommissorium for elektrificeringsanalyse marts 2021	70
B.	Kulbrinteproduktion i Danmark	74
C.	Tekniske udfordringer ved elektrificering af platformene	75
D.	Beskrivelse af elforsyningsscenarier	80
I.	Beskrivelse af udvalgte elforsyningsscenarier	80
II.	Beskrivelse af fravalgte elforsyningsscenarier.....	92
E.	Juridisk og regulatorisk rammer.....	100
I.	Generelt om retsgrundlag	100
II.	Juridiske og regulatoriske vurderinger af elektrificeringsscenarier	116
F.	Økonomisk effektanalyse.....	122
I.	Tidsplaner for scenarier.....	122
II.	Tekniske forudsætninger	123
III.	Økonomiske forudsætninger	125
IV.	Følsomhedsanalyser samfundsøkonomisk nettonutidsværdi	135

1 Indledning

1.1 Baggrund og forankring

Regeringen (Socialdemokratiet), Venstre, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti og Det Konservative Folkeparti blev med *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020* (herefter Nordsøaftalen) enige om, at igangsætte et samarbejde med branchen om elektrificering. Målet var at nedbringe udledninger fra den eksisterende olie- og gasproduktion. Det fremgår af aftalen, at analysen særligt skulle fokusere på CO₂-reduktionspotentialer og omkostninger. Regeringen har i Klimaprogrammet 2020 [1] oplyst Folketinget om, at der er et teknisk potentiale for at nedbringe udledningerne i olie- og gasproduktion fra egetforbruget af brændstof ved at elektrificere produktionen gennem effektivisering, men at størrelsen af CO₂-reduktionspotentialet ikke er kendt. Samarbejdet med branchen har haft til formål at vurdere mulighederne for at elektrificere relevante olie- og gasplatforme i Nordsøen. Igangsættelse af analysen var samtidig i tråd med anbefalingerne vedrørende elektrificering fra Klimapartnerskabet for energi og forsyning [2] samt Klimarådet [3], som begge i deres rapporter om 70 pct. reduktionsmålet har peget på elektrificering af olie- og gasindvindingsplatforme som et tiltag og har skønnet CO₂-effekten jf. Tabel 5.

Analysen blev afsluttet i december 2021.

Tabel 5: Sammenfattende oversigt over Klimapartnerskabets (Energi og Forsyning) og Klimarådets vurderinger af CO₂-effekt ved elektrificering af danske olie- og gasplatforme i Nordsøen. Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Hvem	Vurdering af CO ₂ -effekt	Metode	Øget effekt
Klimapartnerskabet	Op til 0,6 mio. ton i 2030	Selvstændige havvindmølleparker	Kobling energi-hubs, eksport af naturgas
Klimarådet	0,5 mio. ton i 2030	Selvstændige havvindmølleparker 300 MW	Kobling til energiø eller kobling til NO/UK Nordsø dvs. offshore elnet

1.2 Struktur, indhold og afgrænsning

Kommissoriet for elektrificeringsanalysen (appendiks A) beskriver indhold, leverancer og arbejdsstruktur for elektrificeringsanalysen. Der blev i marts 2021 nedsat en tværministeriel *Styregruppe (STG)* og en *Analyseprojekt-gruppe (AG)*, som har forestået analysen. STG blev sammensat under ledelse af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (formand) og Energistyrelsen (projektejer) med deltagelse af Energinet, Finansministeriet, Skatteministeriet og repræsentanter fra branchen udpeget af Dansk Offshore (tidligere Olie Gas Danmark).

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Det fremgår af Nordsøaftalen, at der anvendes midler afsat i 2021 fra *Puljen til mere miljøvenlig og energieffektiv produktion af olie og gas* til finansiering af udarbejdelsen af denne analyse. Puljen blev oprindeligt afsat i forbindelse med *aftalen om udvikling af Nordsøen i 2017*.

Elektrificeringsanalysens indhold

Der er gennemført en sammenhængende analyse af mulighederne for at reducere CO₂-udledningerne fra olie- og gasproduktionen ved at integrere VE-el fra en ekstern elforsyning ved havvindmøllepark(er) og/eller fra et *Nordsø elnet*. Analysen er udarbejdet med tæt inddragelse af branchen og fokuserer på CO₂-reduktionspotentialer og omkostninger, jf. Nordsøaftalen. Der er opstillet scenarier i analysen, der afdækker de tekniske og økonomiske muligheder for forskellige grader af elektrificering, herunder mulige samspil med anden nuværende og kommende elinfrastruktur. For hvert scenarie er der opstillet reduktionsmuligheder, omkostninger, CO₂-skyggepriser m.v. og der beskrives eventuelle barrierer for opnåelse af CO₂-reduktionspotentialet. Arbejdet er gennemført i arbejdsgrupper med individuelle arbejdsopgaver:

- Kortlægning af elektrificeringsscenarioer for platformene, herunder om- og tilbygningsarbejde
- Opstilling af scenarier for ekstern elforsyning
- Kortlægning af regulatoriske rammer og barrierer
- Beregning af samfunds- og selskabsøkonomiske effekter

Analysen har karakter af et konceptstudie. Det er således hensigten, at den leverer et grundlag for stillingstagen til, hvorvidt der bør arbejdes videre med tanken om at forsyne olie- og gasinstallationer i den danske Nordsø med el fra en ekstern forsyningskilde, samt for i givet fald at udvælge enkelte, konkrete koncepter (scenari varianter i analysen) herfor til videre studie og modning.

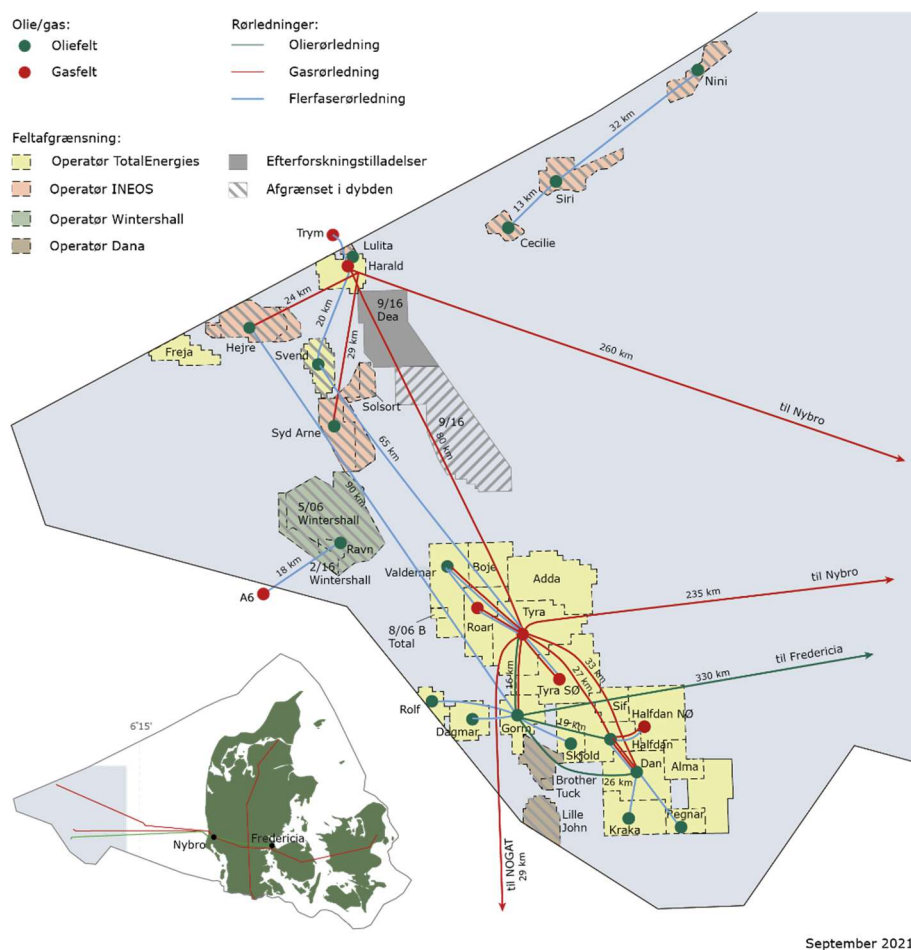
Reduktionspotentialer forbundet med CO₂ fangst på eller i forbindelse med platformene, energieffektivisering ved driftsoptimering m.m. og reducere af flaring (afbrænding af naturgas uden nyttiggørelse) er uden for rammerne af elektrificeringsanalysen jf. analysens kommissorium (Appendiks A) og ovenstående arbejdsopgaver. Desuden er eventuelle konsekvenser for Energiø Nordsøen ved opkobling hertil ikke blevet undersøgt i indeværende analyse.

Fokus i analysen er på CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion på platformene i Nordsøen. Ligeledes er virkemidler til at få gennemført elektrificeringsprojekter ikke indeholdt i indeværende rapport.

2 Olie- og gasproduktion i den danske del af Nordsøen

2.1 Produktionsforhold i den danske del af Nordsøen

Figur 4 viser infrastrukturen i området for olie- og gasindvinding i Danmark fordelt på 55 platforme og 21 olie- og gasfelter, som er internt forbundne med rørledninger. Platformene befinder sig i den vestlige del af den danske Nordsø mere end 200 km fra den jyske vestkyst, hvor der er gjort fund af olie og gas. Aktiviteter ved olie- og gasindvinding inkluderer injektion af vand og gas ved højt tryk, der giver anledning til et væsentligt energiforbrug. Da energien forsynes ved afbrænding af egenproduceret gas i relativt laveffektive gasturbiner på platformene ift. elproducerende gasturbiner på land, medfører olie- og gasindvinding signifikante CO₂-emissioner, som udledes på en række platforme. Yderligere information omkring kulbrinteproduktionen fremgår af appendiks B.



Figur 4: Kort over olie- og gasfelter i den danske del af Nordsøen samt rørforbindelser mellem felter og eksportmarkeder (fx Danmark). Nederste illustration viser Danmarks eksklusive økonomiske zoneafgrænsning og den relative position af offshore aktiviteter ift. fastlands Danmark [4].

2.2 Energiforhold i den danske del af Nordsøen

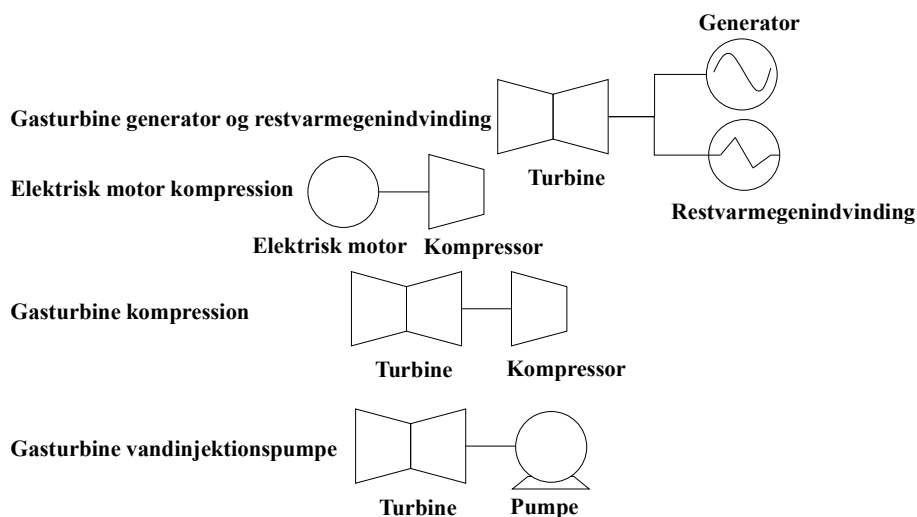
Aktiviteter relateret til energiproduktion og –forbrug på olie- og gasplatformene i den danske del af Nordsøen beskrives i dette afsnit.

2.2.1 Produktion og anvendelse af energi

Energiproduktion på platformene sker hovedsagligt ved at afbrænde egenproduceret gas i gasturbiner (98 pct. af anvendt brændsel i årene 2015-2018), hvilket primært anvendes til:

- Elproduktion
- Varmeproduktion
- Drift af gaskompressor
- Drift af vandinjektionspumper

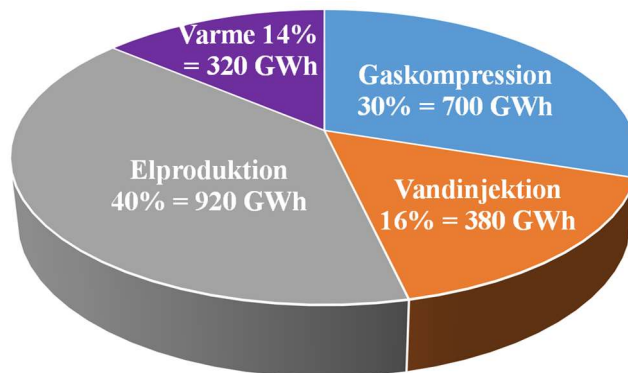
Gasturbiner er enten forbundet til elproducerende generatorer, der forsyner *elektrisk drevet udstyr*, eller direkte mekanisk koblet til gaskompressor eller vandinjektionspumper, som betegnes *direkte drevet udstyr*. Figur 5 illustrerer sammenkoblede maskinenheder bestående af en energiproducerende enhed (turbine eller elektrisk motor) og en energiforbrugende enhed (generator, kompressor m.m.).



Figur 5: Illustrationer af sammenkoblede maskinenheder betegnet elektrisk drevet udstyr (gasturbine generator og elektrisk motor kompression) eller direkte drevet udstyr (gasturbine kompression og gasturbine vandinjektionspumpe).

Figur 6 viser en fremskrevet anvendelsesfordeling af energiproduktionen fra forbrænding af egenproduceret gas fordelt på hovedaktiviteter i 2025 med elproduktion som den primære energianvendelse efterfulgt af gaskompression, vandinjektion og varmeproduktion.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 6: Fordeling af energiforbrug på hovedaktiviteterne udført på energiproducerende platformkomplekser (Dan, Gorm, Halfdan, Harald, Siri, Syd Arne og Tyra) i 2025 er baseret på data fra branchen. Elektrisk drevet kompressorer og vandinjektionspumper er medtaget under gaskompression og vandinjektion, henholdsvis.

Den resterende offshore energiproduktion (~2 pct.) er relateret til brug af indkøbt diesel, som anvendes til følgende aktiviteter (* markerer CO₂-kvotebelagte aktiviteter, mens resterende aktiviteter i skrivende stund ikke er omfattet af EU's CO₂-kvoteordning):

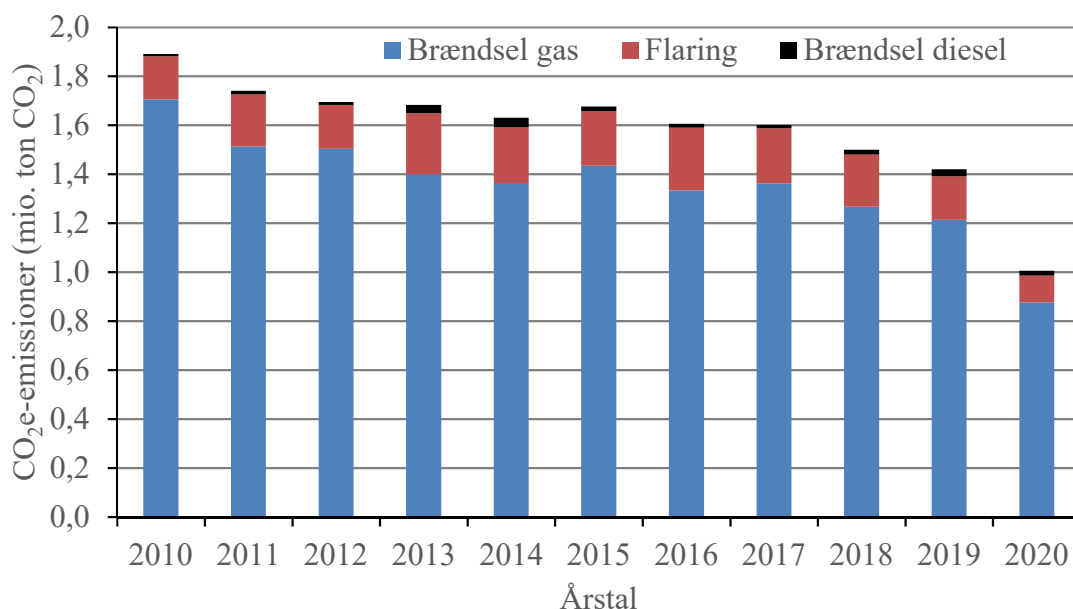
- Nødstrømsgeneratorer*
- Brandpumper, kraner, redningsbåde*
- Opstart af gasturbiner*
- Drift af bore- og beboelsesrigge
- Helikoptere, servicefartøjer, drift af satellitplatforme

3 CO₂-reduktionspotentiale ved elektrificering af olie- og gasplatformene

Efter en indledende beskrivelse af historiske CO₂-emissioner fra olie- og gasindvinding i Danmark kortlægges de analyserede platformkomplekser for så vidt angår deres aktiviteter og forventede fremtidige CO₂-emissioner fordelt på elektrisk og direkte drevet udstyr. Dernæst introduceres tre elektrificeringsgrader for platformene. Elektrificeringsgraden baserer sig på kompleksiteten forbundet med elektrificering af udstyr på platformene og det tilhørende CO₂-reduktionspotentiale. Afslutningsvis diskuteres konsekvenserne for kulbrinteproduktionen ved elektrificering.

3.1.1 Historiske CO₂-emissioner fra dansk olie- og gasindvinding i Nordsøen

Afbrænding af naturgas til energiproduktion og flaring samt en betydelig del af dieselforbruget er omfattet af EU's CO₂-kvoteordning. Flaring er afbrænding af gas uden nyttiggørelse, der foregår af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ved kulbrinteproduktion. Figur 7 viser de historiske CO₂-emissioner, hvoraf naturgasafbrænding (cirka 86 pct.) er den primære kilde, mens CO₂-emissioner relateret til flaring udgør omkring 13 pct. De samlede CO₂-emissioner er svagt faldende i perioden 2010-2019, hvor det markante fald i 2020 skyldes ombygning af Tyra.



Figur 7: Historiske kvotebelagte CO₂-emissioner indrapporteret til Energistyrelsen fordelt på egetforbrug af brændsel gas (naturgas), flaring og brændsel diesel.

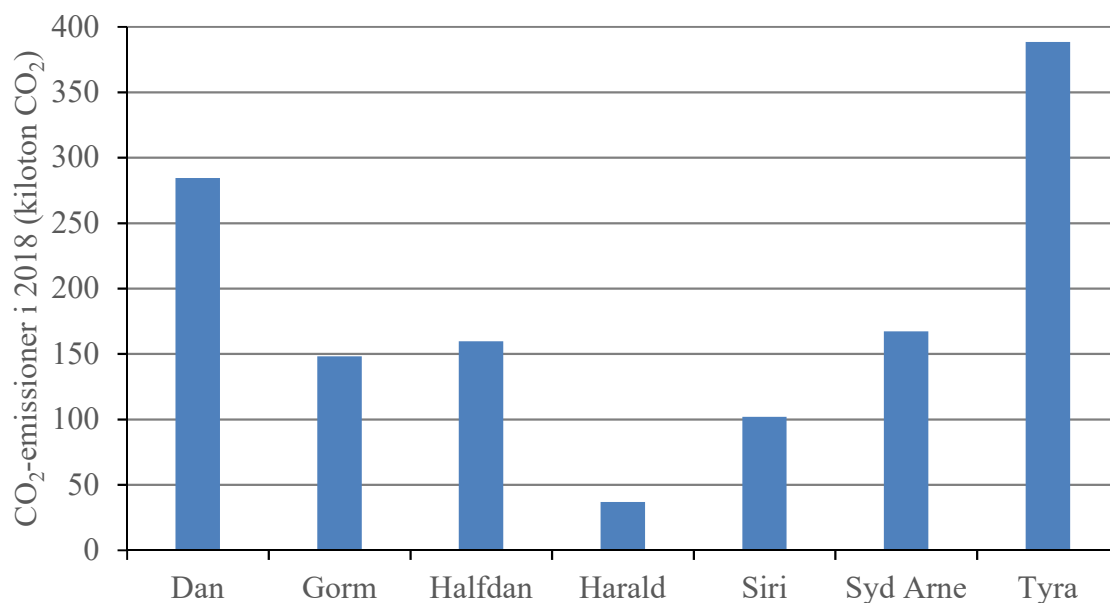
Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Emissionsintensiteter (udtrykt her som mængden af udledt CO₂ per afbrændt volumen gas) afhænger bl.a. af den indvundne gas' kemiske sammensætning, hvilket er specifikt for hver reservoir i undergrunden. Derfor er der ikke umiddelbart en direkte sammenhæng mellem mængden af afbrændt gasvolumen og CO₂-udledningen herfra.

Elektrificering af platformene kan markant reducere CO₂-emissioner fra brændselsforbrug relateret til naturgas- og dieselforbrænding. Derimod er elektrificering ikke en effektiv måde at opnå CO₂-reduktioner relateret til flaring.

Historisk er den årlige CO₂-udledning fra brændselsforbrug (ekskl. flaring) omkring 1,3 mio. ton CO₂ baseret på tal fra 2017 til 2019.

Fordeling af de samlede CO₂-emissioner på de energiproducerende platformkomplekser giver et overblik over de primære udledningskilder. Figur 8 viser emissionsfordelingen (ekskl. flaring) i 2018. Årstallet er valgt pga. ombygningsarbejde af Tyra, der påvirker data for 2019 og 2020. Tyra og Dan har historisk været årsag til hovedparten af CO₂-emissionerne, mens Harald har bidraget mindst.



Figur 8: Kvotebelagte og verificerede CO₂-emissioner fra brændsel naturgas og diesel (ekskl. flaring) i 2018 udledt fra syv energiproducerende platformkomplekser. Årstallet 2018 er valgt, da tal for Harald og Tyra i 2019 og 2020 er påvirket af ombygningsarbejde på Tyra.

3.2 Konfiguration af platformkomplekser

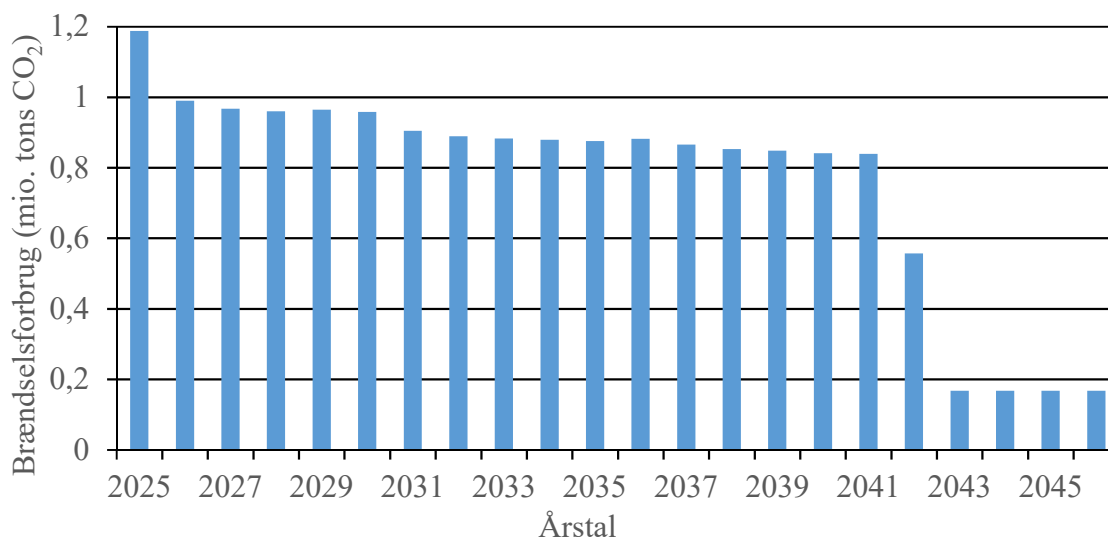
Analysen beskæftiger sig med elektrificering af platformkomplekser, hvortil et eller flere olie- og gasfelter er forbundet via rørledninger som vist i Figur 4. Fælles for platformkomplekserne er, at

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

de indeholder energiproducerende- og forbrugende udstyr, som udleder kvotebelagte CO₂-emissioner, der kan reduceres/fjernes ved elektrificering. Fravalgt er satellitplatforme og deslige, hvis udledningerne ikke er omfattet af CO₂-kvoteordningen.

3.3 Fremskrivning og fordeling af CO₂-emissioner fra platformkomplekserne

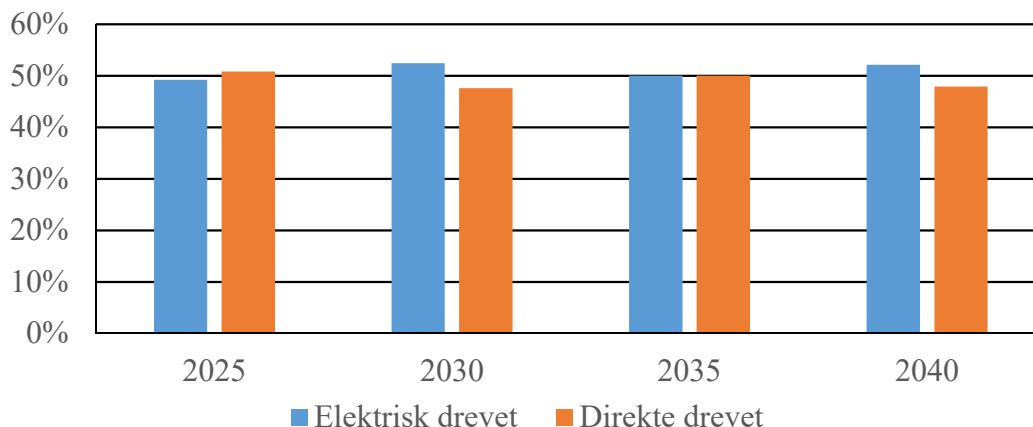
Figur 9 viser det fremtidige emissionsbillede uden fremtidige tiltag baseret på branchens prognoser for brændselsforbrug (naturgas og diesel), dvs. CO₂-kvotebelagte emissioner, som kan fjernes ved fuld elektrificering. Forberedelse- og ombygningsarbejde ifm. elektrificering gør, at startåret for emissionsprofilen er sat til 2025, hvor de første reduktioner allertidligst kan opnås ifm. indledende elektrificeringsarbejde. Det mindre fald i CO₂-emissioner over hele perioden skyldes primært lukning af felter og sekundært teknologiforbedring, udskiftning af udstyr m.m. Markante CO₂-emissionsreduktioner i 2042 skyldes forventede påbegyndte afviklingsaktiviteter for platformkomplekser tilhørende Dansk Undergrunds Consortium (DUC) med nuværende koncessionstilladelser til 2042. INEOS er operatør og hovedlicenssejer for Siri og Syd Arne, der har koncessionstilladelser til henholdsvis 2027 og 2047.



Figur 9: Branchens fremskrivninger af CO₂-emissioner fra egetforbrug af brændsel (naturgas og diesel) for Dan, Gorm, Halfdan, Harald, Syd Arne, Siri og Tyra.

CO₂-emissionerne fremlagt i Figur 9 kan opdeles i elektrisk og direkte drevet udstyr. Figur 10 fremskriver emissionsfordelingen, som i hele perioden er ligeligt fordelt mellem elektrisk og direkte drevet udstyr. Grundet de betydelige CO₂-emissioner relateret til direkte drevet udstyr medtages elektrificering af dette udstyr i analysen trods kompleksiteten forbundet med elektrificering heraf.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 10: Emissionsfordeling af elektrisk og direkte drevet udstyr for de syv energiproducerende og -forbrugende platformkomplekser baseret på branchens tal. Effektfordelingen mellem direkte og elektrisk udstyr er anvendt til at estimere emissionsfordelingen mellem elektrisk og direkte drevet udstyr.

3.4 Elektrificering af platformkomplekser

I analysen anvendes tidshorizonten for økonomisk rentabel kulbrinteproduktion på individuelle platformkomplekser som udvælgelsesgrundlag for at medtage disse i den nærmere analyse. Herefter opstilles tre elektrificeringsgrader baseret på CO₂-reduktionspotentialet og kompleksiteten forbundet med elektrificering af udstyret på platformene. Afslutningsvis fremlægges udfordringer og konsekvenser for kulbrinteindvindingen forårsaget af elektrificering af platformene.

Ud af de syv platformkomplekser er Gorm, Harald og Siri frasorteret i den videre analyse.

Siri er placeret geografisk isoleret ift. de resterende komplekser og kan i et fremtidigt elektrificeringsscenario ikke umiddelbart eksportere overskudsgas og høste indtægter herfra. Den markant faldende olieproduktion i de seneste år gør endvidere, at Siri i nær fremtid muligvis ikke er rentabel for rettighedshaverne, og en potentiel investering i elektrificering af Siri vil derfor være urentabel. På basis heraf er Siri ikke medtaget i elektrificeringsscenerierne.

Produktionen fra Gorm er aftagende, da feltet har været i produktion i mange år. Samme aftagende kulbrinteproduktion er gældende for Harald, som for nuværende er midlertidigt lukket ned pga. ombygningen af Tyra. Harald bidrager kun i begrænset omfang til det samlede CO₂-reduktionspotentiale (se historiske tal i Figur 8). Faldende kulbrinteproduktion på Harald og Gorm medfører dårligere rentabilitet og derved betydelig risiko for kort økonomisk levetid resulterende i begrænset tilbagebetalingstid for dyre elektrificeringsprojekter udført på Harald og Gorm.

Elektrificeringsanalysen beskæftiger sig dermed med platformkomplekserne Dan, Halfdan, Tyra og Syd Arne.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

3.4.1 Beskrivelse af elektrificeringsgrader

De udvalgte platformkomplekser inddeles i tre elektrificeringsgrader baseret på kriterierne:

- CO₂-reduktionspotentialer
- Komplexiteten forbundet med elektrificering af udstyret

Komplexiteten beskrives ved antallet af og fordelingen mellem elektrisk og direkte drevet udstyr. Tabel 6 giver en oversigt over energiproducerende og –forbrugende udstyr anvendt på de fire platformkomplekser med tilhørende effektforbrug og CO₂-emissioner. Tyra og Syd Arne indeholder hovedsageligt elektrisk drevet udstyr og bidrager signifikant til det samlede CO₂-reduktionspotentialer og betegnes som grad 1. Elektrificering af elektrisk drevet udstyr på Dan og Halfdan er behæftet med samme kompleksitet som udstyr i grad 1 men kræver ekstra tilslutningskabler, som kun medfører begrænsede CO₂-reduktioner, hvorfor elektrisk udstyr på Dan og Halfdan betegnes som grad 2. Det resterende direkte drevne udstyr på Dan og Halfdan er kompliceret at elektrificere og udgør derfor grad 3. Tabel 7 viser inddeling af platformkomplekser på graderne 1 til 3.

Næste afsnit analyserer elektrificeringsgradernes udvikling i effektforbrug og CO₂-emissioner fra 2025 til 2047.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 6: Oversigt over forventet elektrisk (el) og direkte (direkte) drevet udstyr anvendt ved normal drift i 2025 og tilknyttet effektforbrug og CO₂-emissioner på Dan, Halfdan, Tyra og Syd Arne baseret på branchens data. Effektforbrug og CO₂-emissioner fra elektrisk drevet udstyr er indeholdt under generator(er) og markeret N/A.

Platformkompleks	Anvendt udstyr ved normal drift	Forventet anvendt effektforbrug (MW) i 2025	Forventet årlige CO ₂ -emissioner (kiloton) i 2025
Dan	3 x Generatorer (el)	11	75
	1 x Gaskompressor (direkte)	21	100
	3 x Vandinjektionspumper (direkte)	31	160
Halfdan	1 x Generator (el)	6	30
	2 x Kompressorer (direkte)	23	120
Syd Arne	2 x Generatorer (el)	30	170
	3 x Gaskompressorer (el)	N/A	N/A
	4 x Vandinjektionspumper (el)	N/A	N/A
Tyra	2 x Generatorer (el)	58	295
	7 x Gaskompressorer (el)	N/A	N/A
	2 x Restvarmegenindvindingsenhed (direkte)	18	N/A

Tabel 7: Inddeling af udstyr på Dan, Halfdan, Tyra og Syd Arne på de tre elektrificeringsgrader baseret på udvælgelseskriterierne CO₂-reduktionspotentiale og kompleksitet ved elektrificering. Data for CO₂-reduktionspotentialer er baseret på branchens tal.

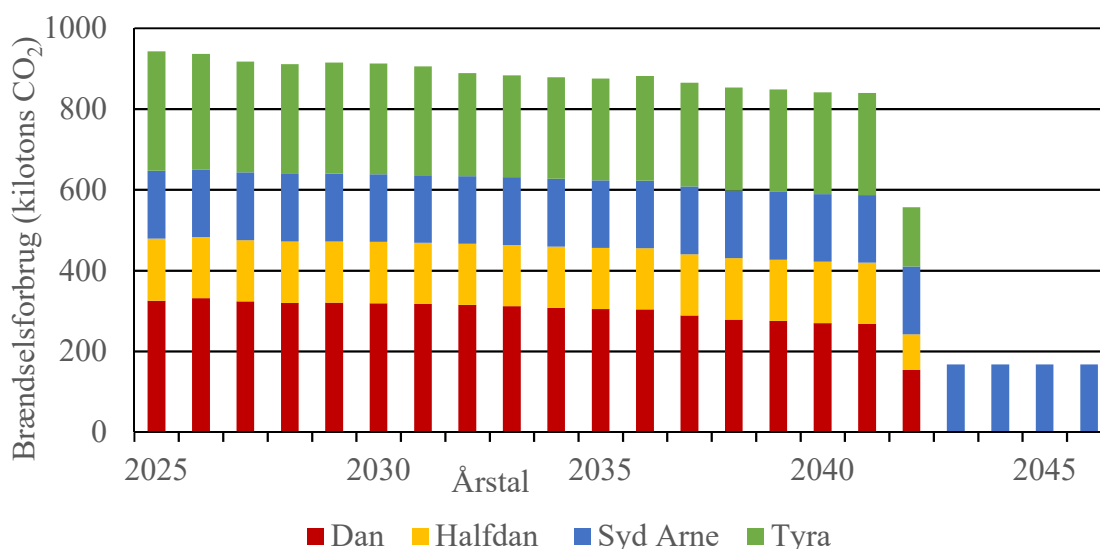
Elektrificeringsgrad	Platformkompleks	CO ₂ -reduktionspotentiale i 2030 (kiloton)	Akkumuleret (2027-2050) CO ₂ -reduktionspotentiale (kiloton)	Kompleksitet
Grad 1	Tyra og Syd Arne ⁶	440	7.400	Moderat
Grad 2	Dan (el. maskinel) og Halfdan (el. maskinel)	100	1.500	Moderat
Grad 3	Dan (dir. maskinel) og Halfdan (dir. maskinel)	370	5.500	Høj

⁶ Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne kan være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægkapacitet på Syd Arne i dag, hvilket kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

3.4.2 Emissionsbilledet ved elektrificeringsgrader

Figur 11 viser fremskrivninger af de fire udvalgte platformkomplekseres CO₂-emissioner fra brændselsforbrug, som samtidig udgør det totale CO₂-reduktionspotentiale ved elektrificering af Tyra, Syd Arne, Dan og Halfdan svarende til alle elektrificeringsgrader (1, 2 og 3). Reduktion af CO₂-emissioner i 2042 skyldes, at det i beregningerne antages, at der sker afviklingsaktiviteter på de medtagne DUC felter (Dan, Halfdan, Tyra), som har licens udløb i 2042.



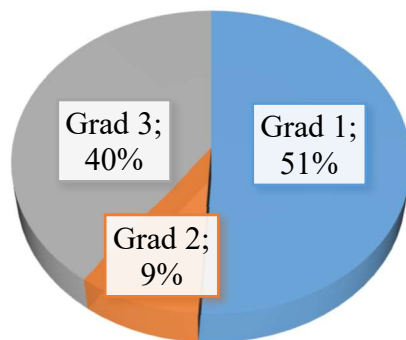
Figur 11: Branchens prognose for CO₂-emissioner fra brændselsforbrug (diesel og naturgas) på Dan, Halfdan, Syd Arne og Tyra. Faldet i 2042 skyldes antaget afvikling af Dan, Halfdan og Tyra.

Det er sigende for det forventede CO₂-reduktionspotentiale for perioden 2025-2047, at omkring halvdelen af CO₂-reduktionspotentialet vil være forsvundet ved forventet driftsstart af Energio Nordsøen i 2033.

Ligesom i 2018 (Figur 8) kan de primære CO₂-emissioner tilskrives Tyra og Dan, mens Halfdan og Syd Arne udleder cirka halvt så meget. CO₂-reduktionspotentialet er umiddelbart størst for Dan og Tyra, men kompleksiteten af elektrificeringsarbejde på Dan (og Halfdan) er betydeligt større end elektrificeringsarbejdet på Tyra (og Syd Arne).

Fordeling af CO₂-emissioner på de tre elektrificeringsgrader akkumuleret over perioden 2025-2047 fremgår af Figur 12. Elektrificeringsgrad 1 bestående af Tyra og Syd Arne udgør cirka halvdelen af CO₂-reduktionspotentialet for de udvalgte platforme, mens grad 2 (tilføjelse af elektrisk drevet udstyr på Dan og Halfdan) står for yderligere 9 pct. af CO₂-reduktionspotentialet. Elektrificering af det resterende direkte drevne udstyr på Dan og Halfdan bidrager med 40 pct. af CO₂-reduktionspotentialet.

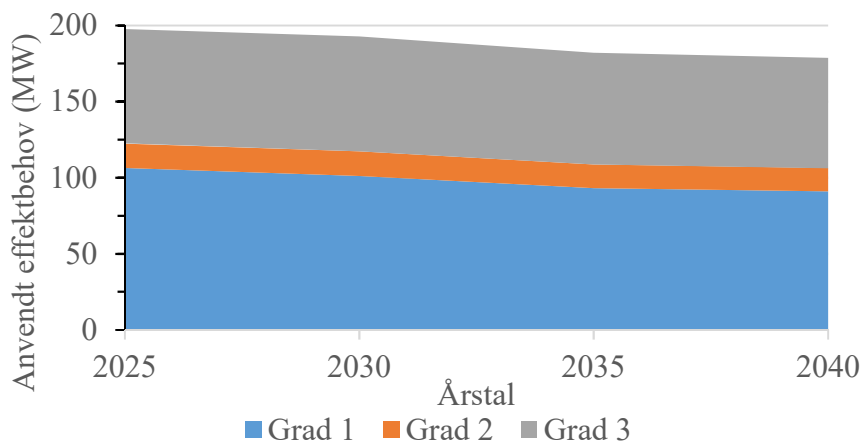
Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 12: : Akkumuleret (2025-2047) fordeling af CO₂-reduktionspotentialet for de tre elektrificeringsgrader baseret på branchens data. Emissionsfordelingen mellem elektrisk drevet (grad 2) og direkte drevet (grad 3) udstyr på Dan og Halfdan er baseret på effektfordelingen mellem elektrisk drevet (elproduktion) og direkte drevet (kompressorer og vandinjektionspumper) udstyr.

3.4.3 Elektrificeringsgraders effektbehov

Effektbehovet på platformkomplekserne er afgørende for at dimensionere den eksterne elforsyning. Figur 13 viser fremskrivning af effektbehovet fra 2025 til 2040 med størst effektbehov på de mest udledende platformkomplekser, Tyra og Dan. Det er beregningsmæssigt antaget, at opetiden (andel af tiden hvor platformene er i drift) for samtlige fire platformkomplekser er sammenlignelig (> 90 pct.), hvilket medfører, at effektbehovet i Figur 13 er omtrent proportionalt med elbehovet (GWh/år) ved elektrificering. Effekt- og elbehovet er svagt faldende for Tyra og Dan, mens det overordnet er konstant for Halfdan og Syd Arne. Fremskrivningen er baseret på branchens fremskrivninger.



Figur 13: Anvendt effektbehov fra 2025 til 2040 for elektrificeringsgraderne 1-3. Grad 1 inkluderer Tyra og Syd Arne, grad 2 inkluderer elektrisk drevet udstyr på Dan og Halfdan, mens grad 3 beskriver direkte drevet udstyr på Dan og Halfdan.

3.4.4 Tekniske udfordringer ved elektrificering af platformene

En række tekniske udfordringer rejser sig ifm. elektrificering af offshore olie- og gasplatforme, som er listet herunder og beskrevet mere detaljeret i bilag C.

1. Produktionstab som følge af nedetid på platformene ved elektrificeringsarbejde
Effekt af udskudt og tabt produktion er indarbejdet i den økonomiske effektanalyse på baggrund af (olie og gas) volumenestimer tilvejebragt af rettighedshavere og Energi- styrelsens seneste produktionsprognose for olie- og gasindvinding i Danmark.
2. Omkostningstunge og komplekse udskiftninger af eksisterende og fungerende direkte drevet udstyr til elektrisk drevet udstyr udført offshore
Udstyr på platformene er generelt ikke tiltænkt udskiftning og kan være svært tilgængeligt. Hårde vejrforhold kan umuliggøre offshore arbejde i perioder og forlænge om- og tilbygningsfasen. Disse forhold er forsøgt taget i betragtning i den økonomiske effektanalyse.
3. Rentabel kulbrinteproduktion kræver en stabil, høj elforsyning (ca. 95 pct. opetid)
Branchens krav til høj opetid, som forudsætning for en lønsom olie- og gasindvinding, er inddraget i udvikling af elforsyningsscenarier ift. elforsyningssikkerhed.
4. Bortskaffelse af tunge gasfraktioner fra overskudsgas ifm. elektrificering
Tunge gasfraktioner sænker gaskvaliteten. I dag kan tunge gasfraktioner bortskaffes ved afbrændingen af egenproduceret gas. Elektrificering og stop af gasturbiner nødvendiggør løsninger på at håndtere tunge gasfraktioner for platforme (Syd Arne), hvor gaskvaliteten ikke kan efterleves med opblanding. Analysen antager, at man på Syd Arne kan reinjicere tunge gasfraktioner i undergrunden, hvilket fordrer tilladelse til boring af en gasinjektionsbrønd. Omkostninger forbundet med brøndboring og -komplettering er medtaget i beregningerne.
5. Vindmøller kan ikke levere tilstrækkelig opetid uden komplekse backup løsninger (gasturbiner, brintlager, batterier)
En isoleret havvindpark uden lagerløsning kan ikke levere påkrævet opetid (ca. 95 pct.) trods massiv overdimensionering. Batterilagre er tunge og lager svarende til et døgnns energibehov for de fire platformkomplekser kræver opførsel af en ny, større platform.
El kan lagres som brint og senere konverteres tilbage til el. Brintløsningen involverer dog

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

signifikant konverteringstab (el → brint → el) og PtX teknologi, der ikke endnu er veludviklet til brug offshore og til den nødvendige skala.

Gasturbiner er ikke designet efter at kunne drives med gentagne start og stop, som ville være tilfældet i et scenarie med havvindmøller med gasturbine backup. Varierende drift af gasturbiner i respons til elproduktion medfører øget vedligeholdelsesomkostninger, lavere energieffektivitet og behov for strømregulering. I analysen er dette forsøgt imødegået ved at antage, at gasturbiner drives med en jævn, lav grundlast, som kan opreguleres i vindstille perioder.

6. Vægt- og pladsbehov for eltekniske anlæg kan nødvendiggøre opførelse af ny(e) platform(e)/substation(er) afhængig af omfanget af elektrificering
Eksisterende platforme er plads- og vægtmæssigt optimeret, hvilket efterlader begrænset mulighed for at installere nyt, tungt og pladskrævende elteknisk udstyr. Disse restriktioner er der taget højde for i den økonomiske effektanalyse.

7. Afstand til land (> 200 km fra Danmark) uden andre eksisterende/potentielle danske elforbrugere i nærheden
Nødvendige eltekniske anlæg ved eltransmission over længere afstande fra platformene til eksisterende/planlagt elnet er indarbejdet i elforsyningsscenarierne.

4 Kortlægning af elforsyningsscenarier

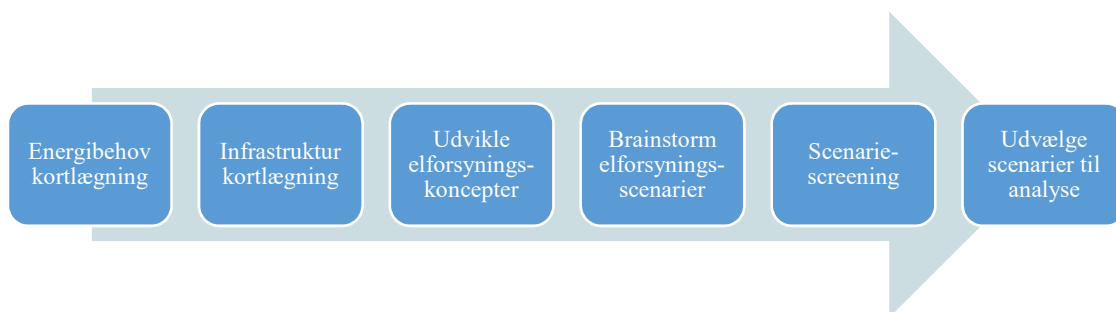
Afsnittet beskriver indledningsvis samspillet mellem ekstern elforsyning og elektrificering af platformene. Dernæst beskrives processen for at opstille og udvælge elforsyningsscenarier. Udvalgsgrundlaget fremgår af en opsummeringstabel, der viser individuelle scenariers styrker og svagheder. Uddybning af nærmere analyserede og fravalgte scenarier fremgår af appendiks D.

4.1 Kobling mellem elforsyning og elektrificeringsgrader

Elforsyningsscenarier beskriver metoder, hvorpå olie- og gasplatforme i den danske del af Nordsøen kan forsynes med el fra en ekstern elforsyningskilde. Elforsyningen skal som udgangspunkt levere en høj, stabil opetid (ca. 95 pct.) for at understøtte kommerciel kulbrinteproduktion, men en delvis elektrificering kan realiseres med en lavere opetid af elforsyningen i kombination med gasturbiner som backup. Elforsynings sikkerheden vil fremadrettet blive udfordret af den planlagte omlægning til øget elforsyning baseret på vedvarende energikilder [5]. Dette mål, navnlig efter 2030, forventes at føre til en forøgelse i antallet af årlige afbrudsminutter, medmindre der iværksættes kompenserende tiltag. I 2035 forventes antallet af årlige afbrudsminutter i Vestdanmark at ligge omkring 16 minutter, baseret på Energistyrelsens såkaldte grundberegning. Tilslutning af op til 200 MW effektaftag i DK1 (Vestdanmark) vil i 2035 øge dette til omkring 24 minutter, dvs. en tydelig men ikke i sig selv afgørende indvirkning på elforsynings sikkerheden.

4.2 Metodik

Processen bag udvælgelsen af elforsyningsscenarier til yderligere analyse er skitseret i Figur 14.



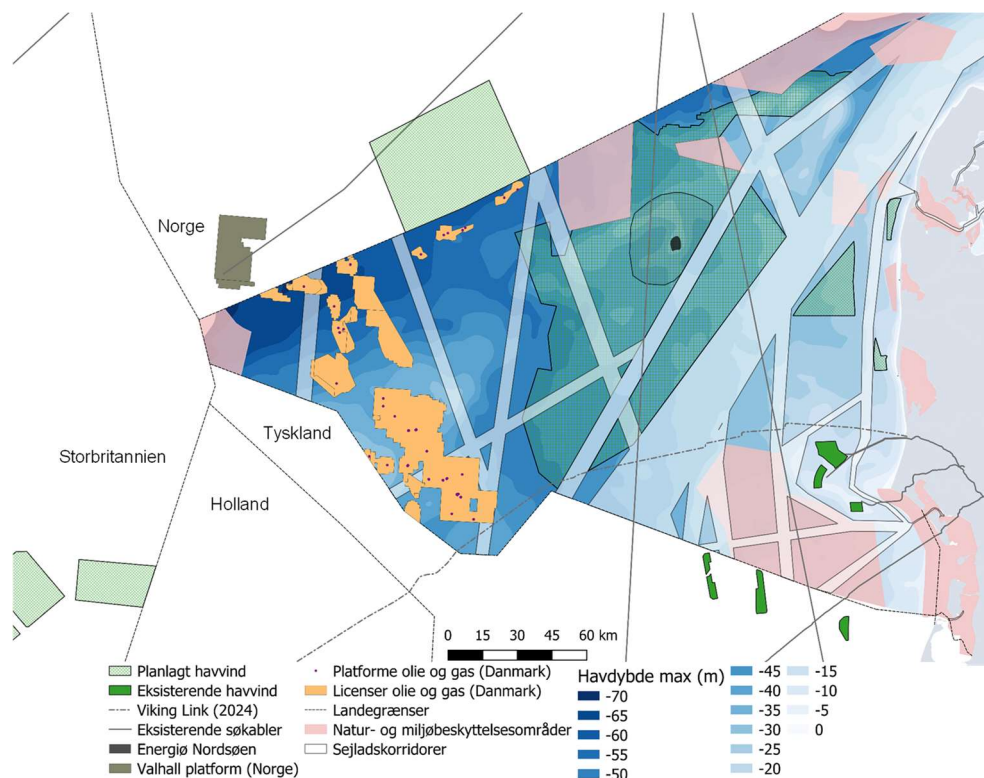
Figur 14: Beslutningsprocessen for analyse og udvælgelse af elforsyningsscenarier.

Indledningsvis blev energibehovet ved elektrificering afdækket i tæt samarbejde med branchen. Efterfølgende blev eksisterende og planlagt infrastruktur i den del af Nordsøen, som er interessant

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

for elektrificering af danske olie- og gasplatforme, kortlagt. Figur 15 viser placeringen af havvindmølleparker, søkabler, sejlruiter, olie- og gasplatforme, naturområder, m.m., der har indgået i udviklingen af elforsyningsscenarier.

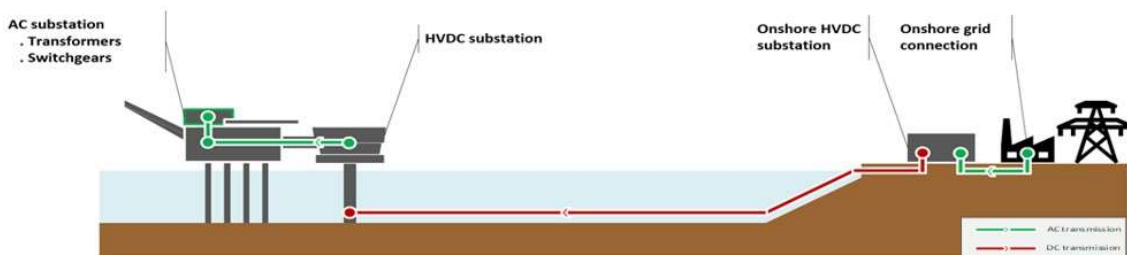
Eksisterende og planlagt elforsyningsinfrastruktur (søkabler og havvindmølleparker) er ikke medtaget i de økonomiske beregninger, mens nye (ikke-planlagte) 1 GW havvindmølleparker i scenarie B1 og B3 er medtaget i de økonomiske beregninger.



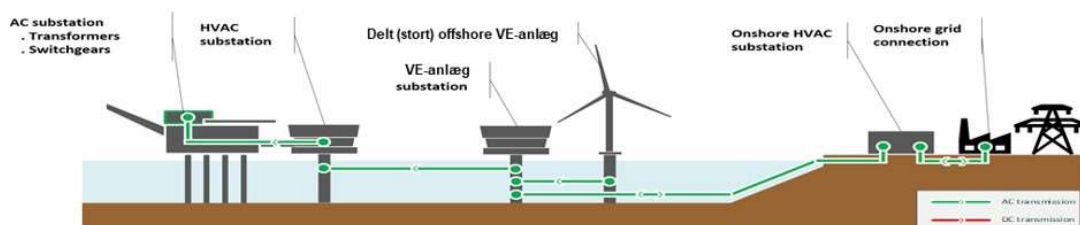
Figur 15: Infrastruktur i Nordsøen med havvind (drift = mørkegrøn, planlagt = lysegrøn), screenet Energiø område (sort) beliggende i et større grønt område screenet til 10 GW vedvarende energi, olie- og gaslicenser og felter (orange og lilla i Danmark, mørkegrå i Norge kaldet Valhall), natur og miljøbeskyttelsesområder jf. havplanen (lyserød), havdybder (blå), sejlskorridorer (hvid), eltransmissionskabler (drift = grå fuldt optrukket, under opførelse = stiplede).

Tre overordnede koncepter (A, B og C) blev derefter opstillet. Koncepterne var henholdsvis el fra elnet (A), el fra offshore VE koblet til elnet (B), og el fra offshore VE uden kobling til elnet (C). Koncepterne fremgår af Figur 16. Havvindparker (offshore VE) i koncept B scenarievarianter antages af ejes og drives af et tredjepartselskab (havvindudvikler).

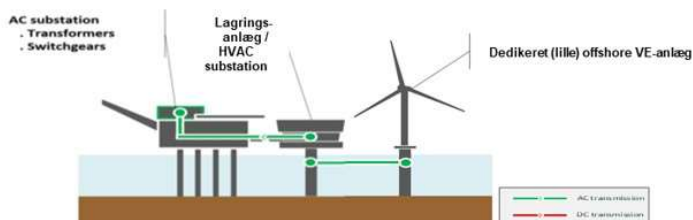
Koncept A: El fra elnet



Koncept B: El fra offshore VE koblet til elnet



Koncept C: El fra offshore VE uden kobling til elnet



Figur 16: Skitser af konceptkategorierne A, B og C anvendt i opstilling af elforsyningsscenarier.

Efterfølgende blev en række konkrete elforsyningsscenarier udviklet under hvert af de tre koncepter. Et enkelt hybridscenarie blev desuden udviklet som en kombination af koncepterne B og C. Scenarierne blev dernæst screenet og vurderet på baggrund af deres umiddelbare individuelle styrker og svagheder, hvorefter et mindre antal scenarier blev udvalgt til mere detaljerede tekniske, økonomiske og juridiske analyser.

4.3 Udvalgelse af elforsyningsscenarier

Tabel 8 opsummerer styrker og svagheder ved de udviklede scenarier. Scenarier udvalgt til yderligere analyse er markeret med grøn, mens fravalgte scenarier er markeret med rød. Appendiks D giver en uddybende beskrivelse af nærmere analyserede og fravalgte scenarier.

Tabel 8: Opsummeringstabel af scenariers styrker, svagheder og samlet vurdering. Rød markerer fravalgte, og grøn nærmere analyserede scenarier, hvor deres realiserbarhed vurderes.

Scenarie	Styrker	Svagheder	Vurdering
A1 El via Viking Link	Høj elforsyningsikkerhed. Ny stor substation (525 kV omformere mellem jævnstrøm og vekselstrøm) ifm. kobling til platforme kan kickstarte et fælles EU ledningsnet i Nordsøen. Relativ kort etableringsfase. Kort afstand til olie- og gasplatformene.	Meget dyr pga. påkrævet 525 kV omformere for at koble til Viking Link. Kompensation af TSO'er (DK+GB) særligt ved ønske om kapacitetsreservation, som reducerer flaskehalsindtægter (salg af el fra lavpris til højprisområde). Teknisk kompliceret med uafprøvet elinfrastrukturteknologi.	Andre koncept A scenarier med høj elforsyningsikkerhed, simple teknologi og lavere pris eksisterer. A1 fravælges.
A2 El via dedikeret kabel fra Danmark	Høj elforsyningsikkerhed. Relativ kort etableringstid og mulighed for at anlægge kabel tæt på eksisterende Viking Link. Simpel løsning med velkendt elinfrastrukturteknologi.	Dyre omformerstationer til havs og lands. Potentielt begrænset nytteværdi af søkabel efter kulbrintestop senest 2050 afhængig af spændingsniveau og ejerskabsmodel.	Relativ simpelt og hurtigt. Høj elforsyningsikkerhed etableret med velkendt teknologi opvejer ulemperne udgjort af dyre omformerstationer og potentielt begrænset nytteværdi af kabel. A2 er analyseret nærmere.
A3 El via kabel til Horns Rev vindfarm	Høj elforsyningsikkerhed. Relativ kort etableringstid. Simpel løsning med velkendt elinfrastrukturteknologi.	Indbefatter dyre omformerstationer til havs. Potentielt begrænset nytteværdi af søkabel efter kulbrintestop senest 2050 afhængig af spændingsniveau og ejerskabsmodel.	Omformere til havs ved Horns Rev er associeret med højere drifts- og anlægsomkostninger ift. tilsvarende omformere på land (scenarie A2). Selvom A3 har kortere jævnstrømskabeltræk end A2, da antages det ikke at opveje udgifter til omformeranlæg (inkl. ny platform) ved Horns Rev.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

			A3 fravælges til fordel for A2.
A4 El via kabel til Energiø	Høj elforsyningssikkerhed. Kort afstand til Energiø Nordsø muliggør relativt billigere vekselstrømsløsning. Simpel løsning med velkendt elinfrastrukturteknologi.	Sen driftsstart (2033) pga. kobling til Energiøen reducerer CO ₂ -reduktionspotentialet og investeringshorisonten. Potentielt begrænset nytteværdi af søkabel efter kulbrintestop senest 2050. Kapacitetsallokering på udlandsforbindelseskabler mellem Energiø og land er en forudsætning for elektrificering af platformene men ventes at være dyr. En beslutning om tilkobling til Energiøen indebærer potentielt en risiko for at forsinke tidsplanen for Energiøen, da tilkobling hertil kan nødvendiggøre ændring af udbudsmaterialet, påvirke økonomien og design af elektrisk topologi på Energiøen.	Lave udgifter pga. vekselstrømsafstand til Energiø. Tilslutning af platforme kan øge rentabilitet af Energiøen. Driftsstart i 2033 mindsker markant CO ₂ -reduktionspotentialet og afskrivningsperioden af investeringen. A4 vurderes mere attraktivt end A1. A4 er analyseret nærmere.
A5 El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)	Pendant til A4 EØ løsning ift. kabeltræk men relativ hurtig etablering i 2030. Havvindudviklere med bud på Sørlige Nordsjø II ønsker at tilkoble forbrugere og levere en stabil elforsyning ved fx at forbinde til fastlandet.	Konkurrerende forbrugere (norske platforme i nærheden og fastlandet) kan øge pris på el fra Sørlige Nordsjø II. Uvished om stabil elforsyning til danske platforme pga. uklarhed om ejerskabsstruktur blandt private aktører og TSO'er (DK+NO) for søkabler m.m.	A5 forventes at være driftsklar i 2030, hvilket er tre år tidligere end A4. Fra kommercielle budgivere (havvindudviklere) på Sørlige Nordsjø II er der stor interesse for at tilkoble offshore forbrugere inkl. danske platforme. Realisering forudsætter en stabil, høj elforsyning, som skal afklares. A5 er analyseret nærmere.
B1	Høj elforsyningssikkerhed.	Lang jævnstrømsafstand til Danmark nødvendiggør dyre omformerstationer og jævnstrømskabel til land.	Relativt dyr havvindpark (ift. mere kystnære alternativer) kræver lovændring.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>El fra havvindmøllepark i olie/gas område med kabel til Danmark</p>	<p>Udbygning af havvind kan indgå i et fremtidigt fælles EU ledningsnet.</p> <p>Velkendt elinfrastrukturteknologi.</p> <p>Placering af vindpark på vandybder under 50 meter muliggør kommercielle havvindmøller.</p>	<p>Placering nær platformene nødvendiggør lovændring og myndighedsgodkendelse for at tillade vedvarende energianlæg her.</p> <p>Placering langt fra land øger udgifter til anlæg og drift af havvindparken ift. mere kystnære havvindparker.</p>	<p>Driftsstart for 1 GW vindpark kan potentielt være før 2033, hvilket giver B1 en fordel ift. B3.</p> <p>B1 er analyseret nærmere.</p>
<p>B2 El fra havvindfarm i 10 GW område med kabel til Danmark</p>	<p>Høj elforsyningssikkerhed.</p> <p>Velkendt elinfrastrukturteknologi.</p> <p>Udbygning af havvind kan indgå i et fremtidigt fælles EU ledningsnet.</p> <p>Lokation i udpeget VE område jf. Havplan reducerer myndighedsgodkendelsesprocessen.</p>	<p>Placeringen i den sydlige del af VE området overlapper delvist med et område, der er tiltænkt fase tre udbygning af Energiø Nordsø nogle år efter 2033, hvorfor brug af området kan udgøre en interessekonflikt.</p> <p>Lokationen af havvindparken er langt fra platformene.</p> <p>Scenariet indebærer en ekstra offshore substation nær platformene ift. B1.</p>	<p>Placering i VE område reducerer godkendelsesprocessen for B2 ift. B1.</p> <p>Omvendt indbefatter B2 ift. B1 en ekstra substation, kortere jævnstrømskabler og længere vekselstrømskabel og derved behov for reaktiv kompensation.</p> <p>Med antagelse om, at tilladelse til opsætning nær platformene i B1 kan ske hurtigt, og B2 er dyrere end B1, da fravælges B2.</p>
<p>B3 El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø</p>	<p>Høj elforsyningssikkerhed</p> <p>Velkendt elinfrastrukturteknologi.</p> <p>Udbygning af havvind kan indgå i et fremtidigt fælles EU ledningsnet.</p> <p>Lokation i udpeget VE område jf. Havplan reducerer myndighedsgodkendelsesprocessen.</p> <p>Vekselstrømsafstand til Energiø.</p>	<p>Sen driftsstart (2033) pga. kobling til Energiøen reducerer CO₂-reduktionspotentialet og investeringshorisonten.</p> <p>Kapacitetsallokering på forbindelseskabler fra Energiøen kan være dyrt afhængigt af elpriserne i de tilknyttede budzoner.</p> <p>En beslutning om tilkobling til Energiøen indebærer potentielt en risiko for at forsinke tidsplanen for Energiøen, da tilkobling hertil kan nødvendiggøre ændring af udbudsmaterialet, påvirke økonomien og design af elektrisk topologi på Energiøen.</p>	<p>Kobling til Energiø kan bidrage med kapacitet til Energiøen og reducere udledningerne fra platformene. Kobling til Energiø er påkrævet for at afsætte overskudsstrøm ift. platformenes effektbehov samt sikre stabil elforsyning til platformene. Sen driftsstart reducerer CO₂-gevinsten og tilbagebetalingstiden.</p> <p>B3 er analyseret nærmere.</p>

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>C1</p> <p>El fra få havvindmøller i olie/gas område med gasturbine backup</p>	<p>Relativ kort etableringstid medfører hurtige CO₂-reduktioner.</p> <p>Lave anlægsudgifter kombineret med simpel og velkendt elinfrastrukturteknologi er fordelene ved scenariet.</p>	<p>Begrænset nytteværdi af elinfrastruktur efter kulbrintestop.</p> <p>Lav elforsyningsikkerhed pga. varierende elproduktion fra vindmøller nødvendiggør gasturbine backup løsning på vindstille tidspunkter.</p> <p>Udfordrende styring af gasturbiner (strømregulering) ift. start/stop af gasturbiner, som dertil medfører øget behov for vedligehold.</p> <p>Mindre skala medfører begrænset CO₂-reduktionspotentialer.</p> <p>Kræver tilladelse til havvindmøller i olie-/gasområde men pga. lille skala antages det at være mindre tidskrævende ift. fx 1 GW havvindpark.</p>	<p>Tidligt realiserede CO₂-reduktion for antagelig begrænset udgift sammenlignet med andre scenarier skal ses i lyset af begrænset forsyningssikkerhed med krav til gasturbine backup og effektivt samspil mellem gasturbiner og vindmølleproduktion samt kun delvis elektrificering.</p> <p>C1 er analyseret nærmere.</p>
<p>C2</p> <p>El fra havvindfarm med PtH₂ og brintlager</p>	<p>Større årlige CO₂-reduktioner ift. C1 pga. backup løsning med brint gør, at gasturbiner ideelt kan stoppes fuldstændig.</p>	<p>Teknisk kompliceret med uafprøvet teknologier offshore:</p> <ul style="list-style-type: none"> - PtH₂ teknologi (elektrolyse: el → brint) - Brændselsceller (brint → el) - Brintlager <p>Kræver tilladelser til lagring og intern transport af H₂ samt en større skala vindpark ift. C1 i olie/gas område, hvilket kan udskyde driftsstarten.</p> <p>Minimum 100 pct. overkapacitet af vindpark ift. effektbehov for at opnå høj forsyningssikkerhed pga. konverteringstab ved el → brint → el.</p>	<p>Sammenlignet med C1 giver C2 højere elforsyningsikkerhed og kan levere flere CO₂-reduktioner.</p> <p>Dog indeholder C2 minimum 100 pct. overkapacitet af vindpark ift. effektbehov, offshore umodne teknologier, samt en række myndighedsgodkendelser til havvindpark i olie-/gasområde, lagring af brint i fx undergrunden m.m.</p> <p>C2 betragtes som et udviklingsscenarie af C1.</p> <p>C2 fravælges.</p>

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>C3</p> <p>El fra havvindfarm med PtH₂ og brintlager samt H₂-eksport til Danmark</p>	<p>Samme styrker som C2.</p> <p>Produktion og eksport af brint via eksisterende kulbrinterør medfører nytteværdi at tilbygninger efter kulbrintestop i 2050.</p>	<p>Udover samme svagheder som i C2 tilføjer C3 yderligere kompleksitet ift. brinteksport i fx eksisterende kulbrinterør, som kræver tilladelser.</p> <p>Iblanding af brint i kulbrinterør er i en indledende fase og sikkerhedsaspekter skal afklares før større mængder brint kan transporteres med eksisterende kulbrinterør.</p>	<p>C3 indeholder et brinteksporthypotetisk potentiale i modsætning til C1 og C2. Potentialet afhænger dog af mængden af brint, som kan transporteres i eksisterende rørledninger, hvilket er et betydeligt risikoelement ved scenariet.</p> <p>Analogt til C2 vurderes C3 til at være et udviklingsscenario af C1.</p> <p>C3 fravælges.</p>
<p>CB4</p> <p>El fra få havvindmøller nær olie/gas område efterfulgt af kabel til Energiø</p>	<p>Kombination af styrker præsenteret i C1 og B3 herunder tidlige (små) CO₂-reduktioner med mulighed for markant stigning i de årlige CO₂-reduktioner efter kobling til Energiøen i 2033.</p> <p>Svagheder fra C1 som gasturbine backup og fra B3 som sene CO₂-reduktioner afhjælpes delvist med kobling til Energiø i 2033 (gasturbine backup) og tidlige havvindmøller (sene CO₂-reduktioner).</p>	<p>CB4 kræver tilladelse til at opføre dedikerede havvindmøller nær platforme samt allokering af kapacitet på forbindelseskabler forbundet til Energiøen.</p> <p>Placering af havvindpark mellem olie-/gasområde og Energiø muliggør senere vekselstrømstilslutning til Energiøen men fordyrer samtidig tidlige CO₂-reduktioner ift. C1.</p> <p>Kobling til Energiø i 2033 udskyder større årlige CO₂-reduktioner.</p> <p>En beslutning om tilkobling til Energiøen indebærer potentielt en risiko for at forsinke tidsplanen for Energiøen, da tilkobling hertil kan nødvendiggøre ændring af udbudsmaterialet, påvirke økonomien og design af elektrisk topologi på Energiøen.</p>	<p>CB4 drager fordel af tidlige CO₂-reduktioner (C1) og mulighed for større reduktionspotentialer på lang sigt med kobling til Energiøen, hvilket potentielt kan reducere den samlede pris for CO₂-reduktioner ift. B3.</p> <p>Omvendt kan placering af dedikerede havvindmøller mellem platformene og Energiø samt kapacitetsallokering på forbindelseskabler øge omkostningerne.</p> <p>CB4 er analyseret nærmere.</p>

DK = Danmark, GB = Storbritannien, PtH₂ = power til brint. TSO = transmissionssystemoperatør.

5 Vurdering af juridiske og regulatoriske rammer og barrierer

Der er foretaget en indledende beskrivelse og vurdering af de juridiske og regulatoriske rammer samt eventuelle barrierer for elektrificeringsprojekter på platformene i Nordsøen og gennemført en indledende analyse af udvalgte elektrificeringsscenarier. Analyserne gennemgår juridiske muligheder efter VE-, el- og undergrundslovgivning m.v., godkendelser, tilladelser og barrierer ift. arealanvendelse, elproduktion og –forbrug, ejerskab af elinfrastruktur, statsstøtteregele m.m. Der udestår fortsat en nærmere vurdering af de konkrete scenarier på flere områder, herunder skal det nærmere afdækkes, hvilke yderligere vurderinger og processer, der er nødvendige, hvis et konkret scenarie skal kunne realiseres. Opsamling af de umiddelbare vurderingerne med behov for yderligere undersøgelser i de konkrete projekter fremgår af Tabel 9.

De forventede tilladelser og godkendelser forudsætter i alle scenarierne, at det skal vurderes nærmere, hvorledes miljøprocesserne skal gennemføres, herunder eventuel strategisk miljøvurdering og eventuel Espoo-proces, samt om der er behov for ændringer eller tillæg til Havplanen, og hvilken påvirkning dette kan have på den samlede tidslinje for de konkrete elektrificeringsprojekter. Det skal desuden undersøges nærmere, om der er behov for en godkendelse efter statsstøtteregele og i hvilken udstrækning kompensationsaftalen (fra Nordsøaftalen 2003 [6]) potentielt kunne finde anvendelse.

I enkelte af scenarierne skal det desuden nærmere vurderes, i hvilket omfang der skal ændres i lovgivning for at muliggøre realiseringen af scenariet. Dette kan i givet fald eventuelt forlænge tidslinjen for den mulige realisering af et scenarie.

Appendiks E uddyber de regulatoriske og juridiske rammer og vurderinger fremlagt i Tabel 9.

Tabel 9: Opsummeret juridiske og regulatoriske vurderinger af elforsynings- og elektrificerings-scenarier. Forskellige umiddelbare løsningsmodeller og henvisning til relevant lovgivning fremgår af "Ejerskab og omkostninger" samt "Tilladelser og godkendelser". Barrierer beskriver situationer, hvor lovændring eller ændring af politisk forlig er påkrævet, hvor der er behov for yderligere vurderinger, samt hvor godkendelsesprocesser vil kunne forlænge tidsperioden for realiseringen af et projekt.

Scenarier	Sikkerhed for elforsyning	Ejerskab og omkostninger	Tilladelser og godkendelser	Barrierer
A2 El via dedikeret kabel fra Danmark	Forbindelse til transmissionsnettet giver høj elforsynings-sikkerhed	Anlægsomkostninger ved tilslutning: Branchen Drift og vedligehold: Tariffer	Tilslutning til det kollektive elforsyningsnet reguleres med Nettetilslutningsbekendtgørelsen og Vindmøllebekendtgørelsen.	Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

		<p>Nettilslutningsforbindelse</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Branchen eller Energinet <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Energinet 	<p>Nettilslutningsforbindelse</p> <ul style="list-style-type: none"> Elforsyningsloven § 22 a <p>Transmissionsnet (elkabler og substationer)</p> <ul style="list-style-type: none"> Lov om Energinet § 4 + § 4 a <p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p> <p>Dette scenarie berører ikke regulatoriske forhold vedr. havvind.</p>	<p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p>
A4 El via kabel til Energiø	<p>70 pct. af den effektkapacitet på udlandsforbindelser (sø-kabler fra Energiøen) skal være til rådighed for markedet.</p> <p>Branchen kan derfor mod betaling opnå høj elforsynings-sikkerhed.</p>	<p>Direkte omkostninger ved nettilslutning: Branchen</p> <p>Drift og vedligehold: Branchen</p>	<p>Nettilslutningsforbindelse</p> <ul style="list-style-type: none"> Elforsyningsloven § 22 a <p>Transmissionsnet (elkabler og substationer)</p> <ul style="list-style-type: none"> Lov om Energinet §4 + § 4a 	<p>Behov for vurdering af betydning for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen, herunder regulering af flaskehalsindtægter og krav om 70 pct. markedstilgængelighed på kapacitet på udlandsforbindelser.</p> <p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor, samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p>

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

		<p>Nettilslutningsforbindelse</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Branchen eller Energinet <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Energinet 	<p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p> <p>Dette scenarie berører ikke regulatoriske forhold vedr. havvind.</p>	<p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p>
A5 El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)	Høj elforsynings sikkerhed pga. mindst en radial forbindelse til land og ønske fra kommercielle aktører om at levere høj forsynings sikkerhed til kunder	Tilslutningsregler for scenariet kræver yderligere vurderinger	<p>Infrastruktur:</p> <ul style="list-style-type: none"> Kontinentalsokkel-loven § 4 godkendelse <p>Om- og tilbygninger (platforme, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres, herunder Espoo proces.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p> <p>Dette scenarie berører ikke regulatoriske forhold vedr. havvind.</p>	<p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p> <p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p> <p>Tilladelser skal koordineres med de norske myndigheder, da der er tale om et grænseoverskridende projekt.</p>

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>B1</p> <p>El fra havvindmøllepark i olie/gasområde med kabel til Danmark</p>		<p>Anlægsomkostninger ved tilslutning:</p> <p>Branchen og havvindudvikler</p> <p>Drift og vedligehold: Generelle tariffer eller havvindudvikler og branchen jf. Thor vindpark</p> <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Energinet 	<p>Havvindmøllepark VE-loven §§ 22-29:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evt. udbudsproces og Energinets forbedrende arbejde Forundersøgelsestilladelse Godkendelse af forundersøgelserapport (miljøkonsekvensrapport) Etableringstilladelse Elproduktionstilladelse <p>Transmissionsnet (elkabler og substationer)</p> <ul style="list-style-type: none"> Lov om Energinet §4 + § 4a <p>Tilslutning til det kollektive elforsyningsnet reguleres med Nettilslutningsbekendtgørelsen og Vindmøllebekendtgørelsen</p> <p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres, herunder Espoo proces.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p>	<p>Ophævelse af statslig reservation + justering/udvidelse af åben dør-ordning eller statslig udbud er forudsætning for 1 GW park i Nordsøen 1 området [7].</p> <p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p> <p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p>
---	--	---	--	--

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>B3</p> <p>El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energio</p>	<p>70 pct. af den effektkapacitet på udlandsforbindelser (seekabler fra Energiøen) skal være til rådighed for markedet.</p> <p>Branchen kan derfor mod betaling opnå høj elforsynings-sikkerhed.</p>	<p>Anlægsomkostninger ved tilslutning:</p> <p>Branchen og havvindudvikler</p> <p>Drift og vedligehold: Tariffer eller havvindudvikler og branchen jf. Thor vindpark</p> <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejer og operatør: Energinet 	<p>Havvindmøllepark VE-loven §§ 22-29:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evt. udbudsproces og Energinets forbedrende arbejde Forundersøgelsestilladelse Godkendelse af forundersøgelserapport (miljøkonsekvensrapport) Etableringstilladelse Elproduktionstilladelse <p>Transmissionsnet (elkabler og substationer)</p> <ul style="list-style-type: none"> Lov om Energinet §4 + § 4a <p>Tilslutning til det kollektive elforsyningsnet reguleres med Nettilslutningsbekendtgørelsen og Vindmøllebekendtgørelsen.</p> <p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres, herunder Espoo proces.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p>	<p>Behov for vurdering af betydning for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen, herunder regulering af flaskehalsindtægter og krav om 70 pct. markedstilgængelighed på kapacitet på udlandsforbindelser.</p> <p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p> <p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p>
---	--	---	---	---

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

<p>C1</p> <p>El fra få havvindmøller i olie/gas-område med gasturbine backup</p>	<p>Få havvindmøller medfører i sig selv lav elforsynings-sikkerhed</p>	<p>Anlæg, drift og vedligehold:</p> <p>Branchen</p>	<p>Havvindmøllepark VE-loven §§ 22-29:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evt. udbudsproces og Energinets forbedrende arbejde • Forundersøgelsestilladelse • Godkendelse af forundersøgelsesrapport (miljøkonsekvensrapport) • Etableringstilladelse • Elproduktionstilladelse <p>Infrastruktur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kontinentalsokkel-loven § 4 godkendelse <p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p>	<p>Ophævelse af statslig reservation + justering/udvidelse af åben dør-ordning eller statslig udbud er forudsætning for havvindmøller i Nordsøen 1 området [7].</p> <p>Direkte linjer (fx isoleret producent til isoleret forbruger) kræver afslag på adgang til nettet og tilladelse efter § 23 i Elforsyningsloven. Der pågår et analysearbejde til belysning af mulighederne for at tillade etablering af direkte linjer også i situationer, hvor der ikke er givet afslag på adgang til nettet.</p> <p>”Ø-drift” (selvstændig produktion og forbrug) er ny ikke-officiel konstellation uden fortilfælde. Kræver helt ny lovgivning.</p> <p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller tillæg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p> <p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p> <p>Anlæggelse af VE-anlæg inden for eneretstilladelse i olie-gas-området kan kun foregå ved frivilligt tilsagn fra rettighedshaverne.</p>
<p>CB4</p> <p>El fra få havvindmøller nær olie/gas-område efterfulgt af kabel til Energiø.</p>	<p>Før 2033:</p> <p>Lav forsynings-sikkerhed fra havvindmøller</p>	<p>Anlægsomkostninger ved nettilslutning: Branchen</p> <p>Drift og vedligehold: Tariffer eller branchen</p> <p>Nettilslutningsforbindelse</p>	<p>Havvindmøllepark VE-loven §§ 22-29:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evt. udbudsproces og Energinets forbedrende arbejde • Forundersøgelsestilladelse • Godkendelse af forundersøgelsesrapport (miljøkonsekvensrapport) • Etableringstilladelse 	<p>Ophævelse af statslig reservation + udvidelse af åben dør-ordning eller statslig udbud er forudsætning for havvindmøller i Nordsøen 1 området [7].</p> <p>Barrierer om direkte linjer beskrevet under C1 er også gældende her.</p>

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

	<p>Efter 2033: 70 pct. af den effektkapacitet på udlandsforbindelser (sø-kabler fra Energiøen) skal være til rådighed for markedet.</p> <p>Branchen kan derfor mod betaling opnå høj elforsynings-sikkerhed.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejer og operatør: Branchen eller Energinet <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ejer og operatør: Energinet 	<ul style="list-style-type: none"> • Elproduktionstilladelse <p>Infrastruktur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kontinentalsokkel-loven § 4 godkendelse <p>Tilslutning til det kollektive elforsyningsnet reguleres med Nettilslutningsbekendtgørelsen og Vindmøllebekendtgørelsen</p> <p>Nettilslutningsforbindelse</p> <ul style="list-style-type: none"> • Elforsyningsloven § 22 a <p>Transmissionsnet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lov om Energinet §4 + § 4a <p>Om- og tilbygninger (platforme, reinjektionsbrønd, elkabler mellem olie-gas-platforme og substationer, evt. også substation)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Undergrundsloven § 10 <p>Miljøvurderinger foretages og –processer herfor gennemføres.</p> <p>Projektet bør vurderes ift. Havplan.</p>	<p>Behov for vurdering af betydning for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen, herunder regulering af flaskehalsindtægter og krav om 70 pct. markedstilgængelighed på kapacitet på udlandsforbindelser.</p> <p>Miljøprocesser, herunder Espoo-proces og eventuel strategisk miljøvurdering forud herfor samt om der skal ske ændringer eller til-læg til Havplanen skal vurderes nærmere.</p> <p>Det skal undersøges, om der er behov for en godkendelse efter statsstøttereglerne.</p>
--	--	--	--	--

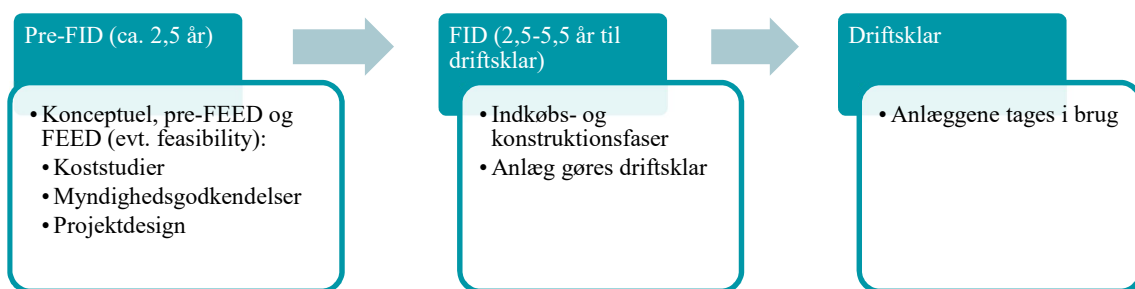
6 Økonomisk effektanalyse

I dette kapitel redegøres kort for tidsplanerne forbundet med elektrificeringsarbejdet, inden nøglemetrikkerne nettonutidsværdi, CO₂-skyggepris, statslige provenueffekter og afkastgrad i henhold til samfunds- og selskabsøkonomi introduceres. Introduktionen danner basis for en gennemgang af økonomiske resultater for udvalgte elektrificeringsscenarier og tilknyttede elektrificeringsgrader, som betegnes scenarievarianter. Eksisterende og planlagte elforsyningsinfrastruktur (søkabler og havvindmølleparker) er ikke medtaget i de økonomiske beregninger, men beregningerne omfatter pengestrømme relateret til 1 GW havvindmøllepark for B1 og B3 scenarierne.

Appendiks F uddyber de beregningsmæssige metoder, forudsætninger og datagrundlag anvendt til at beregne samfunds- og selskabsøkonomiske effekter inklusiv provenueffekter.

6.1 Tidslinjer for elektrificeringsarbejde

Tidslinjen for om- og tilbygning på platformene samt ny elinfrastruktur (ekskl. havvindmøller) er baseret på DUC's seneste elektrificeringsstudier og lange erfaring med offshore projekter. Figur 17 viser en tidslinje, der indeholder to faser før driftsstart herunder forundersøgelserfasen kaldet for endelig investeringsbeslutning (eng: pre-FID) og eksekveringsfasen efter FID. I pre-FID fasen indgår konceptuel, før frontend ingeniør design forkortet pre-FEED (eng: front-end engineering design) og FEED studier, som inkluderer myndighedsgodkendelser (fx miljø), koststudier, ny regulering/lovgivning m.m. Udarbejdelse af ny regulering og lovgivning kan afhængig af krav og omfang forlænge den angivne pre-FID fasen i Figur 17. Med en optimistisk og tidligst startdato for pre-FID fasen i første halvdel af 2022 er FID i 2024. Startåret for alle beregningerne er derfor 2024. FID datoen udskydes for scenarier med "påtvungen" senere driftsstart fx ved forbindelse til Energiøen.

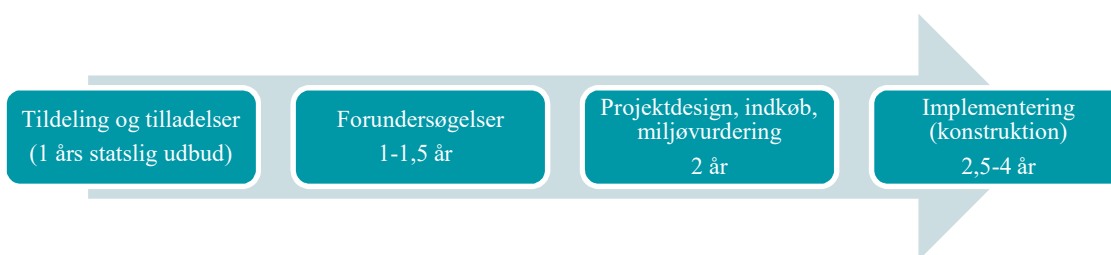


Figur 17: Tidsplan for scenarierne startende med forundersøgelser og tilladelsesindhentning (pre-FID) efterfulgt af investeringsbeslutning (FID), der igangsætter indkøbs- og anlægsarbejdet og resulterer i driftsstart efter 2,5-5,5 år afhængig af elektrificeringsomfanget. Potentielt behov for ny lovgivning og regulering ifm. elektrificeringsarbejdet udgør en tidsmæssig risiko.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Efter FID følger en eksekveringsfase (indkøb og konstruktion), der skønnes at tage 3,5 år for søkabler, substationer samt om- og tilbygning på platformene under elektrificeringsgrad 1 og 2, mens større om- og tilbygning på platformene (elektrificeringsgrad 3) skønnes at vare 5,5 år. C1 indebærer markant mindre elektrificeringsarbejde og har derfor en eksekveringsfase på 2,5 år. Grundlaget for tidsperspektiverne uddybes i appendiks F.

Tidsperspektivet for en kystfjern (>100 km) 1 GW havvindmøllepark er antaget at være ni år fra politisk beslutning til driftsstart baseret på Figur 18, der viser en optimal tidslinje på 6,5-8,5 år for en kystnær 1 GW havvindmøllepark baseret på større, kystnære danske havvindmølleparker. Potentielt behov for ny lovgivning og regulering ifm. elektrificeringsscenarioer er ikke medtaget i tidslinjen og udgør en betydelig tidsforlængende risiko særligt med tanke på kystfjerne havvindmølleparker.



Figur 18: Tidsplan for en kystnær 1 GW havvindmøllepark baseret på Kriegers Flak, Hesselø og Thor havvindparker. Ny lovgivning og regulering er ikke taget i betragtning i tidsplanen.

6.2 Nøglemetrikker

Samfunds- og selskabsøkonomiske beregninger er forbundet med en række nøglemetrikker, hvoraf nettonutidsværdi (NNV), CO₂-skyggepris (samfund), omkostning per reduceret ton CO₂ (olie- og gasselskaberne), afkastgrad og statslige provenueffekter, som er anvendt i elektrificeringsanalysens økonomiske effektanalyse til at vurdere scenarievarianterne.

6.2.1 Nettonutidsværdi

NNV angiver summen af et givent tiltags samlede indtægter og udgifter og dermed tiltagets samlede værdi for samfundet eller selskabet. Da samfundet og selskaber vægter umiddelbare effekter højere end fremtidige effekter tilbagediskonteres indtægter og udgifter til basisåret, som i analysen er 2021. Renten anvendt til diskontering (diskonteringsrenten) er lavere i samfundsøkonomiske beregninger ift. selskabsøkonomiske beregninger for at afspejle forskel i påkrævede afkast for investeringen set fra henholdsvis samfundet og selskaberne. Samfundsøkonomisk NNV indtager desuden en *nettoafgiftsfaktor*, der tager højde for, at tiltagets ressourcer kunne være blevet

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

anvendt andetsteds i økonomien og omregner faktorpriser (ekskl. moms, afgifter m.m.) til markedspriser (inkl. moms, afgifter m.m.), og et *skatteforvridningstab*, som relaterer sig til samfundets omkostning ved skattefinansiering af tiltaget. Begge faktorer indgår *ikke* i selskabsøkonomisk NNV. Et tiltag kan betegnes rentabelt, hvis NNV er positiv.

6.2.2 CO₂-skyggepris

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med at opnå et ton CO₂-reduktion ved et givent tiltag kaldes CO₂-skyggeprisen. Ligeledes kan der beregnes de selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂. Analogt til NNV diskonteres årlige CO₂-reduktioner til basisåret 2021 med den relevante diskonteringsrente for samfundet og selskaberne. Forholdet mellem NNV og diskonterede CO₂-reduktioner resulterer i samfundsøkonomiske CO₂-skyggepriser og selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂. CO₂-skyggeprisen kan anvendes til at vurdere, hvilket tiltag, der samfundsøkonomiske er mest omkostningseffektivt. De selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂ angiver olie- og gasselskabernes nettonutidspris forbundet med at reducere et ton CO₂.

6.2.3 Afkastgrad

Afkastgraden udtrykker det samfunds- eller selskabsøkonomiske afkast per investeret krone og beregnes som forholdet mellem NNV og anlægsinvesteringen set fra samfundets eller selskaberne perspektiv. Afkastgraden gør det muligt at sammenligne individuelle tiltags relative effektivitet ved at tage højde for de analyserede tiltags NNV og anlægsinvesteringsniveauer. Afkastgraden angiver, om tiltaget medfører et samfunds- eller selskabsøkonomisk tab (negativ) eller gevinst (positiv) per investeret krone.

6.2.4 Statsligt provenu

Provenuberegninger inddrager ændringer i selskabs- og kulbrinteskatten for olie- og gasselskaberne samt udbytter fra Nordsøfonden, som særligt skal ses som et resultat af øgede afskrivninger på anlægsaktiver, ændringer i produktionen mm. Effekter for andre aktører (fx havvindudvikler) er ikke medtaget. Provenueffekterne er behæftet med stor usikkerhed og vil bl.a. afhænge af den konkrete model for elektrificering samt generelle økonomiske risici som eksempelvis udsving i oliepriser m.m. Provenueffekterne indgår i de selskabsøkonomiske beregninger af selskabernes afgifter og skatter.

6.3 Økonomiske kategorier

Hovedkategorierne i den økonomiske resultatbehandling er følgende:

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

- Brownfield: Om- og tilbygning på platformene inkl. søkabler fra platformene til en distributions-substation, som er inkluderet i brownfield, såfremt selskaberne ejer den.
- Elforsyningsinfrastruktur: Søkabler, substationer og havvindmølleparker, der hovedsageligt ejes af Energinet og/eller havvindudvikler (olie-/gasselskaberne medfinansierer).
- Udskudt/tabt kulbrinteproduktion.
- Mersalg af gas.
- Elkøb og -salg.
- Reducerede CO₂-kvoteomkostninger.

6.4 Resultater af nøglemetrikker – Nettonutidsværdi, afkastgrad, CO₂-skyggepriser, provenueffekter

Beregninger af nøglemetrikker præsenteres og diskuteres i dette afsnit. Analysen arbejder med tre elektrificeringsgrader nummeret 1, 2 og 3. Ved elektrificering svarende til grad 2 er det økonomisk fornuftigt også at inddrage grad 1 for at udnytte elinfrastrukturen ifm. grad 2. Tilsvarende er det økonomisk klogt at inddrage graderne 1 og 2 ved elektrificeringsgrad 3. Som følge heraf er udstyr i grad 1 beskrevet som E1, udstyr i graderne 1 og 2 kaldt E2 og udstyr i alle tre grader betegnet E3. Idet kun dele af udstyret indeholdt i elektrificeringsgrad 1 elektrificeres i C1 scenariet er scenarievarianten navngivet C1-E1*.

Samlet regnes der på 19 scenarievarianter svarende til tre forskellige elektrificeringsgrader under seks forskellige scenarier (A2, A4, A5, B1, B3 og CB4) samt C1 betegnet C1-E1*.

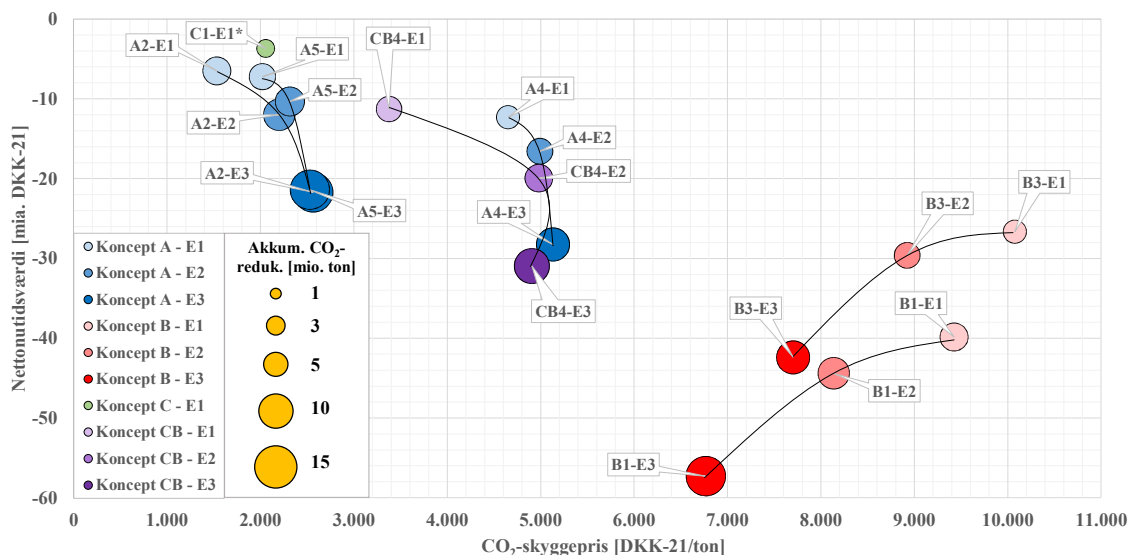
Usikkerhedsspændet på nøglemetrikkerne er -30 pct./+50 pct. grundet analysens tidlige stadie og lave modenhedsgrad. Dertil kan investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægtpacitet på Syd Arne i dag, hvilket kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

6.4.1 Samfundsøkonomi

Figur 19 viser CO₂-skyggeprisen (1. akse), samfundsøkonomisk nettonutidsværdi (2. akse) og akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner (angivet ved cirkelens størrelse) for hver scenarievariant. Alle scenarievarianter medfører negativ NNV på -3,7 til -57,3 mia. DKK-21 og udgør derfor

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

urentable investeringer i et samfundsøkonomisk perspektiv. I takt med øget elektrificeringsgrad (E1 → E2 → E3) inden for det samme scenarie (fx A2) bliver NNV lavere primært pga. højere anlægsudgifter til brownfield og sekundært fra elkøb og udskudt/tabt kulbrinteprøvede. Disse udgifter overstiger de samtidige indtægter fra primært mersalg af gas og reducerede kvoteomkostninger og sekundært brownfield driftsgevinster og i havvindmøllescenarierne (B1, B3, C1 og CB4) elsalg.



Figur 19: Samfundsøkonomisk CO₂-skyggepris, NNV og akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner (2025-2050). E1 henviser til elektrificeringsgrad 1, E2 angiver grad 1 og 2, mens E3 angiver grad 1, 2 og 3. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

NNV for koncept B scenarierne er markant lavere (mere negativ) end scenarierne tilhørende koncepterne A, C og CB4 som følge af at inddrage en havvindmøllepark, der baseret på analysens forudsætninger ikke er lønsom uden fx ekstra støtte. Årsagerne hertil kan være afstanden til land, elprisfremskrivninger med faldende elpriser samt andre beregningsforudsætninger. Havvindsvægtede elprisfremskrivninger er anvendt i beregningerne. Elsalg over hele havvindmølleparkens 30-årige levetid er medtaget, men NNV for B scenarievarianterne er alligevel lavest blandt samtlige scenarievarianter. For at estimere effekten af at medtage indtægter og udgifter for havvindmølleparken i B1 og B3 scenarierne kan man sammenligne nøglemetrikkerne herfor med A5, hvor den allerede planlagte havvindmøllepark i Sørlige Nordsjø II og kabel herfra til land ikke er medregnet i NNV beregningerne. Tidsmæssigt er der mindre forskelle på B1, B3 og A5, men sammenligningen med A5 giver en indikation af, hvorledes pengestrømme relateret til 1 GW havvindmøllepark påvirker de samfundsøkonomiske beregninger.

B1 adskiller sig fra B3 ved at have markant højere anlægs- og driftsudgifter til elteknisk infrastruktur herunder omformeranlæg og lange jævnstrømskabler til land og derved signifikant mere

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

negativ NNV end B3 med kortere vekselstrømskabler i samtlige elektrificeringsgrader. Resultatet ses af Figur 19, hvor B1 fremstår med lavere NNV end B3 i samtlige scenarievarianter.

C1_E1* er associeret med relativt begrænset elektrificeringsarbejde, hvilket medfører den højeste NNV (mindst negative) blandt alle scenarievarianter.

Lavere brownfield anlægsudgifter koblet med tidlig driftsstart og derved mulighed for at indhente udskudt/tabt produktion og indfri større CO₂-reduktionspotentiale gør, at A2 og A5 scenarierne grupperer sig med en højere (mindre negativ) NNV ift. A4 og CB4, som begge i høj grad er afhængig af driftsstart for Energiøen i 2033. A4 og CB4 drager fordel af lavere anlægsudgifter til elteknisk infrastruktur ift. A2, men det kan ikke opveje de førnævnte højere brownfield anlægsudgifter i NNV beregningerne. Størstedelen af udgifterne i CB4 og A4 er identiske og afholdes samtidig, hvilket resulterer i sammenlignelige nettonutidsværdier taget nøglemetrikkernes usikkerhed på -30 pct./+50 pct. i betragtning.

Forskel i scenarievarianternes indfrie CO₂-reduktioner, der påvirkes af driftsstarten og elektrificeringsomfanget, kan sammen med forskelle i NNV forklare, at scenarievarianter med relativ sen driftsstart og lav NNV (A4, B3 og til dels CB4) medfører højere CO₂-skyggepriser ift. scenarievarianter under A2, A5 og C1_E1*. CO₂-skyggeprisen deler scenarievarianterne i to med koncept A, C og CB4 under 5.200 DKK-21/ton CO₂ og koncept B over 6.700 DKK-21/ton CO₂, selvom der tages højde for en 30-årig levetid af havvindparken i koncept B scenarierne.

For scenarievarianter med CO₂-skyggepriser over 6.700 DKK-21/ton CO₂ falder CO₂-skyggeprisen og NNV med øget elektrificeringsgrad. Forklaringen herpå er, at større elektrificeringsomfang (E1 → E2 → E3) resulterer i flere CO₂-reduktioner, som overgår den samtidige stigning i NNV. Desuden er stigningen i NNV (E1 → E2 → E3) for B1 og B3 begrænset i og med, at NNV for B1-E1 og B3-E1 scenarievarianterne er relativt høje pga. omfangsrige investeringer i 1 GW havvindmøllepark, substationer m.m.

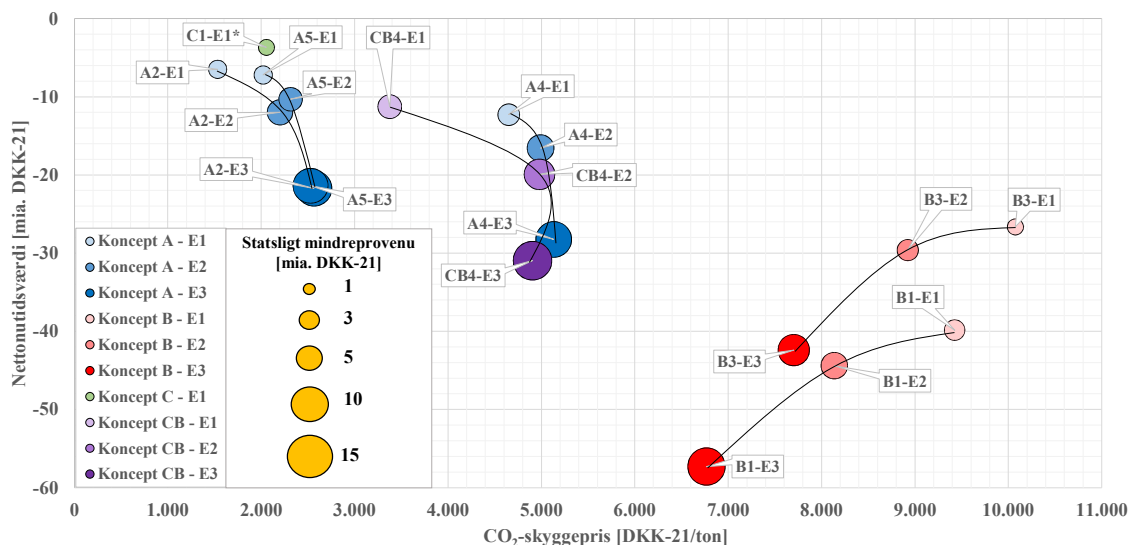
Omvendt falder NNV, mens CO₂-skyggepriserne stiger for scenarievarianter med CO₂-skyggepriser under 5.200 DKK-21/ton CO₂ (ekskl. CB4). Disse scenarier er karakteriseret ved ikke at indeholde en større havvindmøllepark.

Med forbehold for usikkerhederne i beregningerne er CO₂-skyggeprisen lavest (cirka 1.500-2.600 DKK-21/ton CO₂) for scenarierne A2, A5 og C1, der dækker over el fra Danmark, el fra Norge og sidst el fra få havvindmøller. Blandt disse leverer C1 den laveste CO₂-reduktion i 2030 og akkumuleret over perioden (2025-2050), hvilket skal ses i lyset af den højeste NNV blandt samtlige 19 scenarievarianter. Samtidig er A2 og A5 meget sammenlignelige vedrørende CO₂-skyggepris, NNV og CO₂-reduktioner både akkumuleret og i 2030 taget analysens usikkerhed i betragtning.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Figur 20 viser samfundsøkonomisk NNV og CO₂-skyggepris samt statens mindreprovenu beregnet som en nettonutidsværdi. Statens samlede skatteindtægter fra olie- og gasindvinding frem til 2050 er 60 mia. DKK-21 (beregnet som nettonutidsværdi) uden elektrificering. Selskabernes anlægsudgifter og udskudt/tabt produktion vokser med elektrificeringsomfanget, hvorved selskabernes skattebelagte indtægtsgrundlag reduceres (se mere i appendiks F III). Denne effekt kan påvirkes af brugen af forskellige virkemidler såsom statsstøtte, kompensation m.m. Vurdering af virkemidler udestår at blive analyseret.

Senere driftsstart af scenarievorianterne medfører mere tabt kulbrinteproduktion, idet selskabernes mulighed for at indhente tabt produktion reduceres med senere driftsstart. Resultatet ses af det statslige mindreprovenu (ekskl. B1 og B3 scenarier), som vokser fra 3,4-5,7 mia. DKK-21 ved E1 (2,6 mia. DKK-21 for C1-E1*) til 12,2-14,8 mia. DKK-21 ved E3. Provenueffekter forårsaget af havvindudviklere, som indgår som aktører i B1 og B3 scenarierne, er ikke medtaget i provenuberegningerne, hvilket i tillæg til havvindudviklernes afholdelse af størstedelen af udgifter relateret til elforsyningsinfrastruktur forklarer det relativt lave mindreprovenu på fx 9,8 mia. DKK-21 for B3-E3. Højere mindreprovenu i B1 ift. B3 skyldes højere anlægsudgifter for selskabene i B1, hvilket også giver sig udslag i en mere negativ NNV for B1 (Figur 20).



Figur 20: Samfundsøkonomisk CO₂-skyggepris, NNV og statsligt mindreprovenu angivet som nettonutidsværdi af den samlede mindreprovenuprofil frem mod 2050. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

Tabel 10 giver et overblik over de samfundsøkonomiske nøglemetrikker, CO₂-reduktionspotentialer og statslige mindreprovenu for samtlige scenarievorianter.

Afkastgraden er negativ for alle scenarievorianterne med et tab på -55 til -98 pct. af projekts anlægsomkostninger. En faldende afkastgrad (mere negativ) i takt med højere elektrificeringsgrad indikerer en svækkelse af scenarievorianternes økonomi ved øget elektrificeringsomfang.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

I forhold til Danmarks 70 pct. klimamål i 2030 kan scenarievarianter, der beror på tilslutning til Energiøen (A4 og B3) ikke bidrage med CO₂-reduktioner i 2030. De laveste CO₂-reduktioner i 2030 blandt de resterende scenarievarianter opnås med CB4 og C1-E1*, som ift. CO₂-reduktioner er identiske ind til 2030. For de resterende A2, A5 og B1 stiger de årlige CO₂-reduktioner i 2030 fra 0,5 mio. ton CO₂/år (E1) til 0,9 mio. ton CO₂/år (E3) med øget elektrificeringsomfang.

Tabel 10: Samfundsøkonomisk nettonutidsværdi, afkastgrad og CO₂-skyggepris samt statsligt mindreprovenu og CO₂-reduktionspotentialer i 2030 og akkumuleret (2025-2050). Usikkerheden for alle data er -30 pct./+50 pct.

Scenarievariant	Nettonutidsværdi	CO ₂ -skyggepris	Statsligt mindreprovenu	Afkastgrad	Akkumulerede CO ₂ -reduk.	CO ₂ -reduk. i 2030
	mia. DKK-21	DKK-21/ton CO ₂	mia. DKK-21	pct.	mio. ton CO ₂	mio. ton CO ₂
A2-E1	-6,5	1.530	3,4	-70	7,1	0,45
A2-E2	-12,0	2.200	6,5	-85	9,0	0,55
A2-E3	-21,7	2.570	12,5	-85	14,0	0,92
A4-E1	-12,3	4.650	4,8	-90	4,9	0,00
A4-E2	-16,6	4.990	7,2	-98	6,1	0,00
A4-E3	-28,3	5.130	12,7	-94	9,9	0,00
A5-E1	-7,2	2.020	3,4	-77	6,3	0,44
A5-E2	-10,3	2.310	5,6	-86	7,7	0,55
A5-E3	-21,4	2.530	12,2	-87	14,0	0,92
B1-E1	-39,9	9.430	4,4	-79	7,1	0,44
B1-E2	-44,4	8.140	7,1	-81	9,0	0,55
B1-E3	-57,3	6.770	13,9	-85	14,0	0,92
B3-E1	-26,6	10.080	2,7	-70	4,9	0,00
B3-E2	-29,6	8.920	4,6	-73	6,1	0,00
B3-E3	-42,4	7.700	9,8	-81	9,9	0,00
C1-E1*	-3,7	2.060	2,6	-56	3,0	0,17
CB4-E1	-11,3	3.380	5,7	-77	5,9	0,17
CB4-E2	-19,9	4.980	9,3	-90	7,0	0,17
CB4-E3	-31,0	4.905	14,8	-95	11,0	0,17

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Opsummeret indebærer C1_E1* den samfundsøkonomiske laveste omkostning (-3,7 mia. DKK-21 i NNV og 2,6 mia. DKK i mindreprovenu), men samtidig det laveste CO₂-reduktionspotentiale i 2030 (0,2 mio. ton CO₂) og over hele levetiden (3,0 mio ton CO₂). Større CO₂-reduktioner med samtidig begrænset samfundsøkonomisk belastning kan indfries ved A2 og A5 scenarierne, som afhængig af elektrificeringsomfang kan bidrage med 0,5-0,9 mio. ton CO₂ i 2030 og akkumuleret 6,3-14,0 mio. ton CO₂ med tilhørende NNV på mellem -6,5 mia. DKK-21 og -21,7 mia. DKK-21 og statsligt mindreprovenu på 3,4-12,5 mia. DKK-21.

Resultaterne er dog behæftet med betydelig usikkerhed grundet en række beregningsmæssige forudsætninger herunder antagelser om tidsplaner for elektrificeringsarbejde, hvor myndighedsgodkendelser, ny lovgivning og regulering i tillæg til de økonomiske estimater udgør nogle af de væsentligste risici ved tidsplanerne og derved resultaterne.

6.4.1.1 Følsomhedsanalyser

I tillæg til det generelle usikkerhedsspænd for nøglemetrikkerne på -30 pct./+50 pct. udregnes følsomheder på parametrene el- og kvotepris, samt omkostningerne forbundet med brownfield og elforsyningsinfrastruktur (søkabler, substationer, havvindmøller). Følsomhederne beregnes ved at variere den givne parameter med +/-20 pct.

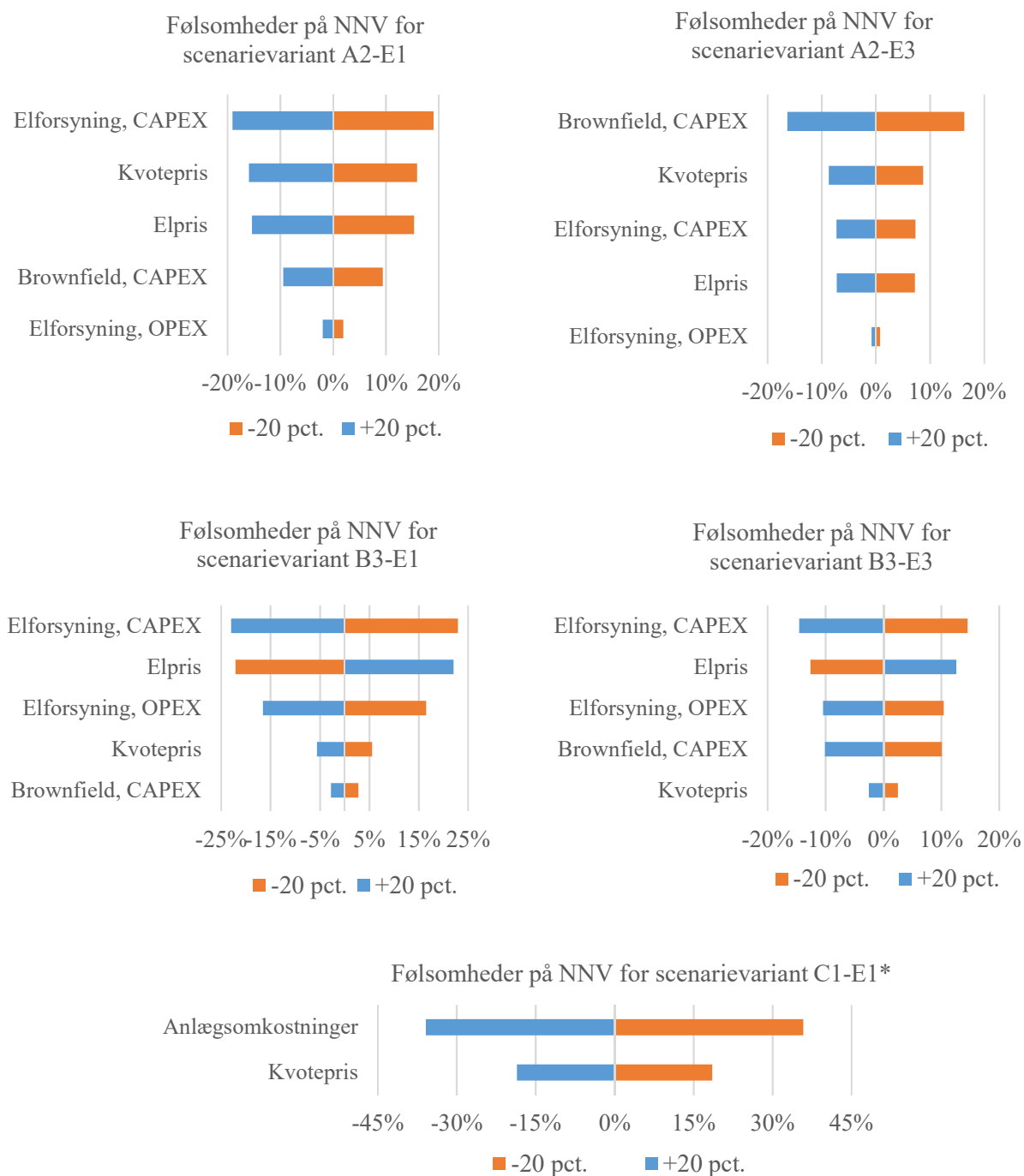
Begrundelsen for de valgte parametre er:

- Fremtidige CO₂-kvote- og elpriser (både spotpris og havvindpris) er svære at forudsige.
- Brownfield anlægsomkostninger udgør en signifikant del af NNV og er behæftet med betydelig usikkerhed.
- Elforsyningsinfrastruktur (substationer, kabler og havvindmøller) herunder anlægs- og driftsomkostninger (CAPEX og OPEX).
 - o Anlægsomkostningsestimater fremlagt af DUC/TotalEnergies, Energinet og DNV på identisk elinfrastruktur varierer betydeligt.
 - o Prissætning af havvindmølleparker beror på generelle skaleringsfaktorer og Energistyrelsens Teknologikatalog uden detaljeret tilpasning til havvindmøllerne i scenarievarianterne.

Følsomhedsanalyserne belyser, hvordan ændringer i parametrene påvirker den samfundsøkonomiske NNV og derigennem CO₂-skyggeprisen under antagelse om fastholdt antal CO₂-reduktioner. Såfremt en specifik parameter udgør en stor del af NNV (uden følsomhed), da har følsomheden af den specifikke parameter stor indvirkning på NNV og vice versa. Det fremgår ved, at følsomhedsparametrene ekskl. brownfield anlægsomkostninger har størst indflydelse på NNV for grad 1 scenarievarianterne (E1) ift. grad 3 (E3). Omvendt har ændring af brownfield anlægsomkostningerne størst indvirkning på NNV i grad 3 scenarievarianterne.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Figur 21 viser følsomhedsberegninger på scenarievarianters samfundsøkonomiske NNV ved +/- 20 pct. ændring af fem udvalgte parametre. Negative procentværdier ved en given følsomhed symboliserer, at NNV reduceres (mere negativ) og derved højere CO₂-skyggepris ift. ingen følsomhed og omvendt for positive procentværdier i Figur 21.



Figur 21: Følsomhedsberegninger på samfundsøkonomisk NNV som følge af +/- 20 pct. ændring af fem parametre. For C1-E1* dækker anlægsomkostninger over brownfield og få havvindmøller forbundet med henholdsvis Tyra og Syd Arne.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Variationen i følsomhedernes indflydelse på NNV vises ved at fremlægge følsomhedsberegninger for grad 1 og 3 scenarievarianterne. Scenarie A2 er overordnet repræsentativ for følsomhederne for A4 og A5 scenarierne, scenarie B3 er overordnet repræsentativ for B1, mens C1-E1* er overordnet repræsentativ for CB4 (anlægsomkostninger i C1-E1* udfoldes til elforsyning og brown-field anlægsomkostninger), hvilket fremgår af appendiks F IV. Scenarievarianten C1-E1* er kun beskrevet ved to parametre kaldet anlægsomkostninger og kvotepris, da den ikke indebærer elkøb eller elforsyningsinfrastruktur. Samtlige følsomheder er opsummeret i Tabel 11.

Prissætning af de udvalgte fem parametre er ekskl. diskontering, nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningsfaktor, som indgår i beregningen af den samfundsøkonomiske NNV. Derfor kan en +/- 20 pct. følsomhed på parametre eksklusiv de førnævnte faktorer ændre NNV med mere end +/- 20 pct., hvilket er tilfældet for fx *Anlægsomkostninger* for C1-E1*.

Scenarievarianterne medfører CO₂-reduktioner. Stigende kvotepris (+20 pct.) øger gevinsten ved at reducere CO₂-emissioner og resulterer i højere NNV (positive procentværdier i Figur 21) og omvendt for lavere kvotepris (-20 pct.). Følsomheden på kvoteprisen har størst betydning for grad 1 scenarievarianter pga. relativ høj NNV og signifikante CO₂-reduktioner som følge af tidlig driftsstart. Højere elpriser reducerer NNV (negative procentværdier) for scenarier domineret af elkøb (A2, A4, A5, CB4) og omvendt for scenarier domineret af elsalg (B1 og B3).

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 11: Procentvise ændringer af samfundsøkonomisk NNV som følge af +/- 20 pct. variation af de angivne fem følsomhedsparametre (anlægsomkostninger for C1-E1* inkluderer brownfield omkostninger og få havvindmøller og beskrevet under kategorien brownfield for C1-E1*). Variationen af parametrene er foretaget ekskl. diskontering, nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab, hvorved NNV kan ændre sig mere en +/- 20 pct. Elpris dækker spot- og havvindpris.

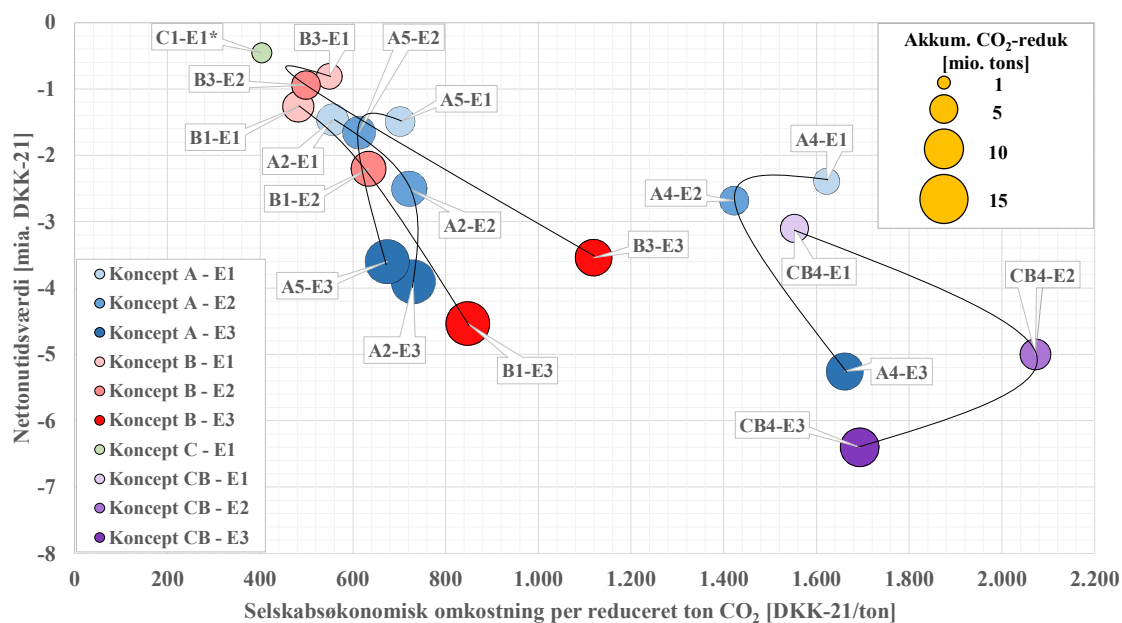
Scenarievariant	Elforsyningsinfrastruktur, CAPEX	Elforsyningsinfrastruktur, OPEX	Elpris	Kvotepriis	Brownfield, CAPEX
	pct.	pct.	pct.	pct.	pct.
A2-E1	+/-19	+/-2	+/-15	+/-16	+/-9
A2-E2	+/-14	+/-1	+/-9	+/-10	+/-10
A2-E3	+/-7	+/-1	+/-7	+/-9	+/-16
A4-E1	+/-10	+/-1	+/-5	+/-6	+/-12
A4-E2	+/-7	+/-1	+/-4	+/-5	+/-13
A4-E3	+/-4	+/-1	+/-4	+/-5	+/-17
A5-E1	+/-18	+/-3	+/-12	+/-13	+/-8
A5-E2	+/-12	+/-2	+/-9	+/-11	+/-11
A5-E3	+/-6	+/-1	+/-7	+/-9	+/-17
B1-E1	+/-20	+/-12	+/-14	+/-3	+/-5
B1-E2	+/-19	+/-11	+/-12	+/-3	+/-6
B1-E3	+/-15	+/-8	+/-9	+/-3	+/-9
B3-E1	+/-23	+/-17	+/-22	+/-3	+/-6
B3-E2	+/-22	+/-16	+/-21	+/-3	+/-7
B3-E3	+/-15	+/-10	+/-3	+/-3	+/-10
C1-E1*	+/-0	+/-0	+/-0	+/-19	+/-36
CB4-E1	+/-9	+/-2	+/-0	+/-8	+/-16
CB4-E2	+/-6	+/-1	+/-1	+/-5	+/-17
CB4-E3	+/-4	+/-1	+/-2	+/-4	+/-18

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

6.4.2 Selskabsøkonomi

Den selskabsøkonomiske analyse viser rentabiliteten i scenarievarianterne for udelukkende olie- og gasselskaberne og ikke en evt. havvindudvikler. NNV inkluderer selskabernes samlede pengestrømme. Figur 22 viser selskabsøkonomisk omkostning per reduceret ton CO₂, NNV samt akkumulerede CO₂-reduktioner. Scenarievarianternes omkostninger pr. reduceret ton CO₂ fordeles sig over et bredt interval, men kan opdeles i to hovedkategorier under 1.200 DKK-21 (A2, A5, C1, B1 og B3) og over 1.400 DKK-21 (A4 og CB4). Selvom havvindudvikler afholder en stor del af udgifterne til elinfrastruktur i B1 og B3 scenarierne, er der stadig betydelige omkostninger for olie- og gasselskaberne. Balancen herimellem resulterer i forholdsvis lave selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂ i B1 og B3 men ikke markant lavere end i A2 og A5.

Høj NNV på -0,5 mia. DKK-21 til -0,9 mia. DKK-21 for scenarievarianterne B3-E1, B3-E2, og C1-E1* skyldes i B3s tilfælde, at havvindudvikleren på markedsvilkår eller med støtte fra staten betaler en stor del af omkostningerne forbundet med elforsyningsinfrastruktur, mens C1-E1* omhandler mindst elektrificeringsarbejde af samtlige scenarievarianter og deraf høj NNV.



Figur 22: Selskabsøkonomisk omkostning per reduceret ton CO₂ og nettonutidsværdi samt akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner. Stregerne viser elektrificeringsvarianterne tilhørende specifikke scenarier.

Placeringen af havvindparken i B3 scenarievarianterne tættere på land ift. B1 og anvendelse af planlagte søkabler mellem Energiøen og land resulterer i en højere selskabsøkonomisk NNV for B3, selvom driftsstart for B1 er tidligere end B3.

For koncept A og CB scenarierne er NNV for A2 og A5 sammenlignelige med nettonutidsværdier på -1,5 til -3,9 mia. DKK-21, mens A4 og CB er behæftet med nettonutidsværdier ned til -6,4

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

mia. DKK-21. Tabel 12 opsummerer de selskabsøkonomiske resultater med angivelse af NNV, omkostning per reduceret ton CO₂ (navngivet *Selskabspris CO₂* i Tabel 12), afkastgrad samt akkumulerede og årlige (2030) CO₂-reduktioner, hvor de to sidstnævnte er identiske med Tabel 10.

Tabel 12: Selskabsøkonomiske nøglemetrikker (nettonutidsværdi, omkostning per reduceret ton CO₂ forkortet "Selskabspris CO₂" og afkastgrad) for hver scenarievariant baseret på selskabsøkonomiske beregningsforudsætninger. Både akkumulerede CO₂-emissionreduktioner og CO₂-reduktioner i 2030 er identisk med data i Tabel 10.

Scenarievariant	Nettonutidsværdi	Selskabspris CO ₂	Afkastgrad	Akkumuleret CO ₂ -reduk.	CO ₂ -reduk. i 2030
	mia. DKK-21	DKK-21/ton CO ₂	pct.	mio. ton CO ₂	mio. ton CO ₂
A2-E1	-1,5	560	-27	7,1	0,45
A2-E2	-2,5	720	-30	9,0	0,55
A2-E3	-3,9	730	-27	14,0	0,92
A4-E1	-2,4	1.620	-35	4,9	0,00
A4-E2	-2,7	1.420	-32	6,1	0,00
A4-E3	-5,3	1.660	-34	9,9	0,00
A5-E1	-1,5	700	-29	6,3	0,44
A5-E2	-1,7	610	-25	7,7	0,55
A5-E3	-3,6	670	-26	14,0	0,92
B1-E1	-1,3	480	-21	7,1	0,44
B1-E2	-2,2	630	-26	9,0	0,55
B1-E3	-4,5	850	-28	14,0	0,92
B3-E1	-0,8	550	-21	4,9	0,00
B3-E2	-0,9	500	-19	6,1	0,00
B3-E3	-3,5	1.120	-31	9,9	0,00
C1-E1*	-0,5	400	-12	3,0	0,17
CB4-E1	-3,1	1.550	-34	5,9	0,17
CB4-E2	-5,0	2.070	-39	7,0	0,17
CB4-E3	-6,4	1.690	-35	11,0	0,17

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

6.4.3 Sammenfatning af resultater

Samfundsøkonomisk medfører scenarievarianter under scenarierne A2, A5 og C1 relativt lave CO₂-skyggepriser med signifikante nettonutidsværdier og statslige mindreprovenuier samt betydelige CO₂-reduktioner i 2030 og akkumuleret (2025-2050).⁷ Alle fem metrikker stiger i takt med elektrificeringsomfanget (E1 → E2 → E3).

Følsomhedsberegninger på samfundsøkonomiske metrikker viser, at de fem udvalgte parametre kan påvirke NNV og CO₂-skyggeprisen i mindre eller højere grad afhængig af, hvor stor andel den specifikke parameter udgør af den samfundsøkonomiske NNV.

Selskabsøkonomisk betragtes udelukkende olie- og gasselskaberne og her ser B1 og B3 scenarierne mere attraktive ud ift. B1 og B3 i et samfundsøkonomisk perspektiv. Specielt ses det, at B3-E1 og B3-E2 indebærer nogle af de højeste selskabsmæssige nettonutidsværdier og laveste selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂. Det skyldes, at analysens forudsætninger indebærer, at store dele af omkostningerne afholdes af en havvindudvikler.⁸ Desuden forudsætter realiserbarheden af sådanne scenarier en hurtig udbygning af havvind, der kan tilkobles olie- og gasplatformene.

Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne kan være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægtpacitet på Syd Arne i dag. Dette kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

⁷ Bemærk, at estimering af omkostninger forbundet med eltransmission via infrastruktur knyttet til Energiøen (i Nordsøen) hhv. Sørlige Nordsjø II (Norge) fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi disse vil bero på konkrete forhandlinger mellem parter involveret i anlæg og drift af denne infrastruktur.

⁸ Bemærk, at scenarierne B1 og B3 i væsentlighed er opstillet for at illustrere effekten af at inddrage en uafhængig, kommerciel orienteret havvindudvikler samt at de anvendte principper for omkostningsallokering og afregning mellem en sådan uafhængig aktør og rettighedshavere inden for olie- og gasbranchen er præliminære. Modning af en anvendelig allokeringsmodel fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi en sådan vil bero på forhandlinger mellem de involverede parter.

7 Konklusion

Potentialet for at opnå reduktioner i udledningen af CO₂ ved at elektrificere olie- og gasindvindingsanlæggene i den danske del af Nordsøen, er stærkt afhængig af, hvornår en sådan elektrificering tilvejebringes. Af branchens prognosticerede ca. 20 mio. ton CO₂-udledninger i perioden 2022-2050 vil op mod 14 mio. ton kunne realiseres ved elektrificering i 2028, som er det absolut tidligste det skønnes muligt at tilvejebringe en ekstern elforsyning for alle scenarierne på nær scenariet C1 med få havvindmøller og antaget driftsstart i 2027. I 2033, hvor Energiøen i Nordsøen forventes at kunne idrifttages, forventes potentialet for CO₂-emissionsreduktion at være reduceret til omtrent 9 mio. ton.

Ud fra en overordnet vurdering af elektrificeringsparathed af individuelle platformkomplekser som betinget af tekniske forhold og kompleksernes anslåede tilbageværende økonomisk rentable driftsperioder, vurderes det økonomisk fornuftigt at fokusere på Tyra, Syd Arne, Halfdan og Dan kompleksene. Med tanke på de påkrævede anlægsinvesteringer og den realistiske tidsramme for de relaterede anlægsaktiviteter repræsenterer de resterende energiproducerende og –forbrugende komplekser (Siri, Harald og Gorm) ikke et tilstrækkeligt elektrificeringspotentiale.

Baseret på økonomiske og klimamæssige afvejninger vurderes det fornuftigt at sondre mellem tre grader af elektrificering, benævnt 1., 2. og 3. grad, således at der skelnes mellem CO₂-emissionsreduktioner, der kan tilvejebringes ved mindre henholdsvis større investeringer i ombygning og udskiftning af materiel på platformkomplekserne.

På denne måde kan de rent teknisk relativt let tilgængelige og betydelige CO₂-reduktionspotentialer på Tyra og Syd Arne betragtes samlet som 1. grads elektrificering.⁹ De relativt let tilgængelige men også beskedne CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af elektriske drevet udstyr på Halfdan og Dan kan betragtes samlet som 2. grads elektrificering. Endeligt kan de betydelige CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af direkte drevet udstyr på Halfdan og Dan, som fordrer relativt store investeringer i ombygning og udskiftning, betragtes samlet som 3. grads elektrificering. Dertil er det økonomisk fornuftigt at forfølge elektrificering af 1. grad i forbindelse med en elektrificering af 2. grad, ligesom det vil være økonomisk fornuftigt at forfølge elektrificering af 1. og 2. grad forud for en elektrificering af 3. grad, hvorfor denne tilgang er antaget i analysearbejdet under betegnelserne E1 (grad 1), E2 (grad 1 og 2), E3 (grad 1, 2 og 3).

⁹ Bemærk at, investeringer i installation af step-down transformationsudstyr (66 til 11 kV) på Syd Arne kan være mere bekostelig end umiddelbart antaget i analysen grundet stærkt begrænset tilbageværende plads- og vægkapacitet på Syd Arne i dag, hvilket kan nødvendiggøre mere omfattende om- og tilbygningsarbejde samt eventuelt bekosteligt produktionsstop forbundet hermed. På henholdsvis samfunds- og brancheøkonomisk niveau skønnes disse meromkostninger at kunne have en synlig men ikke væsentlig effekt på analysens resultater og deraf afledte konklusioner.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Elforsyning udelukkende fra fluktuerende havvindmøllestrøm vurderes ikke at kunne levere tilstrækkelig elforsyningssikkerhed (omkring 95 pct.) for rentabel kulbrinteproduktion. Derfor indebærer et scenarie baseret på kun havvindmøllestrøm fortsat (men reduceret) afbrænding af egenproduceret gas i gasturbiner på platformkomplekserne, hvilket begrænser potentialet for at reducere CO₂-emissioner fra olie- og gasindvindingen betragteligt. Ønskes et højere CO₂-reduktionspotentiale kan det opnås ved kobling til elnet på land, som giver større sikkerhed for høj elforsyningssikkerhed og dermed mulighed for stop af offshore gasturbiner. Afhængig af effektbehov og afstand kan en kobling til elnet etableres med brug af jævn- eller vekselstrømsteknologi.

Baseret på ovenstående betragtninger, er der udført samfunds- og selskabsøkonomiske effektanalyser for syv elforsyningsscenarier, der ved kobling til de tre førnævnte elektrificeringsgrader, giver anledning til 19 diskrete scenarievarianter, jf. Tabel 13. Effektanalyserne er udarbejdet med anvendelse af metodik beskrevet i "Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger (SØV)" og Energistyrelsens derpå baserede "Metodenotat om samfundsøkonomiske konsekvenser af virkemidler til drivhusgasreduktion". Beregningerne omfatter ikke eksisterende og planlagte elforsyningsinfrastruktur (søkabler og havvindmølleparker). Derimod inkluderer beregninger pengestrømme relateret til 1 GW havvindmølleparker, hvilket påvirker de samfundsøkonomiske nøglemetrikker for B1 og B3.

Resultaterne fra effektanalyserne er behæftede med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct., som afspejler den begrænsede modenhed af det tilgrundliggende tekniske arbejde og deraf kostestimer samt usikkerheden i fremskrivningen af væsentlige variable. Dertil skal bemærkes, at investeringer i installation af step-down transformationsudstyr på Syd Arne kan være mere bekostelig end beregnet i rapporten. Medregning af disse meromkostninger påvirker signifikant men ikke afgørende de samfunds- og selskabsøkonomiske konklusioner.

Tabel 13: Udvalgte elforsyningsscenarier samt tilhørende scenarievarianter.

A2 – grad 1, 2 & 3	El via dedikeret kabel fra Danmark
A4 – grad 1, 2 & 3	El via kabel til Energiø
A5 – grad 1, 2 & 3	El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)
B1 – grad 1, 2 & 3	El fra havvindmøllepark i olie/gasområdet med kabel til Danmark
B3 – grad 1, 2 & 3	El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø
C1 – grad 1*	El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup
CB4 – grad 1, 2 & 3	El fra få havvindmøller nær olie-/gasområdet efterfulgt af kabel til Energiø

* Bemærk: Få havvindmøller i C1-E1* muliggør kun delvis (45 pct.) af 1. grad elektrificering.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Det skal i denne sammenhæng betones, at analysen har karakter af et konceptstudie udarbejdet med sigte på, at levere et grundlag for stillingstagen til, hvorvidt der bør arbejdes videre med tanken om at forsyne olie- og gasinstallationer i den danske Nordsø med el fra en ekstern forsyningskilde, samt på i givet fald at udvælge enkelte, konkrete koncepter (scenarievarianter i analysen) herfor til videre studie og modning.

De **samfundsøkonomiske** nøglemetrikker for de opstillede elektrificeringsscenarier falder i nedenstående spænd, som er behæftet med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct. og vist i Figur 23 og 24. Bemærk at CO₂-skyggeprisen *ikke* kan sammenlignes med EU's CO₂-kvotepris, da denne allerede er inkluderet i beregningen af CO₂-skyggeprisen.

- Akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner, 2021-2050: 3,0 – 14,0 mio. ton CO₂
- Samfundsøkonomiske CO₂-skyggepriser: 1.530 – 10.100 DKK-21/ton CO₂
- Samfundsøkonomiske nettonutidsværdier: -3,7 – -57,3 mia. DKK-21
- CO₂-emissionsreduktioner i 2030: 0 – 0,9 mio. ton CO₂
- Statsligt mindreprovenu (nettonutidsberegning) fra olie- og gasindvinding, 2021-2050: 2,6 – 14,8 mia. DKK-21

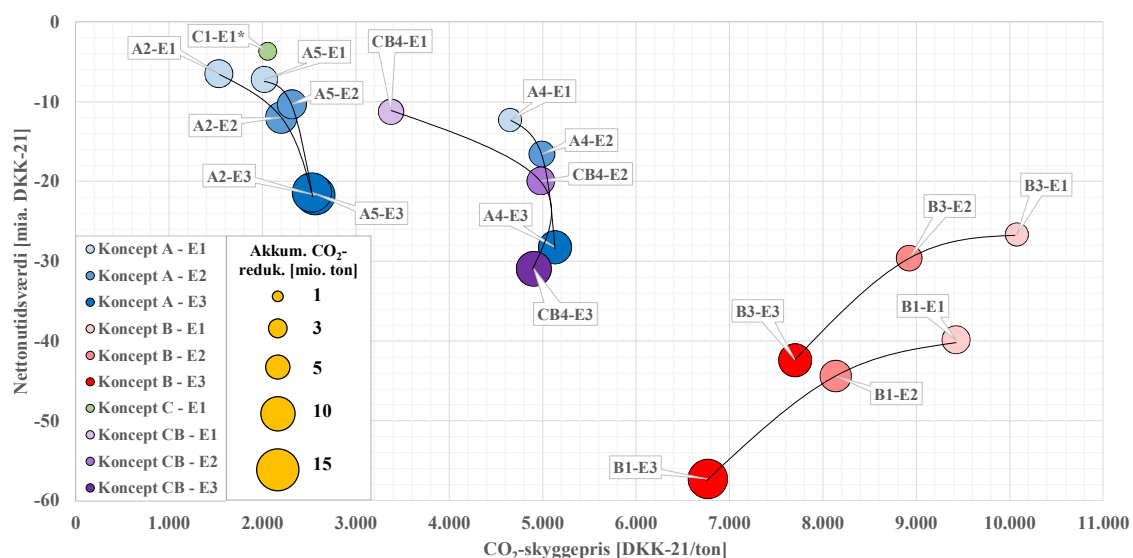
Af den samfundsøkonomiske effektanalyse fremgår desuden:

- At scenarierne A2 (El via dedikeret kabel fra Danmark) og A5 (El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark, Norge) vurderes at kunne levere de højeste CO₂-reduktionseffekter og laveste CO₂-skyggepriser (1.500-2.600 DKK-21/ton CO₂).¹⁰
- At scenarie B1 (El fra havvindmøllepark i olie-/gasområdet med kabel til Danmark) vurderes at kunne levere en høj CO₂-reduktionseffekt, men også at scenarierne B1 og B3 vurderes at ville resultere i meget høje CO₂-skyggepriser, hvorfor det på basis af det anvendte beregningsgrundlag og ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv skønnes uhensigtsmæssigt at følge en elektrificering af olie- og gasindvindingsanlæg i Nordsøen ved indlemmelse af kommercielt skalerede havvindmølleparker i elforsyningsinfrastrukturen. Med Finansloven for 2022 [8] blev det aftalt at udbyde yderligere 2 GW havvind til etablering inden udgangen af 2030. Hvis denne havvindudbygning finder sted i Nordsøen og tænkes sammen med elektrificering af olie- og gasinstallationerne er der potentiale for kostreduktioner.

¹⁰ Bemærk, at estimering af omkostninger forbundet med eltransmission via infrastruktur knyttet til Energiøen (i Nordsøen) hhv. Sørlige Nordsjø II (Norge) fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi disse vil bero på konkrete forhandlinger mellem parter involveret i anlæg og drift af denne infrastruktur.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

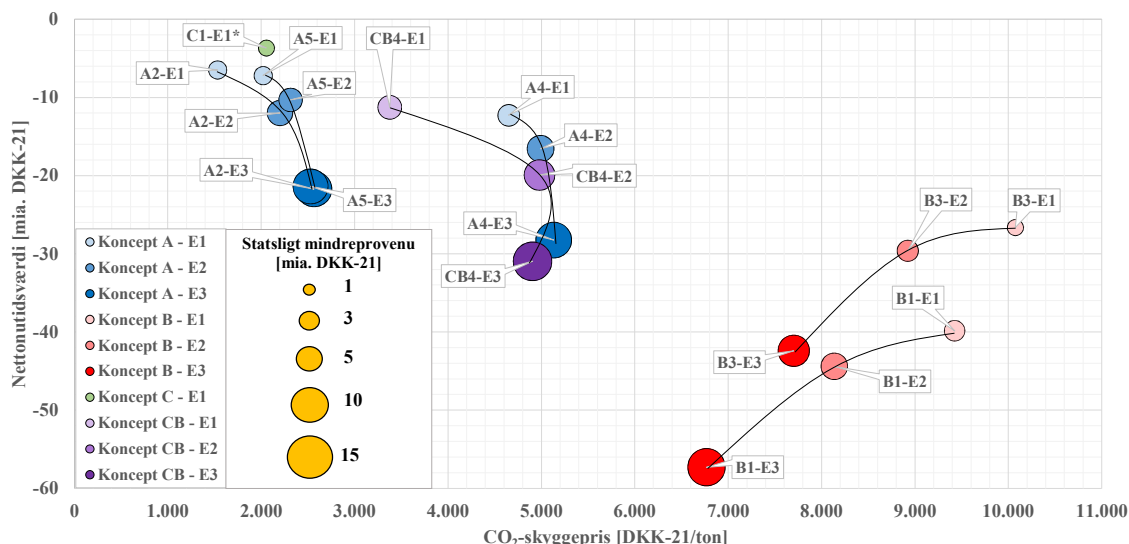
- At scenarierne A2, A5, B1, C1 (El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup), samt CB4 (El fra få havvindmøller nær olie-/gasområdet efterfulgt af kabel til Energiø) vurderes at ville kunne levere CO₂-reduktioner i 2030.¹¹
- At sen elektrificering som set ved scenarierne A4, B3 (El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø) og CB4, som indebærer opkobling til Energiø, vurderes at ville mindske den potentielle CO₂-reduktionseffekt betydeligt og er behæftet med en potentiel risiko for tidsplanen for Energiø projektet.
- At scenarie C1 vurderes at ville have den højeste nettonutidsværdi (NNV) og laveste statslige mindreprovenu.



Figur 23: Samfundsøkonomisk CO₂-skyggepris, NNV og akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner (2025-2050). E1 henviser til elektrificeringsgrad 1, E2 angiver grad 1 og 2, mens E3 angiver grad 1, 2 og 3. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

¹¹ Bemærk, at estimering af omkostninger forbundet med eltransmission via infrastruktur knyttet til Energiøen (i Nordsøen) hhv. Sørlige Nordsjø II (Norge) fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi disse vil bero på konkrete forhandlinger mellem parter involveret i anlæg og drift af denne infrastruktur.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 24: Samfundsøkonomisk CO₂-skyggepris og NNV samt statsligt mindreprovenu angivet som nettonutidsværdi af den samlede mindreprovenuprofil frem mod 2050. Stregerne forbinder elektrificeringsvarianter tilhørende samme scenarie.

De **selskabsøkonomiske** nøglemetrikker for de opstillede elektrificeringsscenarier falder i nedestående spænd, som er behæftet med et usikkerhedsspænd på -30 pct./+50 pct. og vist i Figur 25. Det statslige mindreprovenu skal ses i forhold til en samlet skatteindtægt fra olie- og gasindvinding på 60 mia. DKK-21 (nettonutidsberegning) indtil 2050 uden elektrificering.

- Akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner, 2021-2050: 3,0 – 14,0 mio. ton CO₂
- Selskabsøkonomiske omkostninger per reduceret ton CO₂: 400 – 2.070 DKK-21/ton CO₂
- Selskabsøkonomiske nettonutidsværdier: -0,5 mia. DKK-21 – -6,4 mia. DKK-21
- CO₂-emissionsreduktioner i 2030: 0 – 0,9 mio. ton CO₂

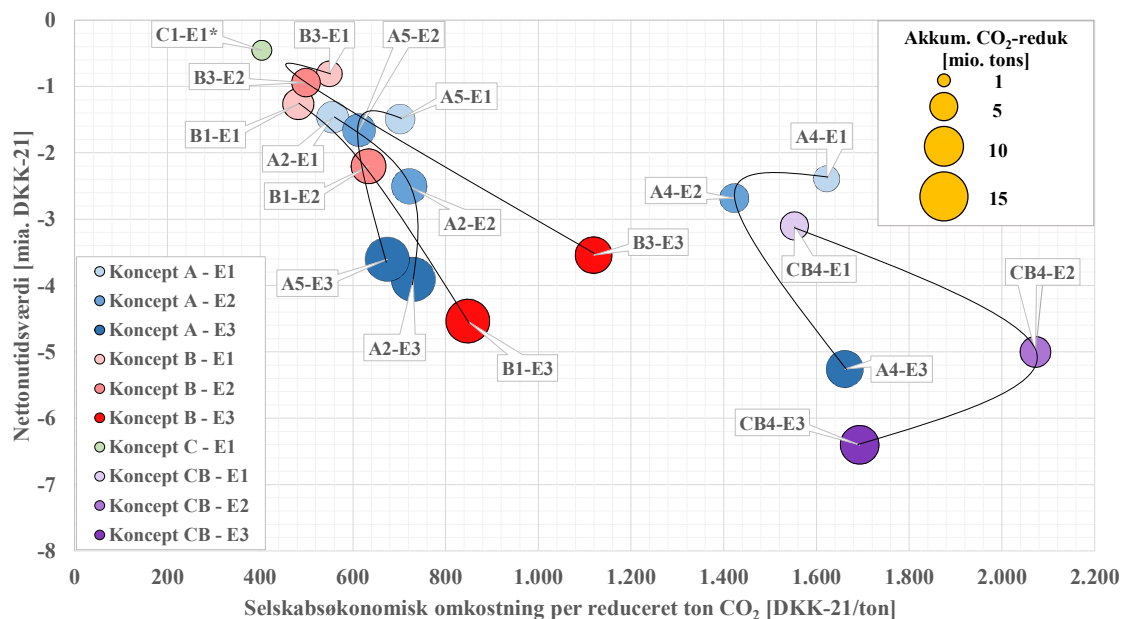
Af den selskabsøkonomiske effektanalyse fremgår desuden:

- At scenarie C1 vurderes at kunne levere laveste selskabsøkonomisk omkostning per ton reduceret CO₂ for olie- og gasselskaberne (omkring 400 DKK-21/ton CO₂), men samtidig en begrænset CO₂-reduktionseffekt.¹²
- At scenarierne A2 (El via dedikeret kabel fra Danmark), A5 (El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark, Norge) og B1 (El fra havvindmøllepark i olie-/gasområdet med kabel til Danmark) vurderes at kunne levere en høj CO₂-reduktionseffekt til en selskabsøkonomisk omkostning per ton reduceret CO₂ omkring 500-850 DKK-21/ton CO₂.

¹² Bemærk, at scenarierne B1 og B3 i væsentlighed er opstillet for at illustrere effekten af at inddrage en uafhængig, kommerciel orienteret havvindudvikler samt at de anvendte principper for omkostningsallokering og afregning mellem en sådan uafhængig aktør og rettighedshavere inden for olie- og gasbranchen er præliminære. Modning af en anvendelig allokeringsmodel fordrer yderligere arbejde, bl.a. fordi en sådan vil bero på forhandlinger mellem de involverede parter.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

- At scenarierne B3 og C1 (El fra få havvindmøller i olie-/gasområdet med gasturbine backup), vurderes at indeholde de højeste nettonutidsværdier for olie- og gasselskaberne (i.e. > -1,0 mia. DKK-21). Bemærk dog at dette i stort omfang skyldes, at en betydelig del af anlægs- og driftsomkostninger for elforsyningsinfrastruktur er antaget afholdt af en uafhængig tredjepart (fx havvindudvikler) og/eller staten. Hvorvidt denne omkostningsallokering kan finde sted i praksis kræver yderligere afklaring.



Figur 25: Selskabsøkonomisk omkostning per reduceret ton CO₂ og nettonutidsværdi samt akkumulerede CO₂-emissionsreduktioner. Stregerne viser elektrificeringsvarianterne tilhørende specifikke scenarier.

8 Referencer

- [1] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, »Klimaprogram 2020,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2020.
- [2] Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning, »I mål med den grønne omstilling 2030,« Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning, 2020.
- [3] Klimarådet, »Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion,« Klimarådet, 2020.
- [4] »Energistyrelsen,« 09 September 2021. [Online]. Available: <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/om-olie-og-gas>.
- [5] »Klimaafteleanalyse 1 - Elforsyningssikkerhed frem,« Energistyrelsen, Januar 2022.
- [6] »Aftale om kompensation efter afsnit VI i aftale af 29/9 2003 mellem Økonomi- og Erhvervsstyrelsen og Bevillingshaverne i henhold til Eneretsbevilling af 8/7 1962,«.
- [7] »Energistyrelsen,« [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/10_gw_screening_arealreservationer_27nov2018.pdf. [Senest hentet eller vist den 07 12 2021].
- [8] »Aftale mellem regeringen og Socialistisk Folkeparti, Radikale Venstre, Enhedslisten, Alternativt og Kristendemokraterne om Finansloven for 2022 (6. december 2021),« Finansministeriet, 2021.
- [9] »Klimaprogram 2020,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2020.
- [10] »I mål med den grønne omstilling 2030,« Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning, 2020.
- [11] »Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion,« Klimarådet, 2020.
- [12] »Ipieca,« [Online]. Available: <https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/power-and-heat-generation/combined-cycle-gas-turbines/>.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

[Senest hentet eller vist den 12 17 2021].

- [13] »Energistyrelsens Teknologikatalog for energilagring,« Energistyrelsen, 2020.
- [14] »TotalEnergies,« [Online]. Available: <https://corporate.totalenergies.dk/tyra-removal-campaign>. [Senest hentet eller vist den 17 12 2021].
- [15] »Overview of test results & regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure & end use,« Marcogaz, 2019.
- [16] »Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems,« Gwf Gas+Energi, 2013.
- [17] »Bekendtgørelse af FN's rammekonvention af 9. juni 1992 om klimaændringer,« FN, 1992.
- [18] »De Forenede Nationers Havretskonvention og aftalen vedrørende anvendelse af kapitel XI i denne,« De Europæiske Fællesskabers Tidende, 1998.
- [19] »Bekendtgørelse af Konvention af 5. juni 1992 om den biologiske mangfoldighed,« Udenrigsministeriet, 1992.
- [20] »Bekendtgørelse af konvention af 23. juni 1979 om beskyttelse af migrerende arter af vilde dyr,« Udenrigsministeriet, 1979.
- [21] »Bekendtgørelse af konvention af 2. februar 1971 om vådområder af international betydning navnlig som levesteder for vandfugle,« Udenrigsministeriet, 1971.
- [22] »Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv 2009/147/EF af November 2009 om beskyttelse af vilde fugle,« Den Europæiske Unions Tidende, 2010.
- [23] »Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv 2008/56/EF af 17. juni 2008 om fastlæggelse af en ramme for Fællesskabets havmiljøpolitiske foranstaltninger (havstrategirammedirektivet),« Den Europæiske Unions Tidende, 2008.
- [24] »Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv 2014/89/EU af 23. juli 2014 om rammerne for maritim fysisk planlægning,« Den Europæiske Unions Tidende, 2014.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

- [25] »Lissabontraktaten,« EU-oplysningen, 2008.
- [26] »Bekendtgørelse af lov om beskyttelse af havmiljøet,« Miljø- og Fødevarerministeriet, 2019.
- [27] »Bekendtgørelse af lov om miljøvurdering af planer og programmer og af konkrete projekter (VVM),« Miljøministeriet, 2021.
- [28] »Bekendtgørelse af lov om anvendelse af Danmarks undergrund,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2019.
- [29] »Bekendtgørelse af lov om elforsyning,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2021.
- [30] »Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2021.
- [31] »Bekendtgørelse af lov om Energinet,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2020.
- [32] »Havplan,« [Online]. Available: <https://havplan.dk/da/page/info>. [Senest hentet eller vist den 27 11 2021].
- [33] »Energistyrelsen,« [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/oliegas_sammenfattende_redegoerelse.pdf. [Senest hentet eller vist den 01 12 2021].
- [34] »Miljøstyrelsen,« [Online]. Available: <https://mst.dk/naturvand/miljoevurdering/graenseoverskridende-paavirkninger-espoo-konventionen/>. [Senest hentet eller vist den 01 12 2021].
- [35] »Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv 2014/52/EU af 16. aprili 2014 om ændring af direktiv 2011/92/EU om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet,« Den Europæiske Unions Tidende , 2014.
- [36] »Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet,« Den Europæiske Unions Tidende , 2019.
- [37] »Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

og vandkraftværker,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2020.

- [38] »Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller,« Klima-, Energi-, Forsyningsministeriet, 2021.
- [39] »Aftale om justering af åben dør-ordningen for VE-anlæg på havet,« Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, 2021.
- [40] »Artikel 107 EUF: Forbud mod statsstøtte og undtagelser fra forbudet,« Folketinget EU-Oplysningen, 2021.
- [41] *Retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi 2022*, Bruxelles: Europa-Kommissionen, 2021.
- [42] Energistyrelsen, »Energistyrelsens Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme,« Opdateret april 2020.
- [43] »Baltic Pipe Project,« [Online]. Available: <https://www.baltic-pipe.eu/wp-content/uploads/2019/02/Baltic-Pipe-leaflet-2019.pdf>. [Senest hentet eller vist den 17 12 2021].
- [44] E. Europe, 07 11 2021. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential>.
- [45] »Nøgletalskatalog,« Finansministeriet, Marts 2021.
- [46] N. Statistikbank, »Valutakurser - Amerikanske dollar,« Danmarks Nationalbank.
- [47] »Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, juli 2021,« Energistyrelsen.

Appendiks

A. Kommissorium for elektrificeringsanalyse marts 2021

Baggrund

Regeringen (Socialdemokratiet), Venstre, Dansk Folkeparti, Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti og Det Konservative Folkeparti blev med *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen* af 3. december 2020 enige om, at der skal igangsættes et samarbejde med branchen om elektrificering. Målet er at nedbringe udledninger fra den eksisterende olie- og gasproduktion. Det fremgår af aftalen, at analysen *særligt skal fokusere på CO₂-reduktionspotentialer og omkostninger*.

Regeringen har i Klimaprogrammet 2020 [9] oplyst Folketinget om, at der er et teknisk potentiale for at nedbringe udledningerne i olie- og gasproduktion fra egetforbruget af brændstof ved at elektrificere produktion og gennem effektivisering, men at størrelsen af reduktionspotentialet er ikke kendt. Samarbejdet med branchen har til formål at vurdere mulighederne for at elektrificere relevante olie- og gasplatforme i Nordsøen.

Igangsættelse af analysen er i tråd med anbefalingerne om elektrificering fra Klimapartnerskabet for energi og forsyning [10] samt Klimarådet [11], som begge i deres rapporter om 70. pct. reduktionsmålet har peget på elektrificering som et tiltag og har skønnet CO₂-effekten, *jf. tabel 1*.

Tabel 1

Sammenfattende oversigt over vurderinger af CO₂-effekt

Hvem	Vurdering af CO ₂ -effekt	Metode	Øget effekt
Klimapartnerskabet	Op til 0,6 mio. ton i 2030	Selvstændige havvindmøller	Kobling til energi-hubs, eksport af naturgas
Klimarådet	0,5 mio. ton i 2030	Selvstændige havvindmøller 300 MW	Kobling til energiø eller kobling til NO/UK Nordsø, dvs. offshore el-net.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Udfordringen

Produktionen fra Nordsøen er karakteriseret ved en naturbetinget aftagende produktionsprofil, hvilket over tid mindsker mulighederne for at gennemføre selskabsøkonomisk rentable investeringer.

På olie- og gasplatformene forbruges egenproduceret naturgas som brændsel via gasturbiner m.v. ved produktionen af olie og gas. CO₂-udledningerne ventes at udgøre ca. 1,1 mio. ton CO₂ i 2030, hvoraf ca. 1,0 mio. ton stammer fra brændselsforbrug. Der kan potentielt ske en reduktion i CO₂-udledningen ved, at VE-el vil kunne erstatte en del af naturgas forbruget. KEFM vurderer, at der vil kunne opnås en potentiel reduktion i udledningerne ved eksisterende produktion, men at reduktionen med stor sandsynlighed vil være lavere end skønnet fra aktørerne *jf. tabel 1*. Det skyldes bl.a., at det forventeligt ikke vil være muligt eller relevant at elektrificere samtlige platforme i Nordsøen.

Organisering

Der skal derfor nedsættes en tværministeriel *Styregruppe (STG)* og en *Analyseprojektgruppe (AG)*, som skal forestå analysen. Begge grupper nedsættes i marts 2021.

Styregruppen STG sammensættes under ledelse af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen (projektejer) med deltagelse af Finansministeriet, Skatteministeriet, og repræsentanter fra branchen udpeget af Olie Gas Danmark. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet varetager formandsskabet for STG, der består af:

- Styregruppeformand AC, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet
- Projektejer Vicedirektør, Energistyrelsen
- AC Finansministeriet (deltagelse også af KC)
- KC Skatteministeriet
- Olie Gas Danmark

AG ledes af Energistyrelsen med projektejer VD som formand, en projektleder, der styrer arbejdet, og en eller flere arbejdsgrupper til udførelse af delanalyser. I analyseprojektgruppen indgår relevante, faglige medarbejdere fra Energistyrelsen, Energinet, Nordsøfonden, udpegede repræsentanter fra Olie Gas Danmark/virksomheder samt fra deltagende ministerier i det omfang det relevant.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

AG udarbejder indstillinger til STG, herunder af leverance- og milepælsplan og vedrørende indgåelse af kontrakt med et relevant konsulenthus til at udarbejde en delrapport vedrørende de tekniske muligheder og omkostninger herved. AG rapporterer status og fremdrift i projektet med aftalte intervaller [fx hver anden måned] til STG.

Herudover kan STG og AG inddrage øvrige relevante aktører, fx Miljøministeriet.

Det fremgår af aftalen, at der anvendes midler fra den pulje til mere miljøvenlig og energieffektiv produktion af olie og gas, der blev afsat med *aftalen om udvikling af Nordsøen i 2017* til finansiering af udarbejdelsen af analysen. Således anvendes de 4,9 mio. kr., der er afsat i puljen i 2021 til Energistyrelsens arbejde med analysen.

Elektrificeringsanalysens indhold

Der gennemføres en sammenhængende analyse af mulighederne for at reducere CO₂-udledningerne fra olie- og gasproduktionen ved at integrere VE-el fra en ekstern el-forsyning ved havvindmøllepark(er) og/eller fra et *Nordsø el-net*. Analysen udarbejdes med tæt inddragelse af virksomhederne og fokuserer på CO₂-reduktionspotentialer og omkostninger, *jf. aftalen*. Der foreslås opstillet scenarier i analysen, der afdækker de tekniske og økonomiske muligheder for forskellige grader af elektrificering, herunder mulige samspil med anden nuværende og kommende el-infrastruktur. For hvert scenarie opstilles reduktionsmuligheder, omkostninger, CO₂-skyggepriser m.v. samt beskrives eventuelle barrierer for opnåelse af reduktionspotentialet.

Analysen kan omfatte følgende elementer:

1. Behov for energi til olie-gas-plattformene i forbindelse med olie-gas-produktionen over tid, herunder krav til regularitet og forsyningssikkerhed.
2. Tekniske muligheder på platformene, herunder ombygnings- og tilslutningsforanstaltninger, og investerings- og driftsomkostninger forbundet hermed.
3. Elforsyningsmuligheder (scenarieopstilling) og delvis og hel dækning af el-behov, herunder
 - a. dedikeret havvindmøllepark(er) og placering heraf (lokalt eller centralt mellem flere platforme),
 - b. kabel fra land, tilslutning til eksisterende/planlagt kabel (fx Viking Link),
 - c. opkobling til Nordsønet i Norge, Tyskland, UK,
 - d. tilslutning til energi-ø/hub i Nordsøen.
4. Økonomi og reduktionspotentialer ved forskellige scenarier og under iagttagelse af selskabs- og kulbrinteskatteregler m.v.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

- a. Vurdering af selskabsøkonomi
- b. Vurdering af samfundsøkonomi og CO₂-skyggepriser
- c. Ejerforhold og partnerskabsmodeller

5. Juridiske og regulatoriske rammer og eventuelle barrierer

- a. Tilladelser efter undergrundsloven, VE-lovgivning, miljølovgivning
- b. Nye, kommende regulatoriske rammer, fx Havplans-procedurer
- c. Statsstøtteregele
- d. Kompensationsaftale fra 2003
- e. Behov for ny separat lovgivning afdækkes.

6. Identificering af konkrete tiltag for at fremme elektrificering.

Leverancer og tidsplan

Der udarbejdes en samlet rapport for analysearbejdet, der indeholder en række scenarier med CO₂-reduktionspotentialer og omkostninger herfor samt eventuelle tiltag, der måtte være aktuelle for at gennemføre scenarierne. Rapporten kan skitsere mulige konkrete tiltag for at fremme elektrificering.

Tidsplan

Analysen afsluttes i december 2021 og endelig rapport forelægges ultimo 2021.

Proces

Rapporten forelægges aftaleparterne med henblik på en drøftelse af konkrete tiltag til at fremme elektrificering. Rapporten afreporteres desuden til KEF-udvalget.

Kommunikation

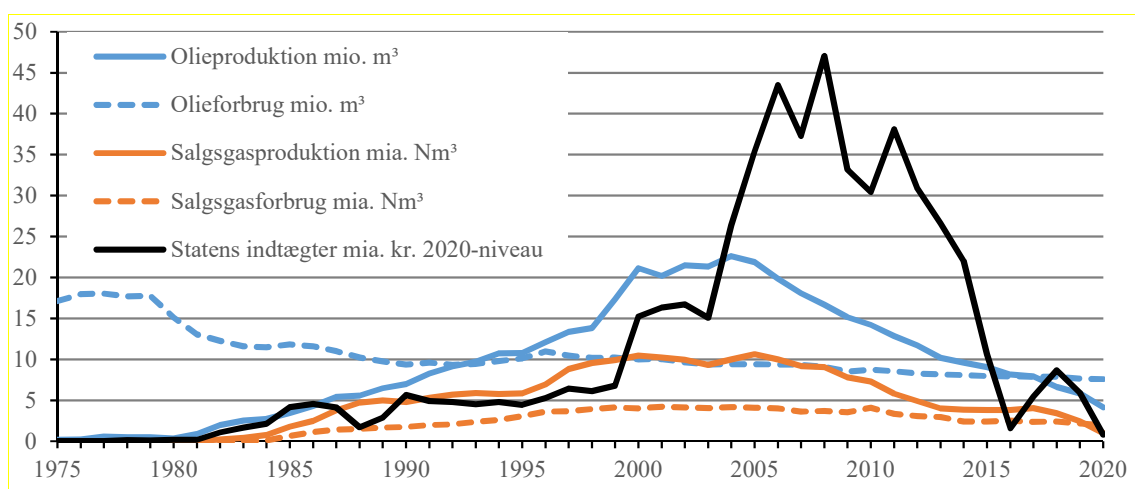
Kommunikationen varetages af KEFM, hvis der fx under analysen opstår pressehenvendelser.

B. Kulbrinteproduktion i Danmark

Danske felter indvinder og eksporterer både salgsgas og olie. Figur 26 angiver kulbrinteproduktionen udtrykt i volumen olie og salgsgas samt statens indtægter fra kulbrinteproduktionen, som varierer årligt. Olieproduktionen var størst i 2000-2006 (> 20 mio. m³/år), mens salgsgasproduktionen har været stabil høj (over 5 mia. Nm³) i en længere årrække (1999-2010).

Beskatningen af selskaber, der har indkomst ved indvinding af olie og gas, sker dels via den almindelige selskabsskat/tillægsselskabsskat, dels via den særlige kulbrinteskat. Samtidig deltager staten gennem Nordsøfonden med (typisk) 20 pct. i de enkelte koncessioner.

Kulbrinteproduktionen er en indtægtskilde for staten, som det fremgår af Figur 26 med samlet 544 mia. kr. (diskonteret med BNP-deflator i 2020-niveau) for perioden 1972-2020. På basis af aktiviteterne i den danske del af Nordsøen har Danmark været nettoeksportør af både naturgas og olie fra 1993 til 2017, hvilket ses ved at sammenligne optrukne (produktion) og stiplede (forbrug) kurver (med samme farve) i Figur 26.



Figur 26: Historisk kulbrinteproduktion fra danske Nordsøfelter og dansk kulbrinteforbrug fra olie- og gasindvinding i Nordsøen samt statens indtægter herfra baseret på data fra Energistyrelsen.

C. Tekniske udfordringer ved elektrificering af platformene

Afsnittet uddyber de tekniske udfordringer ved elektrificering af platformene.

1. Produktionstab som følge af nedetid på platformene ved elektrificeringsarbejde

Ombygningsarbejde kan medføre stop af olie- og gasindvinding, som senere delvist eller helt kan indhentes. Produktionstab og –udskydelse er en markant udgift forbundet med elektrificeringsarbejdet. Nedetiden og risikoen associeret hermed skal derfor minimeres, hvilket fx imødekommes ved maksimalt at udføre to samtidige operationer på platformene offshore.

2. Omkostningstunge og komplekse udskiftninger af eksisterende og fungerende direkte drevet udstyr til elektrisk drevet udstyr udført offshore

Udskiftning til elektrisk drevne kompressorer, vandinjektionspumper og restvarmegenererende enheder kan ikke opnås ved kun at erstatte gasturbiner med en strømkilde, men kræver i stedet udskiftning af hele maskinenheder foruden mulig tilbygning af elinfrastruktur på platformene. Yderligere kompleksitet ved elektrificering af direkte drevet udstyr tilføjes ved, at en gasturbiners placering på platformene ikke er designet med henblik på at kunne udskiftes men derimod opererer kontinuert med løbende vedligehold. Skrotværdien af frakoblet direkte drevet udstyr vurderes ikke at kunne retfærdiggøre fjernelse og videresalg. Omstilling af eksisterende direkte drevet udstyr kræver derfor komplekse og dyre om- og evt. tilbygninger, der i tillæg hertil kan involvere bekostelig nedetid på platformene under elektrificeringsarbejdet.

3. Rentabel kulbrinteproduktion kræver en stabil, høj elforsyning (ca. 95 pct. opetid)

Indvinding af olie og gas drives med en høj opetid (> 90 pct.). Elektrificeringsarbejdet medfører nedetid på platformene, som er afhængig af elektrificeringsomfanget.

Indvundet naturgas bruges som energikilde til at drive maskiner og udstyr, der muliggør produktionen af kulbrinter inkl. gaskomprimering, vandinjektion m.m. Elektrificering udfordres af et ufravigeligt krav om høj opetid (> 90 pct.) for at sikre en rentabel kulbrinteproduktion samt anvendelse af sammenkoblede maskinenheder (gasturbiner forbundet til fx pumper), der vil skulle udskiftes fuldstændig ved fuld elektrificering (se Figur 5 i hovedrapporten).

4. Bortskaffelse af tunge gasfraktioner fra overskudsgas ifm. elektrificering

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

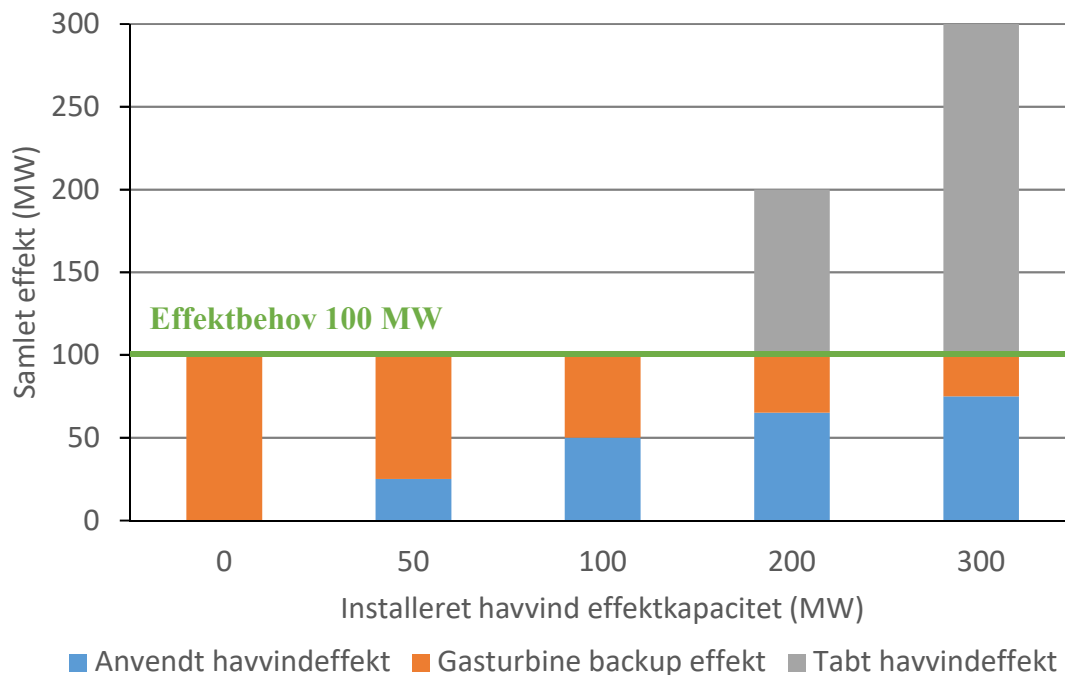
Ved afbrænding af egenproduceret gas på platformene har det været muligt at bortskaffe tunge gasfraktioner, som ikke lever op til gaskvalitetskravene for eksport til land. Ifm. elektrificering skal der findes løsninger for håndtering af disse fraktioner. I DUC regi forventes tunge gasfraktioner at kunne håndteres med opblanding således at gaskvalitetskravene efterlevs. For Syd Arne vil denne løsning ikke kunne finde anvendelse. Derfor er der antaget nødvendigt at reinjicere de tunge gasfraktioner i undergrunden. Følgelig er der i brownfield CAPEX for Syd Arne medtaget omkostninger forbundet med boring og komplettering af en enkelt reinjectionsbrønd. Reinjection af gas på Syd Arne fordrer, at der gives tilladelse i henhold til Undergrundsloven.

5. Vindmøller kan ikke levere tilstrækkelig opetid uden komplekse offshore backup løsninger (gasturbiner, brintlager, batterier)

I et scenarie med fluktuerende elproduktion (fx vindmøller med vejafhængig elproduktion) uden lagerkapacitet er elforsynings sikkerheden lavere end de påkrævede > 90 pct. Som konsekvens heraf bliver elektrificeringen delvist og berører strøm- og evt. varmeproducerende gasturbiner, da elektrificering af kompressorer og vandinjektionspumper kræver udskiftning af både gasturbinen og den tilkoblede maskine (kompressor eller vandinjektionspumpe), som er svær tilgængeligt og kompliceret at elektrificere. Drift af gasturbiner i backup til havvindmøllestrøm gør det muligt at levere den fornødne elforsynings sikkerhed (ca. 95 pct.). Figur 27 viser et *muligt* samspil mellem de to energikilder med effektangivelser, der kun er medtaget for at øge forståelsen, da disse værdier afhænger af en række faktorer som type af vindmølle, lokation m.m.

Hvis effekten af en havvindmøllepark svarer til effektbehovet (100 MW vindpark til 100 MW effektbehov), kan effektbehovet dækkes i halvdelen af tiden (opetid på 50 pct.) uden signifikant tab af havvindeffekt. Hvis parken i stedet har en 100 pct. overkapacitet (200 MW vindpark til 100 MW effektbehov) kan effektbehovet dækkes i 65 pct. af tiden med gasturbiner anvendt i resterende 35 pct. af tiden samtidig med effekttab på 100 MW pga. overkapacitet.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 27: Illustration af muligt samspil mellem fluktuerende havvindmøllestrøm (50 pct. opetid) og gasturbine backup ved et konstant effektbehov på 100 MW (grøn). Havvindkapaciteten (blå) suppleres af gasturbiner (orange), mens tabt havvindkapacitet (grå) ses ved overkapacitet.

Yderligere overdimensionering af havvindkapaciteten ift. effektbehovet på 100 MW øger opetiden gradvist, men selv med 200 MW overkapacitet leverer havvind kun 75 MW (75 pct.) af det samlede behov på 100 MW og derved markant under ca. 95 pct., som er nødvendig for kulbrinteproduktionen. Dertil vil overdimensionerede havvindparker i dette eksempel være associeret med store udgifter og markante effekttab.

Samlet set kan isolerede havvindmøller uden kobling til elnettet eller lagerkapacitet ikke levere en opetid, der er påkrævet for fuld elektrificering af olie- og gasindvindingen. Der vil derfor fortsat være behov for anvendelse af gasturbiner i perioder uden tilstrækkelig dækning med vindmøllestrøm.

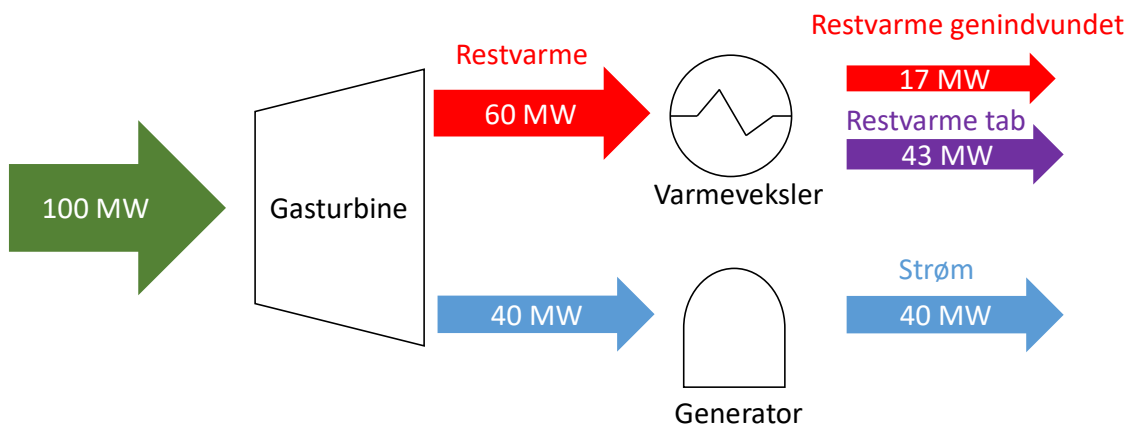
Elektrificeringsomfang for scenariet med havvindmøller uden lagerkapacitet

Gasturbiner yder en termisk effektivitet omkring 40 pct. [12], mens 60 pct. af naturgassens brændværdi konverteres til varme, der delvist kan udnyttes med en restvarmegenindvindingsenhed. For en gasturbine koblet udelukkende til en generator (elproducerende) kan hele effektbehovet erst-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

tes med vindmøllestrøm, men det skal opvejes mod de tilhørende gentagne start og stop af gasturbinen, der resulterer i øgede vedligeholdelsesomkostninger og muligvis flere CO₂-emissioner. I stedet for at stoppe gasturbiner fuldstændigt kan man med fordel nedjustere belastningsgraden, idet gasturbiner normalt drives ved 40 pct. til 90 pct. af deres maksimale kapacitet. Det giver mulighed for at koble vindmøllestrøm til og fra ved samtidig at regulere gasturbinens belastningsgrad, men den store CO₂-besparelse realiseres først, når gasdrevne turbiner kan stoppes helt. Den optimale drift af vindmølleeffekt med gasturbiner som backup afhænger af den specifikke platform og anvendt(e) gasturbin(er), hvor fx platforme med flere gasturbiner giver mulighed for at elektrificere et større effektbehov og derved høste større CO₂-gevinster. Dog er omfanget af elektrificering og derved CO₂-reduktionspotentialet signifikant begrænset ved delvis elektrificering.

Hvis gasturbinen er koblet til enheder, der både producerer strøm og varme er elektrificeringsarbejdet mere komplekst. Figur 28 viser en simplificeret skitse af, hvordan 100 MW brændsel (naturgas) kan omdannes til varme og el i en gasturbine forbundet til både en generator og en varmeveksler, der i sidstnævnte tilfælde genindvender noget af restvarmen. Trods elektrificering kan der fortsat være varmebehov, som vindmøllestrøm ikke kan dække uden tilbygning af fx en elektrisk kedel. Elektrificering af el- og varmeproducerende gasturbiner kræver derfor udskiftning af både gasturbinen og restvarmeindvindingsenheden for at understøtte elektrisk varmeproduktion. Ombygning af denne karakter er bekostelig og leverer kun begrænset CO₂-reduktioner. Derfor er elektrificering af el- og varmeproducerende gasturbiner dyrere og yderligere kompliceret ift. udelukkende elproducerende gasturbiner.



Figur 28: Simplificeret skitsering af en el- og varmeproducerende gasturbine med 100 MW inputenergi (naturgas), hvoraf 40 MW konverteres strøm og 17 MW genindvindes fra restvarmen, som udgør et iboende konverteringstab ved drift af gasturbiner.

Variierende elproduktion fra havvindmøller med lagerløsning

Vindmøller kombineret med energilagring (batterier eller brint) kan sikre en stabil elforsyning

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

men er forbundet med markante udfordringer. Da batterier har en lav (masse)specifik energitæthed (Wh/kg) vil en batteriløsning svarende til et dagligt effektbehov (ca. 2-5 GWh) på platformene blive tung og kræve opførsel af en ny, stor platform nær olie- og gasplatformene [13] [14].

Brintlagerløsning involverer elektrolyse af brint vha. vindmøllestrøm på blæsende dage efterfulgt af omdannelse af brint til el i brændselsceller på vindstille dage. Konverteringstabet forbundet med el → brint → el betyder, at en havvindpark skal markant overdimensioneres ift. olie- og gasplatformenes effektbehov.

Baseret på ovenstående betragtninger, manglende modenhed af ovenstående teknologier i kommerciel skala offshore og som følge deraf usikkerhed om elforsynings sikkerheden, der er en afgørende parameter for kulbrinte produktionen, anses havvindmøller med lager for ikke at være konkurrencedygtige på nuværende tidspunkt og er derfor ikke blandt de udvalgte elforsynings-scenarier.

6. Vægt- og pladsbehov for eltekniske anlæg kan nødvendiggøre opførsel af ny(e) platform(e)/substation(er) afhængig af omfanget af elektrificering

Eltekniske anlæg som transformer- og omformeranlæg er plads- og vægtkrævende installationer, som afhængig af elektrificeringsgraden kan nødvendiggøre opførsel af ny(e) platform(e) i Nordsøen til eltekniske anlæg, idet eksisterende platforme har begrænset mulighed for at få tilføjet ekstra udstyr.

7. Afstand til land (> 200 km fra Danmark) uden andre eksisterende/potentielle danske elforbrugere i nærheden

Elektrificeringsarbejdet vanskeliggøres desuden af lang afstand til land og derved dyre anlægs-, service- og vedligeholdelsesomkostninger. Fravær af andre eksisterende elforbrugere belaster forretningsmodellen for elektrificeringsprojekterne.

D. Beskrivelse af elforsyningsscenarier

I. Beskrivelse af udvalgte elforsyningsscenarier

Afsnittet beskriver, analyserer og vurderer de syv udvalgte elforsyningsscenarier fra koncepterne A (A2, A4, A5), B (B1, B3) og C (C1) samt hybridscenariet CB4.

Hvert scenarier søkabler, substationer og eventuelle havvindmølleparker og PtX relaterede komponenter skitseres i Figur 29 til 35 med udgangspunkt i infrastrukturkortet vist i Figur 15 i hovedrapporten. Planlagte havvindmølleparker og elinfrastruktur som søkabler fra Energiøen og Sørlige Nordsjø II til land er ikke medtaget i de økonomiske beregninger. I stedet er nye søkabler og substationer, der indgår i hvert scenarie, medtaget i beregningerne og markeret som røde linjer og firkanter i Figur 29 til 35, som afbilder elektrificering til Dan, Halfdan, Tyra og Syd Arne svarende til elektrificeringsgrad 1 til 3. Søkablernes spænding for elektrificeringsgraderne 1 til 3 er angivet i Figur 29 til 35 og beror på overordnede tekniske vurderinger, som kan optimeres ved yderligere spændingsanalyser, der ikke er blevet foretaget i indeværende analyse.

A2 – El via dedikeret kabel fra Danmark

Beskrivelse

Ekstern strøm leveres ved at etablere nye vekselstrømskabler fra olie- og gasplatformene til en samlet ny offshore substation med plads til elteknisk udstyr inkl. omformere, der omformer jævnstrøm (sendt fra land) til vekselstrøm. Jævnstrøm er nødvendigt for langdistance eltransmission til havs for at mindske transmissionstabet. Tilslutning af platformene via et nyt, forbrugstilpasset jævnstrømskabel kan sikre en stabil og fremtidssikret elforsyning. Efter stop af olie- og gasindvinding i Danmark kan søkabler og substationer etableret i forbindelse med elektrificering potentielt agere infrastruktur for fremtidige havvindmøller og bidrage til et fælles europæisk ledningsnet.

Analyse

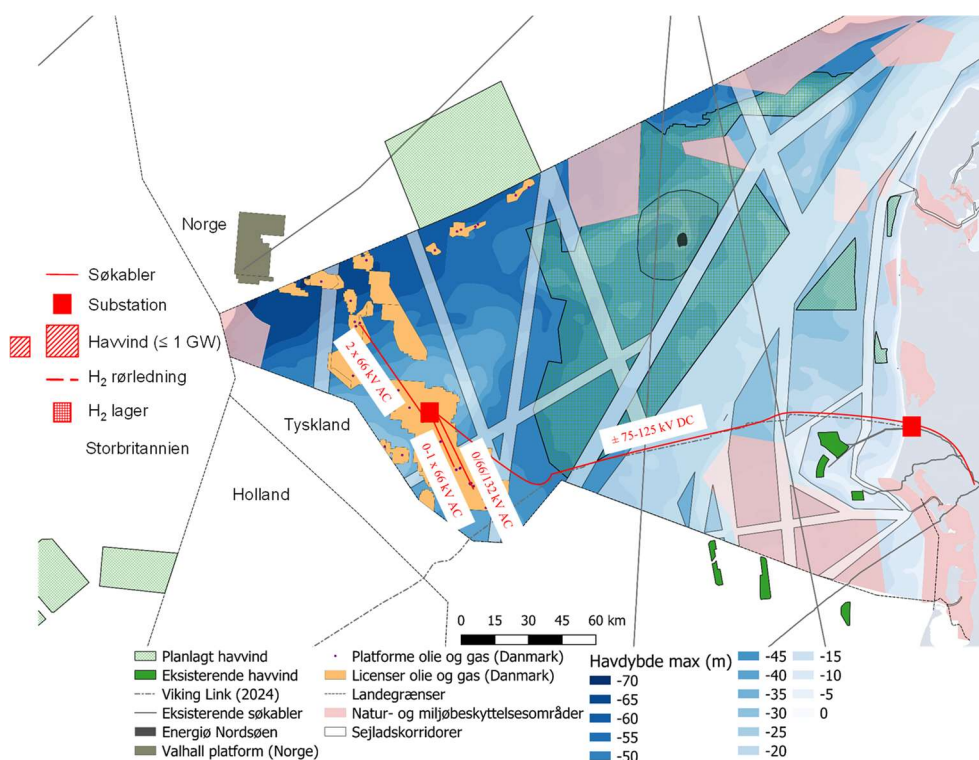
Eltilslutning med et dedikeret jævnstrømskabel er anvendt til elektrificering af norske olie- og gasplatforme og involverer velkendt elteknisk teknologi. Jævnstrømskablet i scenariet vælges primært pga. afstanden (minimum 200 km) og spændingsniveauet (≥ 100 MW), hvor transmissionstabet ved en direkte jævnstrømsforbindelse er markant lavere end en tilsvarende vekselstrømsløsning. Dog kan vekselstrøm anvendes, hvis der midtvejs mellem platformene og ilandføringen af kablet anlægges en ny substation, der kan kompensere for transmissionstabet.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tilpasning af scenariets søkabler og substationer til effektbehovet på platformene reducerer omkostninger relativt til en tilslutning til eksisterende søkabler som Viking Link, der transmitterer flere gange den effekt, som er nødvendig på platformene.

Vurdering

Eltilslutning direkte til land med et jævnstrømskabel vurderes til at være en teknisk gangbar og økonomisk dyr løsning pga. langt søkabel til et mindre antal forbrugere men dog billigere end alternativer som A1. Derfor *er der set videre på el via dedikeret kabel fra Danmark.*



Figur 29: Elforsynings-scenarie A2 med elforsyning til olie- og gasplatforme via et nyt jævnstrømskabel fra Danmark i samme kabeltrace som Viking Link for at anvende tidligere geotekniske undersøgelser af havbunden.

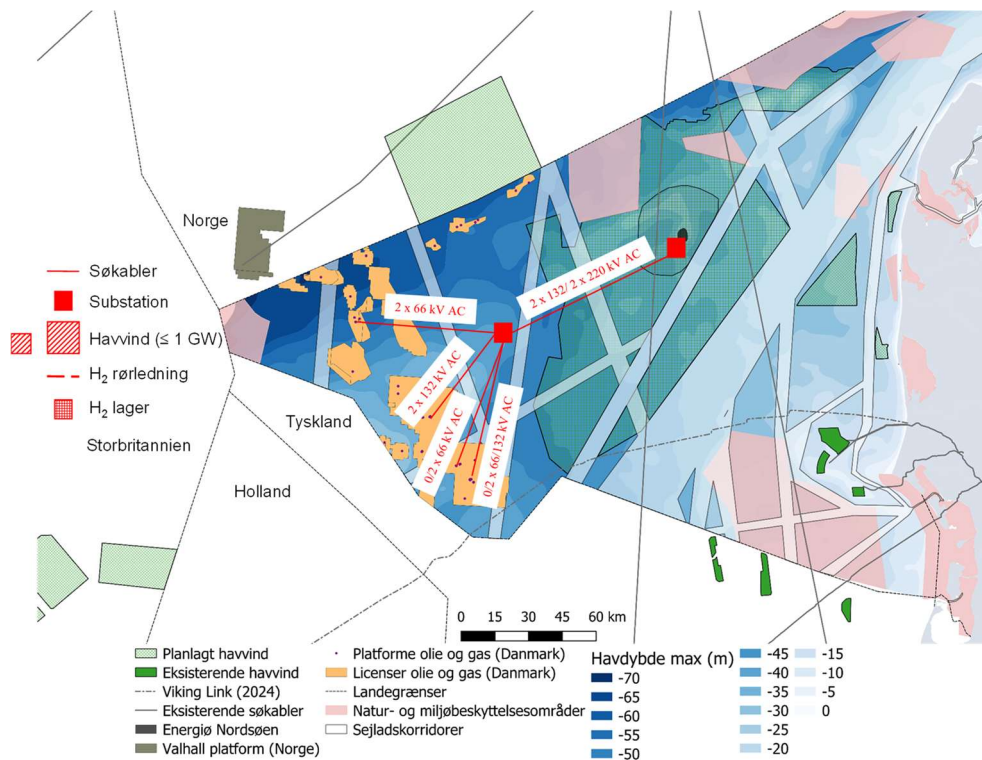
A4 – El via kabel til Energiø

Beskrivelse

Ekstern strøm leveres ved at forbinde platformene via nye vekselstrømskabler til en ny substation placeret cirka midtvejs mellem platformene og Energiøen for at afkorte afstanden til Energiøen og derved muliggøre en vekselstrømskabelforbindelse mellem substationen og Energiøen. På vindstille dage transmitteres el fra land via Energiøen til platformene for at facilitere en kontinuert kulbrinteproduktion med høj opetid. I et fremtidsscenario efter kulbrinteproduktionsstop i 2050

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

kan vekselstrømkablet og substationen udgøre infrastruktur for en fremtidig havvindmøllepark med eksportmuligheder pga. tilslutning til Energiøen.



Figur 30: Elforsyningsscenario A4 med elforsyning til olie- og gasplatforme via et nyt vekselstrømskabel til Energiøen, der forventes i drift i 2033.

Analyse

Placering af den nye substation i ”kort” afstand af Energiøen (< 90 km) muliggør en vekselstrømsløsning med kompensation ved tilslutningspunktet nær Energiøen og substationen men uden en ekstra (nr. 2) substation mellem den nye substation og platformene som skitseret i Figur 30. Løsningen, der involverer eltransmission fra land via Energiøen på vindstille dage, er teknisk mulig men kræver forsikring om kontinuert effektkapacitet på forbindelseskabler fra Energiøen, hvilket er en potentiel udfordring både juridisk og økonomisk, der kræver yderligere undersøgelser. Desuden kan tilkobling til Energiøen potentielt udgøre en risiko for forsinkelsen af Energiø projektet ved at påvirke udbudsprocessen m.m.

En vekselstrømsløsning med substationer i relativ nærhed af både platformene og Energiøen vurderes til at være en billigere og mindre pladskrævende løsning ift. en tilsvarende jævnstrømløsning. Driftsstart af Energiøen i 2033 medfører reduceret lønsomhed og CO₂-emissionsreduktionspotentialer som følge af olie- og gasindvindingsstop i 2050, men elinfrastruktur opført i scenariet kan muligvis anvendes til fremtidig udbygning af vedvarende energianlæg, omend nærmere tekniske og økonomiske undersøgelser er nødvendige for at belyse, om det er økonomisk rentabelt.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Vurdering

Eltilslutning via vekselstrømskabler til Energiøen og herfra forbindelse til land vurderes umiddelbart til at være teknisk mulig og mindre omkostningstung for selve elektrificeringen af produktionen i Nordsøen end en tilsvarende jævnstrømsløsning fra platformene til Energiøen, men dette kræver nærmere undersøgelser. Omvendt er sen driftsstart og derved lavere CO₂-reduktionspotentialer en markant svaghed ved scenariet. I betragtning af alternative scenarier *er der set videre på* El via kabel til Energiø. Konsekvenserne for kobling af platformene til Energiøen og dennes idriftsættelse og rentabilitet kræver yderligere undersøgelser.

A5 – El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)

Beskrivelse

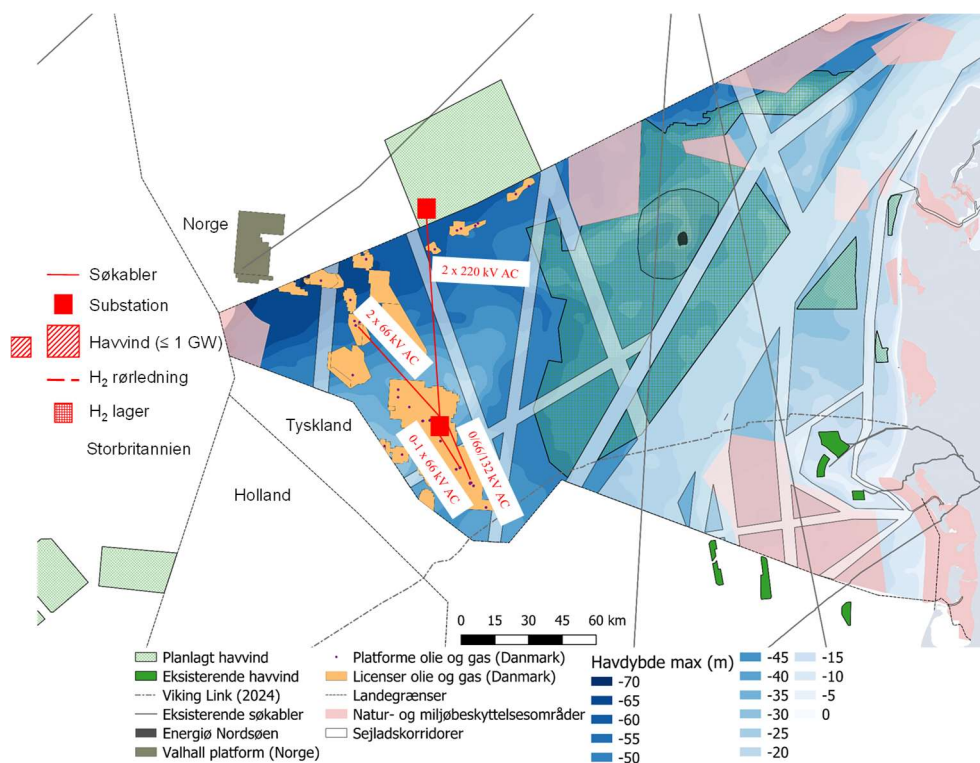
Platformene tilsluttes via nye vekselstrømskabler til en ny substation placeret i olie- og gasområdet. Herfra anlægges nye vekselstrømskabler til en ny substationen på grænsen til Norge, hvor der er udlagt et større område til udbygning af havvindmøller med forventet driftsstart i 2030. A5 ligner A4 men adskiller sig ved tre år tidligere driftsstart, kortere vekselstrømskabeltræk samt behov for forhandlinger om stabil eltransmission fra elproduktion offshore og onshore i Norge til forbrug i Danmark.

Analyse

I Norge er et areal kaldet Sørlige Nordsjø II (SN2) udlagt til indledningsvis 3 GW havvind, hvor kommercielle partnere har budt på rettighederne til området. Planlægning af havvindparken befinder sig i en indledende fase. Dog er det klart, at parken som minimum skal tilkobles land, og at partnere skal eje og drive havvindmøllerne kommercielt. Private havvindudviklere har udvist interesse for at forbinde til forbrugere i nærheden inklusiv Danmark for at øge rentabiliteten af deres investering. Scenariet er interessant pga. faktorer som kort afstand fra SN2 til danske olie- og gasplatforme, norske havvindudvikleres interesse for at levere en stabil og effekttilpasset elforsyning til danske platforme samt forventet driftsstart tre år tidligere end Energiøen.

Eltransmission over landegrænser til forbrug offshore kan være kompliceret særligt ift. ejerskab af substationen i SN2 og kabel fra SN2 til Danmark, idet elinfrastrukturen krydser grænsen mellem Danmark og Norge. Allokering af kapacitet på elkablet fra SN2 til land er endnu en udfordring, der skal tackles ligesom i A4 scenariet. Dog har interesserede havvindmøllekonsortier tilkendegivet, at de vil bestræbe sig på at levere en stabil elforsyning til offshore forbrugere som fx olie- og gasplatformene.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 31: Elforsyningsscenario A5 med elforsyning til olie- og gasplatforme via et nyt vekselstrømskabel til Sørliche Nordsjø II i Norge, der forventes i drift i 2030.

Vurdering

Scenariet ligner i høj grad A4 men er begunstiget af kortere vekselstrømskabeltræk og forventet tidligere start, som øger CO₂-reduktionspotentialer. Myndighedsgodkendelser påkrævet i scenariet udgør en betydelig udfordring, som kræver yderligere analyse. Samlet set vurderes scenariet som et interessant alternativ til A4 og derfor er der set videre på el via kabel til Sørliche Nordsjø II havvindmøllepark (Norge).

B1 – El fra havvindmøllepark i olie/gas område med kabel til Danmark

Beskrivelse

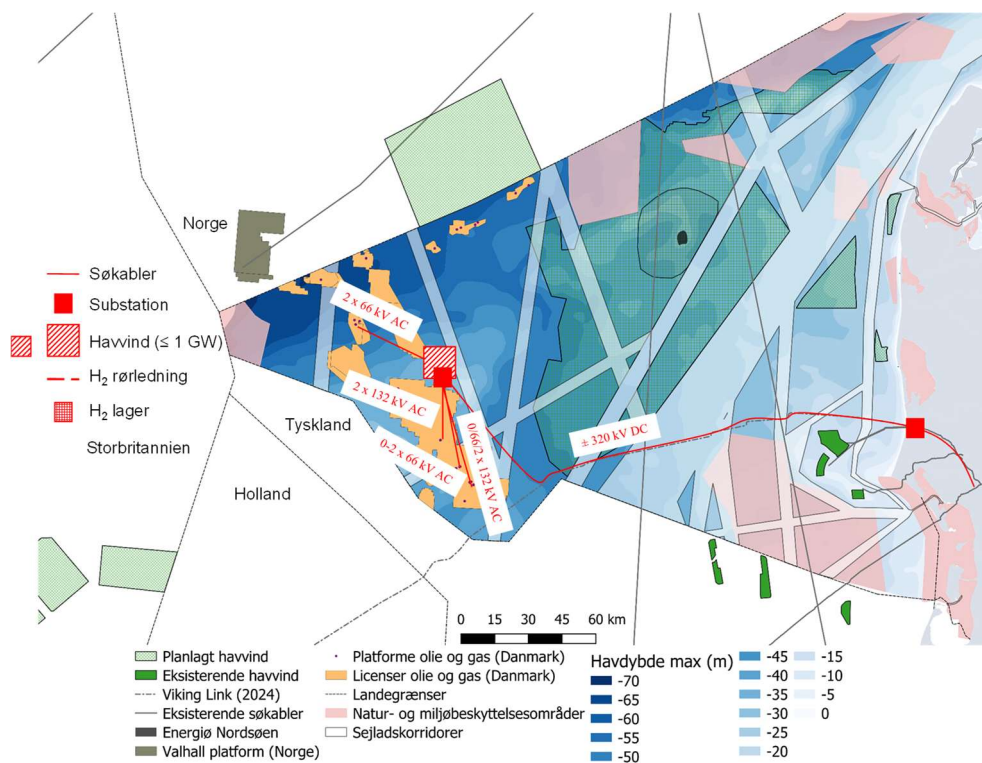
Platformene forbindes til både en ny 1 GW havvindmøllepark tæt på platformene og land ved at anlægge nye vekselstrømskabler fra hver platform til en nærtliggende ny substation, som samtidig agerer samlingspunkt for havvindmøllernes elproduktion. Elproduktion fra havvindparken afsættes på blæsende dage til både platformene via substationen og land ved først at omformes til jævnstrøm og dernæst transmitteres til land. På vindstille dage transmitteres el fra land via jævnstrømskablet, substationen og vekselstrømskablerne til de individuelle platforme. Scenariet for-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

udsætter kommerciel og politisk interesse for at opføre en større havvindpark tæt på olie- og gasplatformene. Efter indvindingsstop i 2050 kan havvindparken fortsat transmittere el til land og på sigt muligvis indgå i et fælles europæisk ledningsnet.

Analyse

Havvindmøller funderet på bunden af havet opføres typisk på havdybder op til 40-50 meter som monopæle, mens bundfunderede ”gitter” (jacket) strukturer er mere udbredt på 50-70 meters havdybde. Ved større havdybder (> 70 meter) anvendes normalt flydende havvindmøller. Havdybden nær olie- og gasplatformene varierer fra 40 meter i det sydlige område (Tyra og Dan) til 60-65 m i det nordlige område (Syd Arne og Harald). Derfor kan bundfunderede havvindmøller umiddelbart opføres nær olie- og gasinstallationerne.



Figur 32: Elforsynings-scenarie B1 med strøm til olie- og gasplatformene via en ny 1 GW havvindpark placeret nær platformene og koblet med jævnstrømskabel til Danmark i samme kabeltrace som Viking Link for at forkorte godkendelses- og anlægsfaserne ved brug af tidligere geotekniske havbundsundersøgelser.

Havvindparkens effektkapacitet vurderes til at skulle være omkring 1 GW for at generere kommerciel interesse og være lønsom med få eller ingen statslige subsider baseret på lignende havvindparker planlagt eller opført i Storbritannien (Dogger Banke og Sofia) og Norge (Sørlige Nordsjø II). Dog kan andre forhold som vind- og havbundsforhold samt hensyntagen til andre

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

interesser i området også påvirke realiseringen og rentabiliteten af en havvindmøllepark. Placeringen af havvindparken nær olie- og gasplatformene betyder færre afsætningsmuligheder og derved højere pris for elproduktion ift. eksisterende/planlagte havvindmølleparker som fx Horns Rev, Thor og Energiø, som befinder sig markant tættere på det danske fastland og derved større afsætningsmuligheder. Myndighedsgodkendelser og evt. ændring af regler/lovgivning er en forudsætning for realisering af scenariet.

Jævnfør tidsplanen for det noget simple Thor havvindmøllepark projekt (800-1000 MW) med politisk beslutning i 2018 og forventet fuld idriftsættelse i 2027 vurderes en større (og antagelig mere kompleks) havvindpark (1 GW) med politisk beslutning i 2022 at kunne tages i drift tidligt i 2030'erne. Tidsplaner for historiske og fremtidige havvindparker viser, at søkabler etableres på forkant af havvindmøller for at kunne afsætte elproduktionen fra dag et. Derved vil jævnstrømsforbindelsen i scenarie B1 kunne tages i drift og sikre en stabil elforsyning til platformene på forkant af en komplet udbygning af havvindparken i 2030'erne.

Vurdering

Etablering af en kommerciel havvindpark koblet med jævnstrømskablet til Danmark vurderes til at være et teknisk muligt scenarie men behæftet med usikkerhed om kommerciel interesse i at opføre en 1 GW havvindpark i nærheden platformene med begrænset efterspørgsel og aftagende effektbehov fra platformene mod 2050. I betragtning af alternative scenarier *er der set videre på* el fra vindfarm i olie-/gasområde med kabel til Danmark.

B3 – El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø

Beskrivelse

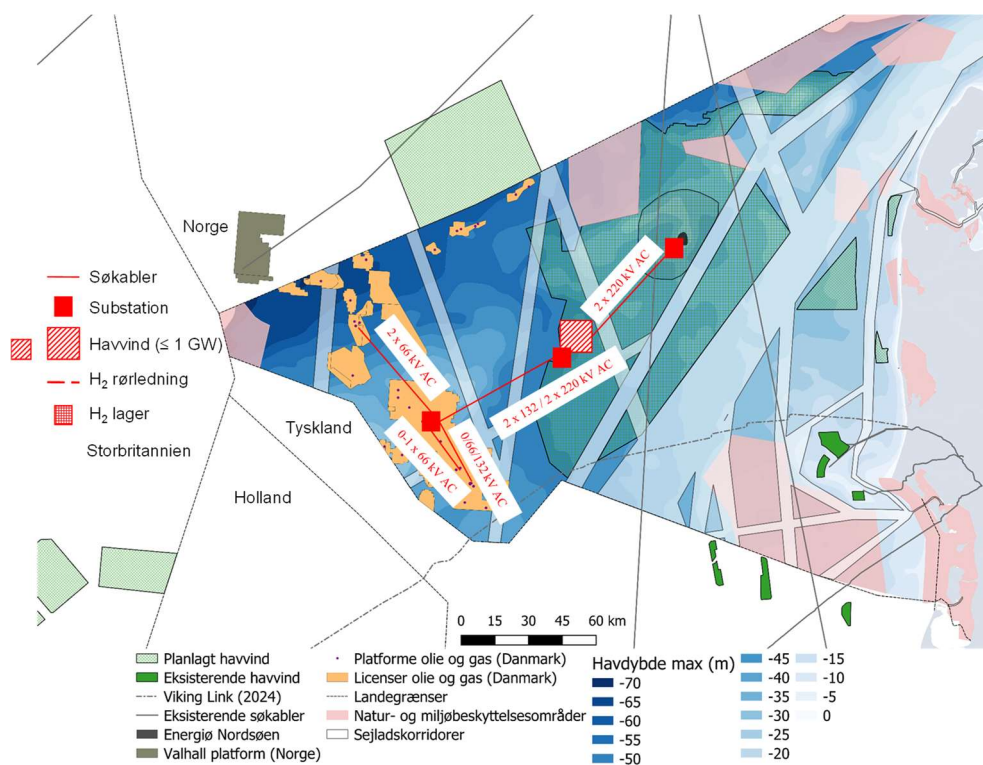
Platformene forbindes via nye dedikerede vekselstrømskabler til en ny samlet substation med transformeranlæg m.m. Herfra er platformene forbundet med vekselstrømskabler til en ny substation, som agerer samlingspunkt for elproduktion fra en ny 1 GW havvindpark og muliggør eltransmission mellem Energiøen og platformene. Anvendelse af vekselstrøm til eltransmission af højspænding over afstandene skitseret på Figur 33 nødvendiggør kompensationsstationer på minimum substationerne placeret på Energiøen og ved havvindparken.

Havvindparken er placeret inden for det statslige reserverede 10 GW område for at øge sandsynligheden for myndighedsgodkendelser, skabe kommercielle interesse om projektet og placere

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

havvindmøllerne på havdybder under 50 meter. Samtidig er havvindparken relativ tæt på Energiøen, hvorved billigere vekselstrømsteknologi kan anvendes til eltransmission mellem Energiøens substation og havvindparkens substation, hvorfra el transmitteres videre til substationen ved platformene og herfra til de enkelte platforme. Havvindparkens elproduktion afsættes på blæsende dage til både platformene via substationen og land, mens platformene forsynes med el fra Energiøens forbundne søkabler på vindstille dage.

Da B3 er afhængig af kobling til Energiø for dels at kunne afsætte elproduktion fra havvindparken og dels at forsyne platformene på vindstille dage, er driftsstarten for scenariet tidligst i 2033. Der udestår undersøgelser af, hvordan tilkobling til Energiøen påvirker dennes økonomi. Ligesom B1 kan havvindparken og elinfrastrukturen anvendes efter 2050 med afsætningsmuligheder via Energiøen og potentiale for at tilkoble en ny havvindpark tæt på platformene.



Figur 33: Elforsyningsscenarie B3 med elforsyning til olie- og gasplatforme via en ny 1 GW kommerciel vindpark, der er placeret i et område statsligt allokeret til 10 GW havvind og forbundet med vekselstrømskabler til Energiøen.

Analyse

B3 scenariet involverer velkendt teknologi analogt til B1 og B2 scenarier.

Grundet havvindparkens placering i udlagt område til 10 GW vedvarende energi og tilslutning til Energiøen vurderes et udbud af parken at have umiddelbar kommerciel interesse. Placeringen af

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

parken overlapper med udbygningsfase 2 eller 3 for Energiøen og er derfor ikke tiltænkt udbygning til driftsstart i 2033, hvorved havvindparkens opførelse til driftsstart i 2033 kan karambolere med udbygningsplanerne for Energiøen og derved afsætningsmulighederne for elproduktionen fra havvindparkens elproduktion såfremt elinfrastrukturen på Energiø indledningsvis kun er skaleret til at håndtere de allerede planlagte 3 GW havvind i fase 1. Det er ikke undersøgt, om der vil være tekniske, planlægningsmæssige eller lovgivningsmæssige udfordringer for Energiøen ved denne løsning. Desuden kan tilkobling til Energiøen potentielt udgøre en risiko for forsinkelsen af Energiø projektet ved at påvirke udbudsprocessen m.m.

Omkostningsmæssigt er B3 billigere end B2 pga. kortere vekselstrømskabler og fravær af både jævnstrømskabler og omformeranlæg. Omvendt kan B2 muligvis tages i drift få år før B3 jf. beskrivelsen i B1 og driftsstart af Energiøen i 2033, men disse få år skønnes ikke at kunne opveje de fornævnte større omkostninger, om end denne antagelse er behæftet med betydelig usikkerhed.

Høj, stabil elforsyningssikkerhed på søkabler forbundet til Energiøen en forudsætning for at sikre platformene en høj elforsyningssikkerhed men samtidig en udfordring, som kan fordyre projektet markant.

Vurdering

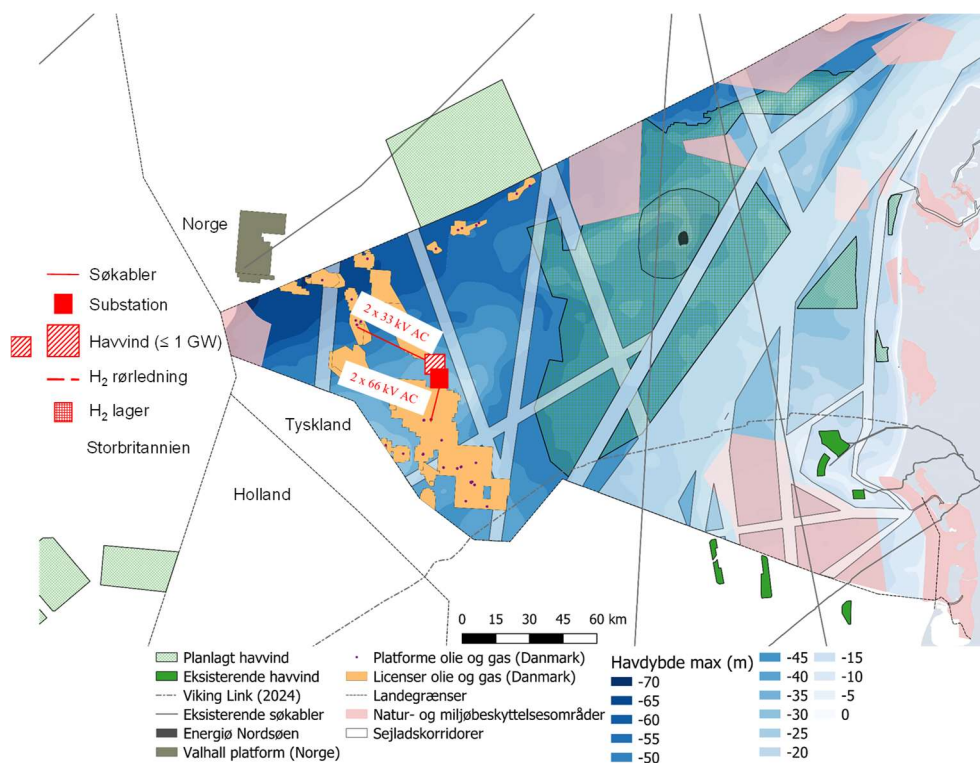
Etablering af en kommerciel havvindpark forbundet med vekselstrømskabel til Energiøen og herfra til Danmark vurderes at være et teknisk muligt scenarie med placering af en havvindpark i allokeret område til udbygning af vedvarende energi. Dette betragtes som en fordel men kan også være en ulempe, hvis havvindparkens placering og ønske om eltransmission er i konflikt med udbygningsplanerne for Energiøen og dens evne i 2033 til at håndtere 1 GW ekstra ift. de allerede planlagte 3 GW. I betragtning af sammenlignelige B scenarier *er der set videre på* el fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø.

C1 – El fra få havvindmøller nær olie-/gasområde med gasturbine backup

Beskrivelse

Scenariet koncentrerer sig om platformene Tyra og Syd Arne, der lettest kan elektrificeres (elektrificeringsgrad 1). Få nye dedikerede havvindmøller opføres i et samlet område cirka midtvejs mellem Tyra og Syd Arne og tilsluttes direkte til henholdsvis Syd Arne eller Tyra med vekselstrømskabler. Fluktuerende havvindmøllestrøm uden lagring kan ikke facilitere en høj elforsyningssikkerhed, hvilket nødvendiggør fortsat (men dog mindre) brug af gasturbiner for at levere el på vindstille dage. Antallet af havvindmøller skaleres efter effektbehovet, der optimalt set kan elektrificeres ift. start og stop af gasturbiner og omfang af elektrificeringsarbejdet på platformene.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 34: Elforsynings-scenarie C1 med elforsyning til Tyra og Syd Arne, der lettest kan elektrificeres med varierende elproduktion fra få dedikerede havvindmøller

Analyse

Olie- og gasområdet rummer relevante arealer med havdybde under 50 meter, der muliggør bundfunderede havvindmøller baseret på velkendt monopæl teknologi. Variabel drift af gasturbiner er teknisk udfordrende og kan reducere omfanget af elektrificering for at minimere vedligeholdelseskrævende og potentielt emissionsøgende start og stop af gasturbiner, der fungerer som backup for fluktuerende elproduktion fra havvindmøller. Udfordringen i scenariet er derfor at optimere antallet af havvindmøller ift. vedligeholdelsesomkostninger og CO₂-reduktioner forbundet med tilbageværende gasturbiner.

Placeringen af relativt få havvindmøller tæt på olie- og gasplatformene kræver myndighedsgodkendelse og evt. ændring af lovgivning. Desuden taler få havvindmøllers begrænsede arealbehov for, at der kan udlægges et mindre område til havvindmøller nær platformene. Parkens begrænsede størrelse medfører potentielt tidlige CO₂-reduktioner og relativt billig opstilling men også et begrænset CO₂-reduktionspotentiale og muligvis dyre vedligeholdelsesomkostninger målt per MWh produceret ift. en større havvindpark. I takt med afvikling af kulbrinteaktiviteter kan havvindmøllerne bidrage til kulstoflagringsaktiviteter (eller andre energikrævende aktiviteter) på platformene, såfremt disse vinder indpas. Elinfrastrukturen og kapaciteten forbundet med få hav-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

vindmøller berettiger ikke umiddelbart til at udbygge med ekstra havvindmøller og etablere søkabler til land/Energiøer. Derfor vil havvindmøllerne skulle nedtages ved driftsstop af de tilknyttede platforme Tyra og Syd Arne.

Vurdering

Etablering af få dedikerede havvindmøller med gasturbine backup vurderes til at være et teknisk muligt scenarie med juridiske udfordringer, som anses for at kunne løses. Antaget tidlig driftsstart for scenariet (før 2030) medfører tidlige men begrænsede CO₂-reduktioner, der kan bidrage til Danmarks 70 pct. målsætning i 2030. I lyset af den begrænsede tekniske udfordring og hurtig iværksættelse *er der set videre på* el fra få havvindmøller i olie-/gasområde med gasturbine backup.

CB4 – El fra få havvindmøller nær olie-/gasområde efterfulgt af kabel til Energiø

Beskrivelse

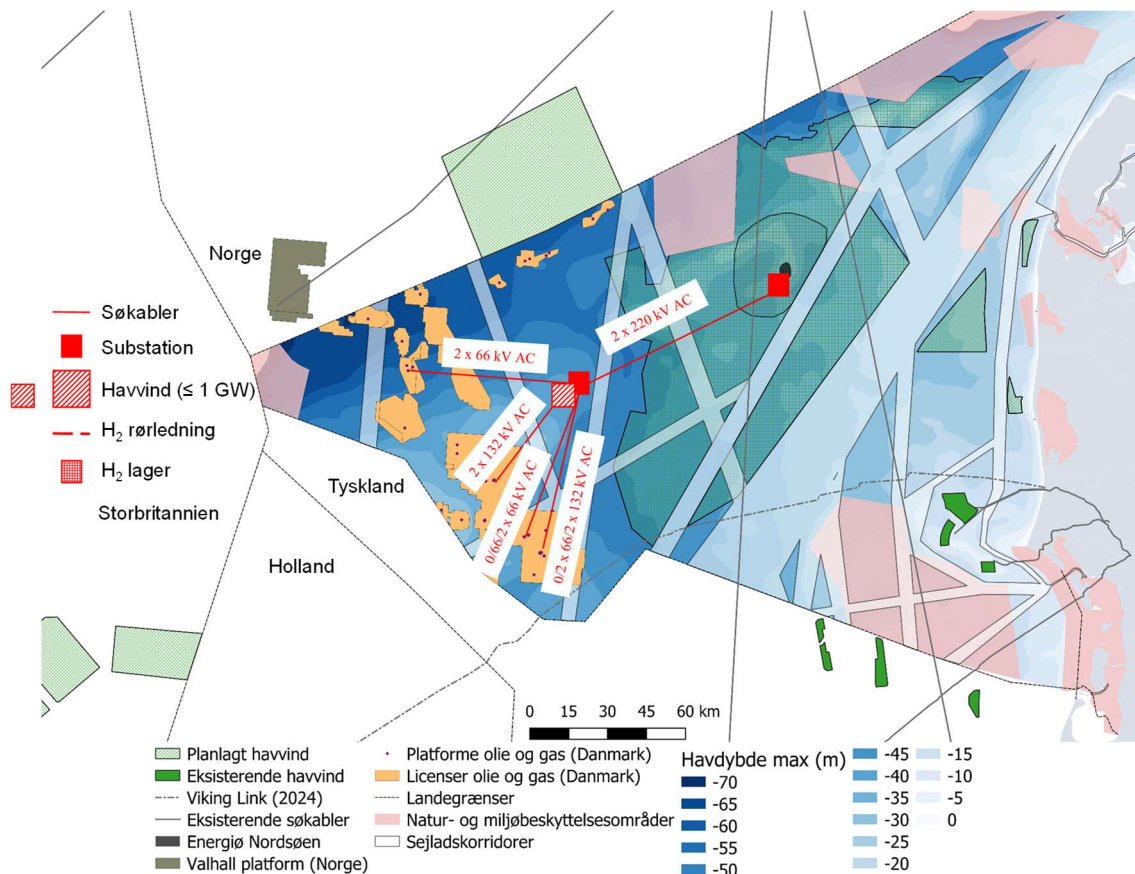
Scenariet starter som et C1 scenarie med få dedikerede havvindmøller (til Syd Arne og Tyra), som dog er placeret tættere på Energiøen ift. havvindmøller i C1 scenariet for at forberede en senere udbygning med anlæggelse af ny substation og vekselstrømskabler fra området med havvindmøller til Energiøen i 2033. Elbehovet på platformene dækkes hovedsagligt af el fra Energiøen, mens Tyra og Syd Arne også forsynes med el fra deres respektive få dedikerede havvindmøller.

Analyse

Placeringen af få havvindmøller i CB4 skyldes dels at kunne udbygge med en senere substation i vekselstrømskabelafstand af Energiøen og dels at være i et område med havdybder under 50 meter. Nærmere analyser kan dog rykke på de eksakte lokationer af havvindmøllerne og substationen. Den optegnede lokation for havvindmøller og substationen i Figur 35 er ikke i udlagt område til vedvarende energi jf. Havplanen og nødvendiggør derfor myndighedsgodkendelse. Substationen ved havvindmøllerne skal opgraderes i 2033 med transformere og reaktiv kompensatorstationer for at kunne videresende vekselstrøm fra Energiøen til platformene. Med antaget driftsstart af få havvindmøller i 2027 og forventet levetid på 30 år kan havvindmøllerne servicere mulige kulstoflagringsaktiviteter i Nordsøen efter 2050. Elinfrastrukturen med substation og vekselstrømskabler kan desuden udbygges med ekstra havvindmøller, såfremt det er kommercielt lønsomt og juridisk muligt at afsætte øget elproduktion via Energiøen. Desuden kan tilkobling til

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Energiøen potentielt udgøre en risiko for forsinkelsen af Energiø projektet ved at påvirke udbudsprocessen m.m. Der udestår undersøgelser af, hvordan tilkobling til Energiø påvirker dennes økonomi.



Figur 35: Elforsynings-scenarie CB4 med elforsyning til olie- og gasplatformene. Scenariet indledes som et C1 scenarie men udbygges i 2033 til et B3 scenarie, der muliggør et større omfang af elektrificering.

Vurdering

Opførelse af få dedikerede havvindmøller (scenarie C1) med efterfølgende tilslutning til Energiøen i 2033 kan give få men tidlige og potentielt billige årlige CO₂-reduktioner, som efter 2033 kan øges markant ved at øge elektrificeringsomfanget. CB4 imødegår delvist svaghederne ved C1 og B3 scenarierne som lavt CO₂-reduktionspotentiale og sen driftsstart, henholdsvis. Omvendt er havvindmøllerne i dette scenarie placeret i længere afstand fra platformene ift. C1 scenariet med dertilhørende øget omkostninger til elinfrastruktur ift. C1 scenariet. Fordelene ved CB4 vurderes til at overstige ulemperne og derfor er der set videre på et fra få vindmøller nær olie-/gasområde efterfulgt af kabel til Energiø.

II. Beskrivelse af fravalgte elforsyningsscenarier

Dette afsnit fremlægger beskrivelser, analyser og vurderinger af fravalgte elforsyningsscenarier. Søkablers spændinger er ikke vurderet for fravalgte elforsyningsscenarier og fremgår derfor ikke af Figur 36-40.

A1 – El via Viking Link

Beskrivelse

Ekstern strøm leveres ved at etablere vekselstrømskabler fra offshore platforme til en offshore substation med plads til omformere, der muliggør forbindelse til Viking Link med dertilhørende høj elforsyningssikkerhed. Ved at forbinde platformene til et jævnstrømskabel, der både har høj kapacitet (1400 MW) og forventes i drift i nær fremtid (~2024), kan platformene hurtigt og fremtidssikret forsynes med en stabil elkilde. Efter dansk kulbrinteproduktionsstop i 2050 kan offshore substationen indgå i et europæisk internt forbundet ledningsnet.

Analyse

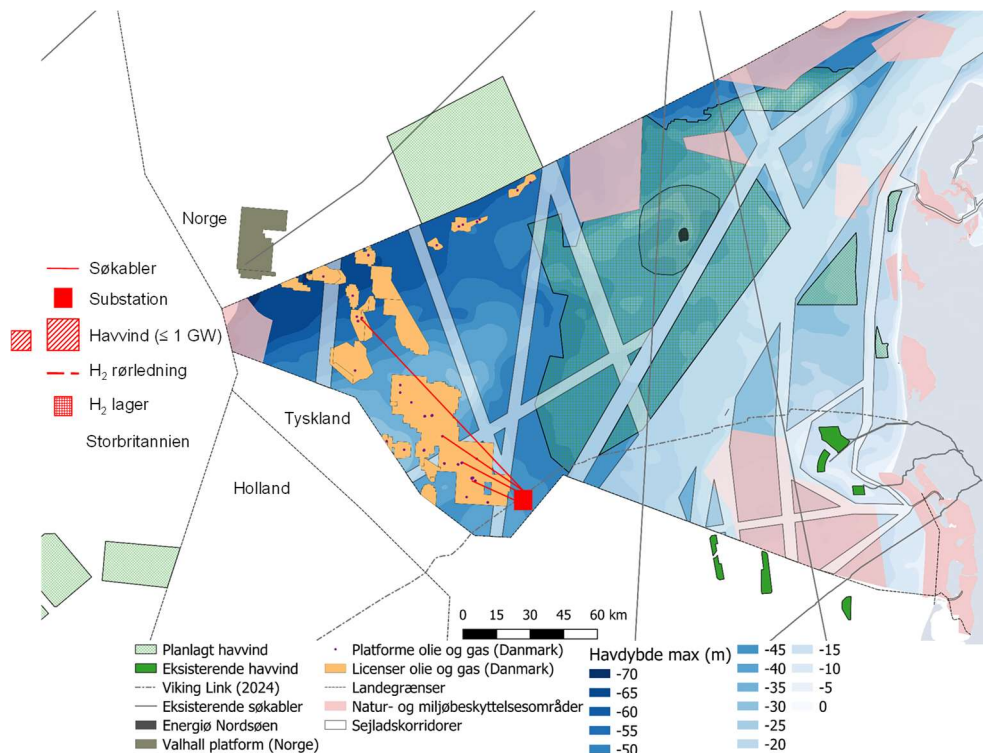
Elforbindelse til Viking Link er en teknisk kompliceret løsning, da det kræver omdannelse fra en punkt til punkt (PtP) elforbindelse til en multi-terminal (MT) forbindelse. Teknisk set kan Viking Link omstilles fra en PtP til en MT forbindelse, men det kræver opførsel af en meget stor offshore substation (~25 000 ton topside vægt) pga. pladsbehov til to store jævnstrøm/vekselstrøm omformere (2x1000 MW, ±525 kV på hver, ca. 100 x 80 x 40 m), der er i stand til at håndtere den høje jævnstrømsspænding (±525 kV), som Viking Link transmitterer el ved.

Kontrakten for Viking Link indgået mellem Energinet og National Grid fastlægger forholdene for handel med el via Viking Link. En mulig tilslutning af platforme vil ændre handelskapaciteten for kablet og medføre lavere flaskehalsindtægter (økonomisk avance ved at sælge el fra et lavpristil et højprismråde) pga. konstant elforbrug på platformene. Tilslutningstilladelse kræver accept og økonomisk kompensation af de involverede parter (Energinet og National Grid). Beløbet for den store offshore substation inklusiv to store omformere estimeres til at være 10-15 mia. kr. ekskl. løbende betydelige vedligeholdelsesudgifter pga. offshore placering og umoden teknologi, hvortil elpris, elinfrastruktur til platformene m.m. skal adderes.

Vurdering

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Eltilslutning til Viking Link vurderes at være en uforholdsmæssig dyr og teknisk vanskelig løsning ift. alternative scenarier (fx direkte jævnstrømskobling til land). Derfor *fravælges* el via Viking Link.



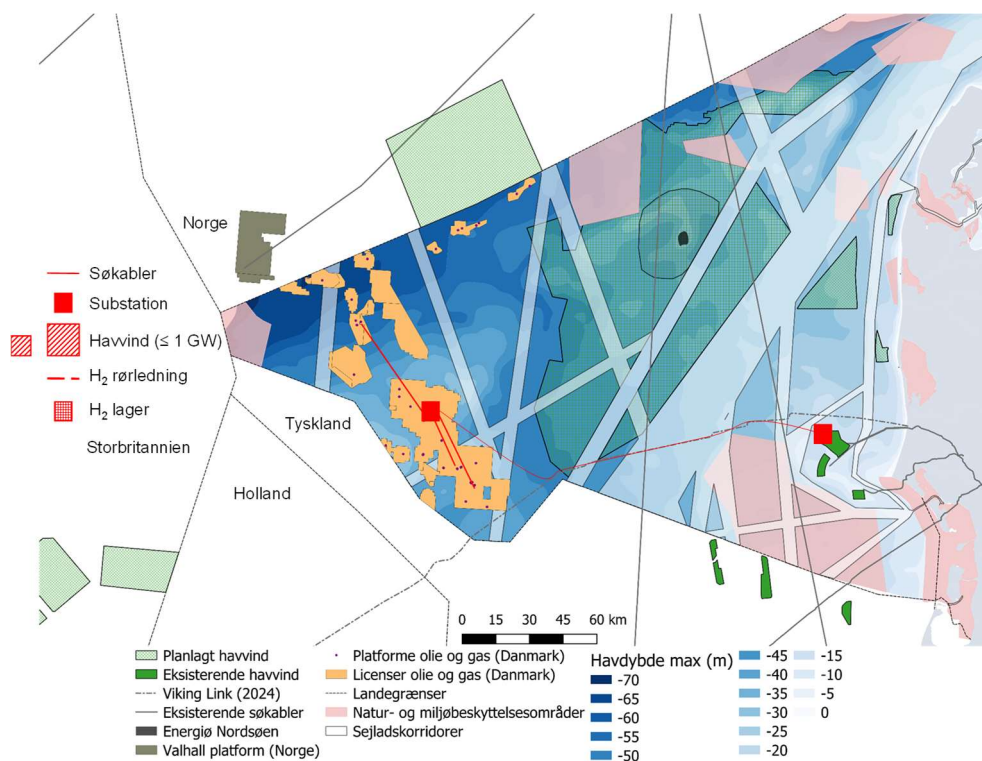
Figur 36: Elforsyningsscenarie A1 med elforsyning til olie- og gasplatformene via søkablet Viking Link, der forventes i drift i 2024.

A3 – El via dedikeret kabel fra Danmark

Beskrivelse

Ekstern strøm leveres ved at etablere vekselstrømskabler fra offshore platforme til en offshore substation med plads til omformere, der muliggør jævnstrømsforbindelse til Horns Rev 3 (HR3), der har en kapacitet på cirka 400 MW. Platformenes elbehov kan dækkes af HR3s havvindmøller eller el fra land afhængig af havvindmølleproduktionen. I et fremtidsscenario (efter dansk kulbrinteproduktionsstop i 2050) kan jævnstrømskablet og offshore substation agere infrastruktur for en havvindmøllepark i nærhed af offshore substationen og/eller indgå som end el af et fælles europæisk ledningsnet.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 37: Elforsynings-scenarie A3 med elforsyning til olie- og gasplatforme via et nyt jævnstrømskabel fra havvindmølleparken Horns Rev 3 i samme kabeltrace som Viking Link for at anvende tidligere geotekniske undersøgelser af havbunden.

Analyse

Som beskrevet i scenarie A2 er teknologien anvendt i scenarie A3 velkendt og afprøvet i fx Norge, hvilket sammen med en forbrugstilpasset løsning bestående af kabelspændinger, omformere m.m. gør scenariet interessant. Afstanden og effektbehovet fra HR3 til platformene fordrer en jævnstrømsløsning.

HR3 består af havvindmøller forbundet til en samlende substation, der transformerer spændingen til 220 kV vekselstrøm, inden den sendes til land. Derfor kræver A3 scenariet opførelse af to offshore substationer med tilhørende omformeranlæg, hvorimod A2 scenariet indeholder en offshore og en onshore substation med omformeranlæg. Selvom omkostninger til miljøvurderinger for anlæg på land er dyrere ift. til havs og jævnstrømskablet længde for scenarie A3 er kortere ift. A2, er anlægs- og driftsudgifter til offshore omformeranlæg markant højere og vurderes til at overstige førnævnte gevinster ved A3 ift. A2.

Vurdering

Eltilslutning til land via HR3 med et jævnstrømskabel vurderes til at være teknisk gangbar men økonomisk dyrere ift. A2 scenariet. Derfor *fravalges* el via dedikeret kabel fra Danmark.

B2 – El fra havvindfarm i 10 GW område med kabel til Danmark

Beskrivelse

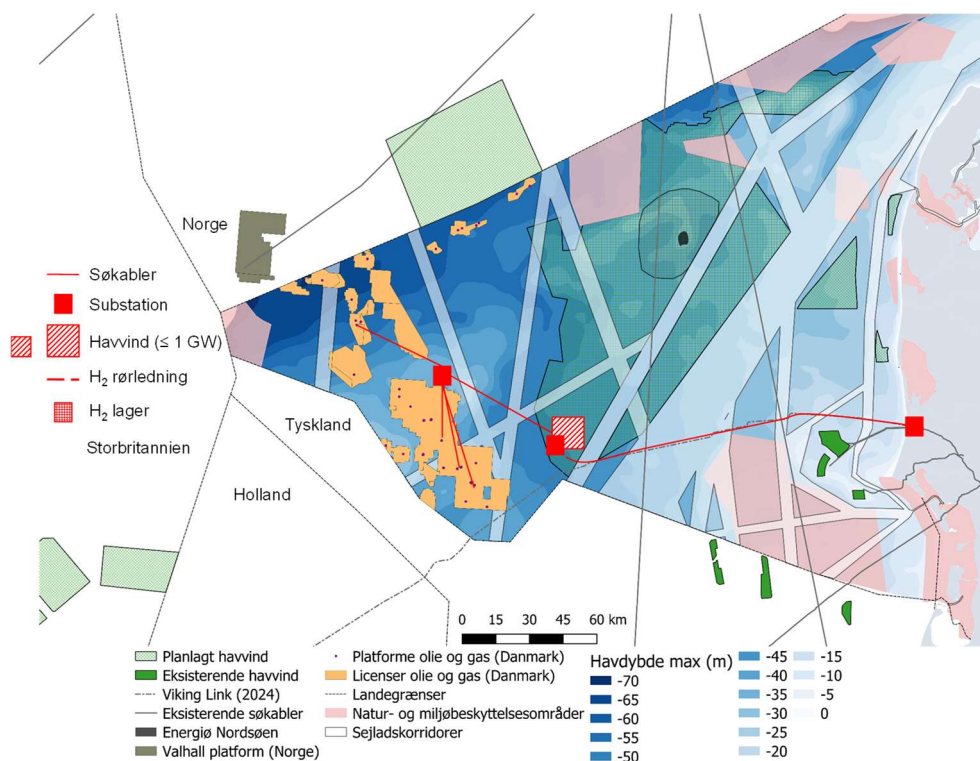
Ekstern el leveres delvist fra en havvindpark (1 GW) placeret i det statslige udlagte 10 GW område cirka midtvejs mellem Danmark og platformene delvist via el fra land. Vekselstrømskabler forbinder platformene med havvindparken via en substation med transformer- og omformeranlæg, hvorfra overskudsstrøm transmitteres med jævnstrømskabler til land, da en vekselstrømsløsning vurderes for omkostningstung grundet den høje effektkapacitet (≥ 800 MW eltransmission ved ≤ 200 MW effektaftag på platformene). Efter dansk kulbrinteproduktionsstop i 2050 kan elproduktionen fra havvindmølleparken transmitteres til forbrug på land eller andetsteds.

Analyse

B2 scenariet minder i høj grad om B1 med mindre modifikationer, der ikke ændrer ved konklusionen om, at teknologien er til stede for at gennemføre scenariet B2. I sammenligning med B1 er havvindparken i B2 beliggende tættere på land med kortere jævnstrømskabel til følge, placeret på lavere havdybde (30-35 meter) og i 10 GW screenet område. Omvendt medfører B2 scenariet en ekstra offshore jævnstrømssubstation og længere jævnstrømskabler ift. B1. Økonomisk sammenligning inklusiv forskellig transmissionstab ved de to scenarier kan anvendes til at vælge mellem de to analoge scenarier B1 og B2. Der udestår undersøgelser af, hvordan tilkobling til Energiøen påvirker dennes økonomi

Tidsperspektivet er en vigtig faktor, da en ny 1 GW havvindmøllepark jf. beskrivelse af B1 scenariet forventes i drift i start 2030'erne. Modsat B1 scenariet kan positionen af B2 havvindparken i 10 GW området fremskynde processen ift. B1. Både B1 og B2 involverer et større omformeranlæg på land og deraf følgende miljøundersøgelser, som generelt vurderes til at være mere tidskrævende på land end til havs, hvilket kan spille ind i vurderingen af B scenarierne. Dog ventes tidsbehovet til ovenstående undersøgelser ikke for nuværende at være kritiske for den samlede tidsplan.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 38: Elforsynings-scenarie B2 med elforsyning til olie- og gasplatforme via en ny 1 GW havvindpark, der er placeret i et område statsligt allokeret til 10 GW havvind og koblet med jævnstrømskabel til Danmark i samme kabeltrace som Viking Link for at anvende tidligere geotekniske undersøgelser af havbunden.

Vurdering

Etablering af 1 GW havvindpark koblet til Danmark med jævnstrømskabel vurderes at være et teknisk muligt scenarie med betydelig usikkerhed om kommerciel interesse i at opføre en større havvindpark langt væk fra Energiøen men dog i udlagt VE område i modsætningen til B1 scenariet. Omvendt inkluderer B2 en ekstra substation, længere vekselstrømskabler og kortere vekselstrømskabler i forhold til B1 scenariet. Trefaset vekselstrømskabler vurderes umiddelbart at være behæftet med samme omkostninger som jævnstrømskabler (ved fastholdt spænding) eller dyrere. Økonomisk set vurderes B1 til at være mere fordelagtig, som antages at opveje placeringen uden for det statsligt screenede 10 GW område. Derfor *fravælges* el fra havvindfarm i 10 GW område med kabel til Danmark

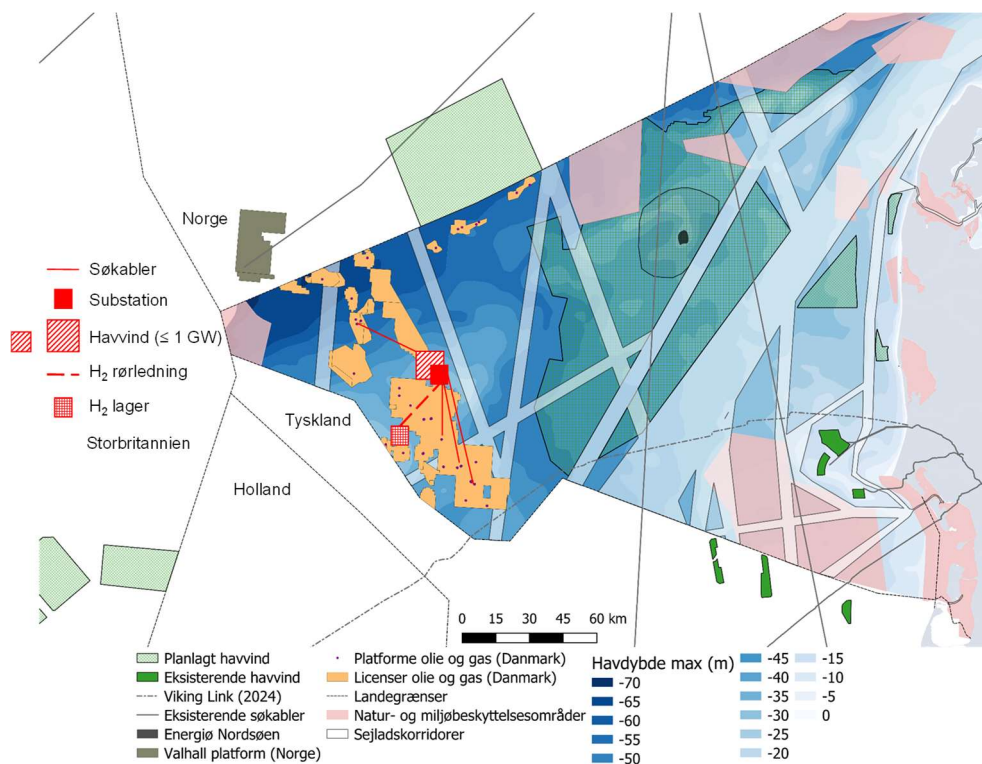
C2 – El fra vindfarm med PtH₂ og brintlager

Beskrivelse

Ekstern strøm leveres fra en mellemstor havvindpark skaleret efter to til tre gange effektbehovet på tilsluttede platforme, da overskudsstrøm på blæsende dage lagres vha. elektrolyseteknologi som brint i brinttanke (fx kaverner i undergrunden). På vindstille dage kan lagret brint omdannes

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

via brændselsceller til el, hvorved gasturbiner kan dekommissioneres. Elektrolysekapaciteten gør desuden infrastrukturen anvendelig efter produktionsstop i 2050, hvor produceret brint fx kan eksporteres med skib.



Figur 39: Elforsyningsscenarie C2 med elforsyning til olie- og gasplatforme fra en overdimensioneret havvindmøllepark, der via vandeletrolyse kan gemme overskudsenergi i brint, som på vindstille dage konverteres til el i brændselsceller.

Analyse

Havvindparken er teknisk mulig mens en større elektrolyse-brændselscelleenhed, der kan håndtere effekt i størrelsesordenen >100 MW, er markant mere teknisk udfordrende. Sådanne enheder eksisterer fortrinsvis i mindre skala og på land, hvorfor offshore elektrolyse-brændselscelleenheder er en betydelig teknisk udfordring ved scenariet. Overdimensioneringen af havvindparken beror på et skøn om samlet 33-50 pct. effektivitet (el → brint → el) fra elektrolyse til brintlagring og tilbage til el via brændselsceller. Konverteringstabet er betydeligt og øger CO₂-skyggeprisen.

Anlægstiden for en dedikeret havvindpark med effektkapacitet under 1 GW er kortere end en 1 GW park men indeholder stadig myndigheds- og godkendelsesprocesser resulterende i et samlet tidskrævende forløb. Sammenlignet med C1 kan gasturbiner dekommissioneres i C2 og derved øge det årlige CO₂-reduktionspotentiale, men prisen herfor er, at C2 er teknisk mere kompliceret

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

med drift af elektrolyse-/brændselscelleenheder og senere driftsklar pga. størrelse og kompleksitet.

Placeringen nær platformene samt lagring af brint i undergrunden kræver desuden myndighedsgodkendelse.

Brintproduktion efter dansk produktionsstop i 2050 og levering af effektforbrug til kulstoflagringsaktiviteter udgør potentielle eksportmuligheder på længere sigt.

Vurdering

Etablering af en dedikeret havvindpark med PtH₂ lager indeholder tekniske udfordringer som større elektrolyse-brændselscelleenheder og flere havvindmøller og deraf følgende senere driftsstart end scenarie C1. C2 involverer kompleks og offshore umoden teknologi uden tidligere anvendelse offshore i den nødvendige 100 MW skala for elektrificering af platformene. Derfor betragtes scenariet som et udviklingsscenarie af C1 og el fra vindfarm med PtH₂ og brintlager *fravælges*.

C3 – El fra havvindfarm med PtH₂ og brintlager samt H₂-eksport til Danmark

Beskrivelse

Beskrivelsen er sammenlignelig med C2 dog med inklusion af brinteksport i eksisterende gasrør i takt med, at gasproduktionen aftager. Med eksportmuligheder kan havvindparken indledningsvis eller senere skaleres op ift. scenarie C2, der ikke har eksportmuligheder men kun lagring i undergrunden.

Analyse

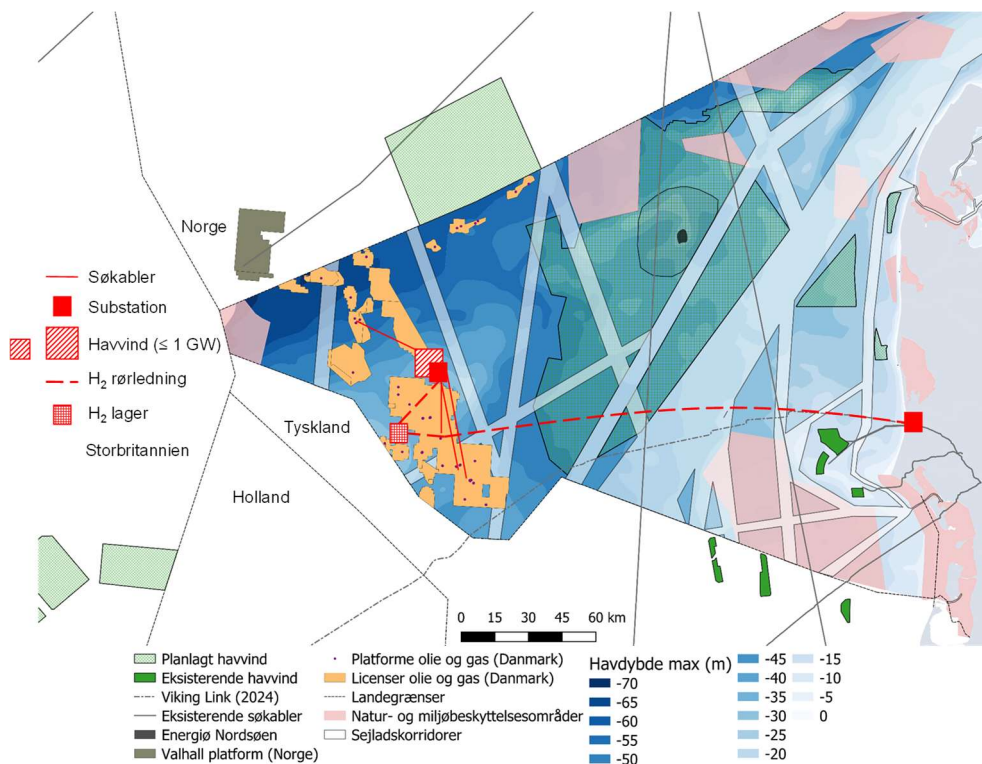
Ud over forhold beskrevet under C2 er der en usikkerhed forbundet med brinteksport i eksisterende gasrør. Eksport af op til 10 vol. pct. brint i nuværende gasrør [15] [16] vurderes til at være muligt med betydelig usikkerhed ved højere brintandel, som skyldes risiko for brintlækager og brintskørhed i rørledninger bestående af metaller. Desuden er dagens brintmarkedet i Danmark begrænset, hvorfor eksport til mere brintforbrugende lande som Tyskland en mulighed.

I tillæg til beskrivelsen for scenarie C2 indeholder scenarie C3 eksportmuligheder og gradvist potentiale for opskalering af både havvindmøller og elektrolyse- og brændselscelleenheder i takt med faldende gasproduktion og effektbehov på platformene.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Vurdering

Etablering af en dedikeret havvindpark med gasturbine med PtH₂ lager og H₂ eksport er behæftet med ny, uafprøvet teknologi og udgør analogt til scenarie C2 et udviklingsrum for basissceneriet C1. Derfor *fravælges* el fra havvindfarm med PtH₂ og brintlager samt H₂-eksport til Danmark.



Figur 40: Elforsyningsscenarie C3 med elforsyning til olie- og gasplatforme fra en markant overdimensioneret havvindmøllepark, der via vandelektrolyse kan gemme overskudsenergi i brint, som konverteres til el i brændselsceller på vindstille dage og eventuelt eksporteres til land ved iblanding i eksisterende gasrør ved overkapacitet.

E. Juridisk og regulatorisk rammer

Kapitlet introducerer det overordnede retsgrundlag for de efterfølgende juridiske og regulatoriske analyser af udvalgte elektrificeringsscenarier. Analyserne gennemgår juridiske og regulatoriske muligheder efter VE-, el- og undergrundslovgivning m.v., godkendelser, tilladelser og barrierer ift. arealanvendelse, elproduktion og –forbrug, ejerskab af elinfrastruktur, statsstøtteregele m.m.

I. Generelt om retsgrundlag

De overordnede rammer for løsninger på klimakrisen og biodiversitetskrisen fremgår af Parisaftalen og FN's 17 verdensmål for bæredygtig udvikling. Begge aftaler er bygget omkring ”top-down” målsætninger der opfyldes igennem ”bottom-up” handlinger.

Det overordnede internationale retsgrundlag fremgår af Klimakonventionen [17], Havretskonventionen [18], Biodiversitetskonventionen [19], Bonn-konventionen [20], Ramsarkonventionen [21] og fuglebeskyttelsesdirektivet [22], Havstrategidirektivet [23], EU direktiv om rammerne for maritim fysisk planlægning [24]. Lissabontraktaten [25] har implementeret konventionerne TEUFs artikler 11, 191-193 og 194 i en række forordninger og direktiver på miljø- og energiområdet, som igen er implementeret i dansk ret i bl.a. havmiljøloven [26], miljøvurderingsloven [27], undergrundsloven [28], elforsyningsloven [29], VE-loven [30] og i lov om Energinet [31].

Arealanvendelse i den danske del af Nordsøen - Havplan

Havplanen [32] er en helhedsorienteret og langsigtet fysisk planlægning for det samlede danske havareal inklusiv søterritoriet og den eksklusive økonomiske zone (EEZ), som er trådt i kraft men endnu ikke vedtaget. Fra vedtagelsesdatoen gælder havplanen i 10 år. Den har hjemmel i lov om maritim fysisk planlægning (havplanloven) fra 2016. Loven gennemfører EU-direktiv 2014/89/EU om rammerne for maritim fysisk planlægning, som forpligter EU-lande til at udarbejde en havplan. Havplanen planlægger for aktiviteterne energisektoren til søs, søtransport, transportinfrastruktur, fiskeri og akvakultur, indvinding af råstoffer på havet og bevarelse, beskyttelse og forbedring af miljøet.

Når havplanen er vedtaget, vurderes umiddelbart, at der ved ændringer skal udarbejdes et havplans tillæg eller en ændring af havplanen ved omfattende ændringer plus et tillæg til miljørapporten knyttet hertil. Proceduren afhænger af tillæggets omfang. Dette skal dog vurderes konkret i hvert tilfælde.

Havplanen skelner ikke mellem statslige udbudsparker og åben dør-ordningen, men det gør arealreservationerne jf. VE-loven derimod. Opførsel af et VE-anlæg uden for Udviklingszonerne

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

vedvarende energi (Ev) og energiø (Ei) vurderes umiddelbart at kræve et tillæg til eller en ændring af havplanen.

Ombygning af olie-gas-plattformene i Nordsøen vurderes umiddelbart ikke nødvendigvis at kræve en ændring af havplanen, da aktiviteterne formodentlig kan rummes inden for Udviklingszone til efterforskning og indvinding af olie og gas (Eo), da de understøtter indvinding af olie og gas. Formålet med udlægning af udviklingszonen til efterforskning og indvinding af olie og gas er at sikre, at der inden for området kan etableres anlæg og tilhørende installationer, herunder rørledninger og kabler, til efterforskning og indvinding af olie og gas.

Offentlige myndigheder må alene meddele tilladelse m.v. til efterforskning og indvinding af olie og gas inden for udviklingszoner markeret med Eo. Der kan endvidere meddeles tilladelse m.v. til rørledninger og kabler uden for udviklingszoner markeret med Eo. Er området tillige udlagt til andre formål eller konkrete projekter, kan der kun meddeles tilladelse m.v. til efterforskning og indvinding af olie og gas efter samråd med ressortministeren for det formål eller projekt, som området også er udlagt til.

Miljøvurdering

Formålet med miljøvurderingsloven er at sikre, at der for konkrete projekter, planer og programmer tidligt i processen foretages en vurdering af indvirkningerne på miljøet (miljøvurdering). Miljøvurderingen er en proces, der gennem inddragelse af offentligheden og berørte myndigheder sikrer, at de væsentlige miljømæssige indvirkninger identificeres, beskrives og vurderes med henblik på at undgå, forebygge eller begrænse og om muligt kompensere væsentlige skadelige virkninger. Ligeledes beskrives rimelige alternativer til hele eller dele af planen, programmet eller projektet, herunder baggrunden for til- og fravalg af alternativer med henblik på at tilvejebringe et miljømæssigt oplyst grundlag for myndighedens beslutning. Overordnet set bidrager miljøvurderinger af planer programmer og af konkrete projekter derfor til et højt niveau af miljøbeskyttelse og til fremme af en bæredygtig udvikling.

Miljøvurdering af planer og programmer (Strategisk miljøvurdering)

Der mangler at blive vurderet, om det er nødvendigt at udarbejde en miljøvurdering af en plan for elektrificering af olie-gas-anlæggene i Nordsøen. Der er gennemført en strategisk miljøvurdering i forbindelse med udbud i olie-gas-området med henblik på efterforskning efter og produktion af olie og gas m.m. med en sammenfattende redegørelse fra 2013 [33]. For olie-gas-anlæggene skal det vurderes, om ændringerne ved elektrificeringsarbejde er omfattet af denne strategiske miljøvurdering.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

jøvvurdering, og det skal vurderes, om det er nødvendigt at betragte de samlede elektrificeringsaktiviteter som en plan, herunder også for de nødvendige kabler, (transformations)stationer, VE-anlæg m.v. Hvis der skal gennemføres en miljøvurdering af en plan for elektrificering vil procedurerne heri skulle følges efter Miljøvurderingsloven.

Miljøvurdering af konkrete projekter

Miljøvurderingslovens bilag 1 og bilag 2 oplister en række projekter, der enten kræver en screening eller en fuld miljøvurdering. Det er bygherrens ansvar at vurdere, om et givent projekt er omfattet af bilag 1 eller 2. Såfremt et projekt er omfattet af et bilagene, må projektet ikke påbegyndes, før den relevante myndighed skriftligt har meddelt tilladelse til at påbegynde projektet efter en miljøvurdering af projektets indvirkning på miljøet.

Projekter, der fremgår af bilag 1, skal ubetinget miljøvurderes, mens projekter, der fremgår af bilag 2, kun skal miljøvurderes, såfremt det vurderes, at projektet bør blive miljøvurderet efter kriterierne som fremgår af bilag 6.

Såfremt et projekt skal miljøvurderes skal bygherren på baggrund af en udtalelse fra myndighederne om afgrænsningen af miljørapporten, jf. § 23, jf. § 35 stk. 2, indsende en miljøkonsekvensrapport, jf. § 20 i miljøvurderingsloven. Kravene til indholdet af miljøvurderingsrapporten indhold fremgår af bilag 7 til miljøvurderingsloven. Efter fremsendelse af miljøkonsekvensrapporten gennemgås rapporten af den relevante myndighed, der er ansvarlig for at oplyse sagen tilstrækkeligt. Den ansvarlige myndighed træffer herefter afgørelse efter miljøvurderingslovens § 25, om hvorvidt der kan gives tilladelse til det ansøgte.

Elektrificeringsprojekter vil formodentlig som minimum skulle screenes for at vurdere, om der skal gennemføres en fuld miljøkonsekvensproces for projektet.

Espoo konventionen

Hvis et projekt eller en plan kan have væsentlige grænseoverskridende miljøeffekter igangsættes en Espoo [34] proces. De udvalgte lande notificeres. Der indledes et samråd med de lande, der ønsker at deltage i processen. Derefter igangsættes høring af de interesserede Espoo lande. Der fastsættes efter konkret vurdering en passende tidsfrist for høringen. Ved konkrete projekter, hvor der skal gennemføres en miljøvurdering fastsættes en høringsperiode. Samlet sagsbehandlingsperiode inklusive høringsperiode, vil typisk for større projekter eller planer/programmer være på 9-24 måneder, hvilket kan forlænges og afhænger af indhold og høringssvar m.v. Høringen kan

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

have opsættende effekt, hvis projektet fx vurderes at skade et international naturbeskyttelsesområde.

Det vurderes umiddelbart, at i scenarie A5, hvor elektrificeringen sker ved et kabel til Norge, at der vil være en grænseoverskridende effekt, som giver anledning til at iværksætte en Espoo proces. I de øvrige scenarier kan det ikke helt udelukkes, at der kan være en grænseoverskridende effekt afhængigt blandt andet af afstanden til Danmarks eksklusive økonomiske zonegrænse, herunder fx ved forundersøgelser eller kabellægning, som skal vurderes nærmere.

Energinets rolle ved ny elinfrastruktur

Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift. På elområdet varetager Energinet med baggrund i en sammenhængende og helhedsorienteret planlægning bl.a. systemansvarlig virksomhed og eltransmissionsvirksomhed. Energinet vil kunne få nye opgaver, hvis disse er i overensstemmelse med øvrig regulering, herunder særligt EU-regulering, og hvis de vurderes hensigtsmæssige ud fra Energinets rolle, kompetencer og i forhold til, hvilke løsninger andre aktører kan bidrage med.

Relevans for elektrificeringsanalysen

Den overordnede infrastruktur på elområdet i Danmark er transmissionsnettet på land og transmissionsnet på havet. Energinet er den eneste transmissionssystemoperatør i Danmark, og Energinets infrastruktur på havet er primært udlandsforbindelser. Energinets anlæggelse af elkabler og anden infrastruktur (transformerstationer¹³) fra land eller fra den kommende Energiø med det formål at forsyne olie- og gasfelterne med elektricitet vurderes umiddelbart at kunne rummes af Energinets formål. Det kan dog ikke udelukkes, at der er behov for en specifik hjemmel relateret til opgaven (anlæggelse og drift af elkabler med henblik på forsyning af forbrugere på havet). Samlet set bør disse forhold undersøges nærmere.

¹³ Transformerstation kaldes "substation" i international regi.

Havvindmølleparker

Adgangen til opstilling mv. af havvindmølleparker og andre VE-anlæg på havet er reguleret af kapitel 3 (§§ 22-29) i lov om fremme af vedvarende energi [30] (VE-loven), elforsyningsloven, lov om Energinet [31], miljøvurderingsloven samt en række andre direktiver [35] og forordninger [36]. Miljøvurderingsloven fastsætter særlige processuelle regler for tilladelser til projekter, der kan få væsentlig indvirkning på miljøet.

Nettilslutningsbekendtgørelsen [37] og vindmøllebekendtgørelsen [38] regulerer hvorledes de pågældende anlæg bliver tilsluttet til det kollektive elforsyningsnet. Lov om Energinets § 4a regulerer udbygningen af transmissionsanlæg på havet og elforsyningslovens § 22a regulerer udbygningen af andre net på havet.

VE-loven giver mulighed for, at der kan gives tilladelse til at etablere en havvindmøllepark på to måder:

1. Statslige udbud, hvor staten selv finder et egnet område og udbyder en havvindmøllepark af en given kapacitet med mulighed for indtjening til staten.
2. Åben dør-ordning, hvor en projektudvikler selv tager initiativ og risiko til at etablere en havvindmøllepark på en selvvalgt lokalitet og af en selvvalgt kapacitet.

Statslige udbud er forbundet med en 2-3 årig udbudsproces fra politisk aftale til tildeling, hvor indledende forundersøgelser finder sted, hvilket kan forkorte efterfølgende forundersøgelser.

Ved åben dør er projektudvikleren selv ansvarlig for alle forundersøgelser i området.

Ved både udbud og åben dør skal Energistyrelsen give tre tilladelser og en godkendelse, før man kan opstille havvindmøller startende med en forundersøgelsestilladelse efterfulgt af en etableringstilladelse og til sidst tilladelse til udnyttelse af energien. Hver enkelt tilladelse er en forudsætning for den næste.

Forundersøgelsestilladelsen gives, hvorved projektudvikler kan lave specifikke undersøgelser af den lokalitet, hvor der ønskes opstillet VE-anlæg, og gælder typisk for ét år. Derefter skal projektudvikler sende en forundersøgelserapport til Energistyrelsen. Forundersøgelserapporten skal bl.a. indeholde en vurdering af projektets virkning på miljøet (en miljøkonsekvensrapport). Tidsperspektivet for at lave forundersøgelserne er typisk 1-1,5 år.

Godkendelse af forundersøgelserapporten (miljøkonsekvensrapporten). Energistyrelsen gennemgår miljøkonsekvensrapporten (forundersøgelserapporten) og sender den i høring. Dertil skal det vurderes, om der skal gennemføres Espoo-høring, i tilfælde af, at projektet vurderes at

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

have grænseoverskridende påvirkninger. Efter høringen vil der blive taget stilling til, om miljøkonsekvensrapporten (forundersøgelsesrapporten) kan godkendes. Godkendelsen giver projektudvikler ret til at ansøge om en etableringstilladelse. Tidsperspektivet for processen er ca. 2-4 år.

Etableringstilladelsen gives på baggrund af en indsendt ansøgning og Energistyrelsen tager, efter høring, endelig stilling til, om der kan gives etableringstilladelse til projektet. Når der er opnået en etableringstilladelse, kan projektudvikleren begynde opførelsen af projektet. Tidsperspektivet for at opnå etableringstilladelsen er ca. 1 år.

Tilladelsen til udnyttelse af energien (den såkaldte elproduktionstilladelse) gives, inden havvindmølleparken sættes i drift. Den dokumenterer bl.a., at vilkårene i etableringstilladelsen er opfyldt.

Ved en politisk aftale den 2. juni 2021 [39] blev der truffet beslutning om at justere den nuværende åben dør-ordning, som administreres i lov om fremme af vedvarende energi i kapitel 3.

Aftalekredsen noterer sig muligheden for, at åben dør-ordningen i fremtiden potentielt kan bruges til også at fremme PtX eller andet elforbrug med direkte tilkobling til *store* havvindmølleprojekter *langt fra kysten* uden for statslige udbud. Hvis der i anden sammenhæng træffes nye beslutninger skal der i aftalekredsen tages stilling til, om det måtte være relevant inden for rammerne af åben dør-ordningens formål om at fremme *små* og *kystnære* projekter, at introducere en undtagelse fra afstandsbeholdningen på 15 km til kysten for projekter, der måtte involvere PtX eller andet elforbrug med direkte tilkobling til store havvindmølleprojekter.

VE-loven giver også mulighed for, at der foretages reservationer af det danske havareal til statslige udbudsparker. Energistyrelsen har udarbejdet en havvindsscreening af det danske søterritorium, som omfatter lokaliteter for op til 10 GW havvind (jf. energiaftalen fra 2018) og det blev besluttet at reservere disse arealer. Arealreservationerne indebærer, at staten har fortrinsret til at udbygge havvind i de reserverede områder. Det betyder, at der ikke kan indgives ansøgninger gennem åben dør-ordningen inden for de udpegede områder, mens arealreservationen opretholdes. De statslige arealreservationer angår områder i Kattegat, Østersøen og de indre farvande samt Nordsøen, herunder et område (Nordsøen 1) [7] tæt på olie- og gasplatformene.

Godkendelse af elforsyningsnet på havet

For at kunne forsyne olie og gasplatformene med elektricitet er der behov for at etablere elkabler (elforsyningsnet) på havet.

Anlægelse af elforsyningsnet på dansk søterritorium (søterritoriet og den eksklusive økonomiske zone), skal godkendes af Klima-, Energi- og Forsyningsministeren. Elforsyningsnet anlagt af

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Energinet skal godkendes efter såvel § 4 og § 4 a i lov om Energinet, som blandt andet angiver, at udbygningen af nettet kan ske, hvis der er tilstrækkeligt behov. Projektet skal endvidere være i tråd med Energinets formål og gennemføres i overensstemmelse med samfundsøkonomiske hensyn m.v. samt vurderes i forhold til projektets eventuelle miljømæssige konsekvenser.

Hvis andre end Energinet ønsker at etablere elforsyningsnet på havet, som tilsluttes det danske elforsyningsnet, skal det godkendes efter § 22 a i elforsyningsloven. Elforsyningsnet, der ikke forbindes til det danske elforsyningsnet – f.eks. hvis et udenlandsk kabel krydser dansk søterritorium - skal godkendes efter § 4 i kontinentalsokkelloven.

Relevans for elektrificeringsanalysen

Al infrastruktur på havet skal godkendes. Transport af el mellem platformene er ikke omfattet af elforsyningsloven,¹⁴ hvorimod transport af el hen til platformene umiddelbart kan være omfattet af elforsyningsloven. Nærmere analyser skal særligt fokusere på at undersøge, om og hvordan principperne fra elforsyningsloven kan finde anvendelse på en ny forbrugskategori, som olie- og gasplatformene, der indtil nu ikke er omfattet af elforsyningsloven. Godkendelsesprocessens tidslinje er projektspecifik, hvor særlig miljømæssige forhold er tidskrævende fx ved grænseoverskridende miljøvurdering (Espoo), krydsning af Natura 2000 områder m.m. Et meget groft skøn tilsiger en procestid på 1-3 år, som kan forlænges, såfremt der foretages Espoo-høring eller hvis ansøgningsmaterialet har væsentlige mangler.

Elforsyningsnettet og adgang hertil

Enhver (tredjepart) har ret til at anvende det kollektive elforsyningsnet til transport af elektricitet mod betaling (princippet om tredjepartsadgang).¹⁵ Kravet om tredjepartsadgang følger af EU-reguleringen. Kollektivt elforsyningsnet¹⁶ er defineret som transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere. Transmissionsnet er i elforsyningsloven defineret som kollektivt elforsyningsnet, som har til formål at transportere elektricitet fra produktionssteder til et overordnet center i distributionsnettet eller at forbinde det med andre sammenhængende elforsyningsnet.

Transmissionssystemer og transmissionssystemoperatører skal være ejermæssigt adskilt fra produktion og handel (også kaldet unbundling).¹⁷ Dermed sikres det, at monopolaktiviteter (kollektivt elforsyningsnet) er adskilt fra konkurrenceudsatte aktiviteter (produktion og handel). Kravet

¹⁴ Bemærkningerne til lov nr. 375 af 2. juni 1999 om elforsyning.

¹⁵ § 24 i elforsyningsloven og artikel 6 i elmarkedsdirektivet.

¹⁶ Jf. § 5 i elforsyningsloven.

¹⁷ § 19 a i elforsyningsloven.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

om unbundling følger af EU-reguleringen og er implementeret i dansk ret. Energinet skal som transmissionsvirksomhed sikre en tilstrækkelig og effektiv transport af elektricitet, herunder vedligeholde, om- og udbygge nettet i fornødent omfang samt tilslutte købere af elektricitet og stille fornøden transportkapacitet til rådighed. Kollektive elforsyningsvirksomheder (som f.eks. Energinet) skal stille deres ydelser til rådighed for elforbrugere på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende vilkår.

Reglerne findes i elforsyningsloven, som finder anvendelse på produktion, transport, handel og levering af elektricitet samt aggregering og energilagring. Loven gælder på land- og søterritoriet og i den eksklusive økonomiske zone.

Efter elmarkedsdirektivet kan medlemsstaterne tillade, at et system bliver klassificeret som et lukket distributionssystem. Et lukket distributionssystem er et system, der distribuerer elektricitet inden for et geografisk afgrænset industrielt, kommercielt eller delt serviceområde og som ikke forsyner husholdningskunder. Det fremgår ikke eksplicit, om et lukket distributionssystem kan tillades offshore. Elmarkedsdirektivets regler om lukkede distributionssystemer er ikke implementeret i dansk ret.

En direkte linje er efter elmarkedsdirektivet defineret som enten en elektricitetsforbindelse, der forbinder et isoleret produktionsanlæg med en isoleret kunde, eller en elektricitetsforbindelse, som forbinder en producent og en elektricitetsleveringsvirksomhed med henblik på direkte levering af deres egne faciliteter, dattervirksomheder og kunder.¹⁸ Der pågår et analysearbejde til belysning af mulighederne for at tillade etablering af direkte linjer også i situationer, hvor der ikke er givet afslag på adgang til nettet.¹⁹

Relevans for elektrificeringsanalysen

I forbindelse med arbejdet med implementeringen af elmarkedsdirektivet blev det besluttet ikke at implementere direktivets regler om lukkede distributionssystemer, bl.a. fordi det blev vurderet, at der ville opstå komplekse spørgsmål om adgangen til at tilkoble og distribuere egenproduceret VE-elektricitet i lukkede distributionssystemer, hvis sådanne blev tilladt. Som nævnt i afsnittet ovenfor, fremgår det desuden ikke entydigt af elmarkedsdirektivet, om et lukket distributionssystem kan tillades på havet. Samlet vurderes det, at disse aspekter vil skulle afdækkes forud for en eventuel indstilling om at implementere og anvende regler om lukkede distributionssystemer i

¹⁸ Artikel 2, stk. 1, nr. 41 i elmarkedsdirektivet, som er implementeret i elforsyningslovens § 5, stk. 1, nr. 8 (som "direkte elforsyningsnet")

¹⁹ §23, stk. 2 i elforsyningsloven ("Tilladelsen [til etablering af en direkte linje] kan kun gives, hvis ansøgeren forinden har fået afslag på en anmodning om transport af elektricitet gennem det kollektive elforsyningsnet og spørgsmålet ikke har kunnet løses ved forelæggelse for Forsyningstilsynet"). Elforsyningslovens §23 implementerer elmarkedsdirektivets bestemmelse om direkte linjer, jf. elmarkedsdirektivets artikel 7.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

dansk ret med henblik på elektrificering af Nordsøen

Energinet er forpligtet til at tilslutte nye forbrugsanlæg til nettet (mod betaling) herunder til at udbygge nettet og til at sikre, at der er tilstrækkelig kapacitet til at kunne levere elektricitet til brugerne af systemet. Om denne generelle forpligtelse finder anvendelse på nye forbrugsanlæg tilhørende en ny forbrugskategori (forbrugsanlæg på havet) kræver yderligere undersøgelser. Ligeledes udestår et spørgsmål, om elkabler til forsyning af elektricitet til olie- og gasfelterne kan betragtes som et kollektiv net. Det kan dog være hensigtsmæssigt og nødvendigt, at nyanlagt elinfrastruktur ejes og drives af Energinet for at forhindre sammenblanding af produktion, transport og handel (jf. unbundlingskravet) i hele forsyningens levetid.

Det er usikkert og skal analyseres nærmere, om direkte linjer i enkelte scenarier kan anses som en løsning. Direkte linjer kan uanset hvad, og med forbehold for at reglerne for tilladelse af direkte linjer ændres nationalt, alene anses som løsninger, der kobler produktion og forbrug direkte, og ikke som en nettilslutningsforbindelse²⁰ til det kollektive net.

Danske tariffer, vilkår og principper ved nettilslutning

I Danmark er Forsyningstilsynet (FSTS) den uafhængige regulerende myndighed, der skal godkende Energinets metoder for fastsættelsen af priser (dvs. tariffer) og betingelser for anvendelse af transmissionsnettet.²¹ Energinets prisfastsættelse skal være rimelig, ikke-diskriminerende m.m., og tariffer forbundet med adgang, tilslutning og brug af nettet skal afspejle omkostningerne, tage hensyn til netsikkerhed og fleksibilitet m.m.

Energinets gældende principper for tilslutning af forbrugere til transmissionsnettet blev metodegodkendt af Energitilsynet (nu Forsyningstilsynet) i maj 2018.²² Metoden indeholder princippet for omkostningsfordelingen mellem forbrugeren og Energinet. I den godkendte metode opdeler Energinet omkostningerne relateret til en given nettilslutning i tre hovedkategorier: 1) de direkte omkostninger ved nettilslutning, 2) omkostninger til forstærkninger i bagvedliggende net og 3) drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.²³

Det indgår som en del af den godkendte metode, at elforbrugeren skal afholde alle de direkte omkostninger, som den konkrete tilslutning giver anledning til. Alle anlægsomkostninger fra nettilslutningen *frem til og i* nærmeste eksisterende station(er) anses efter det godkendte princip at være direkte omkostninger, som elforbrugeren ved nettilslutningen giver anledning til. Omkost-

²⁰ Begrebet *nettilslutningsforbindelse* i denne analyse skal forstås som den forbindelse (f.eks. et kabel), der forbinder anlægget (her forbrugeren) med tilslutningspunktet (point of connection) i det kollektive net.

²¹ § 73 a i elforsyningsloven.

²² Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets principper for nettilslutning på transmissionsniveau af 29. maj 2018

²³ Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets principper for nettilslutning på transmissionsniveau af 29. maj 2018 side 7-14.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

ninger til opgradering/forstærkning af en eksisterende station betragtes ligeledes som direkte omkostninger, som forbrugeren giver anledning til, og vil således også skulle allokere til elforbrugeren.

Det følger endvidere af det godkendte princip, at omkostninger til udbygning af det bagvedliggende net *fra* de nærmeste, eksisterende stationer skal allokere til alle brugere af nettet (kollektivt) - dvs. betales over tarifferne. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger relateret til en ny station allokere ligeledes til alle brugere af nettet og betales således via tarifferne.

Relevans for elektrificeringsanalysen

Ejerne af olie- og gasplatformene, der udgør de nye elforbrugere, skal formentlig betale for den infrastruktur, der er nødvendig at anlægge, for at platformene kan blive tilsluttet det eksisterende kollektive net. Afhængig af scenariet vil dette enten være eksisterende kollektivt net i Jylland (DK1) eller på Energiøen i Nordsøen.

Det er imidlertid Forsyningstilsynets kompetence at vurdere den faktiske omkostningsallokering ved tilslutningen, herunder hvorvidt tilslutning af sådanne nye køberkategorier/forbrugere skal håndteres efter det gældende 2018 princip, eller om der skal foretages en ny metodegodkendelse af Forsyningstilsynet.

Hvis olie- og gasplatformene tilsluttes det norske transmissionsnet uden at blive tilsluttet det danske kollektive transmissionsnet, er den konkrete regulerings- og godkendelseskompetence, herunder tilslutningsregler, ikke klar. Det vil kræve yderligere vurderinger at fastlægge denne.

Markedsmæssige rammer for eltransmission

EU-retten regulerer de markedsmæssige rammer for transport af elektricitet. Elmarkedsforordningen indeholder bl.a. regler om markedsdesign,²⁴ anvendelsen af flaskehalsindtægter,²⁵ og krav om, at 70 pct. af den tilgængelige kapacitet på en udlandsforbindelse²⁶ skal være til rådighed for markedet. Reglerne om markedsdesign indebærer bl.a., at budzonegrænserne for handel med elektricitet skal afspejle langsigtede strukturelle kapacitetsbegrænsninger i nettet.

²⁴ Disse regler angiver bl.a. hvor der skal være budzonegrænser. Se artikel 14.

²⁵ Flaskehalsindtægter er de indtægter, der opstår pga. prisforskellen mellem budzoner. Flaskehalsindtægter er reguleret i artikel 19.

²⁶ I elmarkedsforordningens terminologi, en "interconnector". 70 pct. reglen findes i artikel 16, stk. 8.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Relevans for elektrificeringsanalysen

Scenarierne kobler til forskellige budzoner fx Jylland (DK1) og Norge (NO2). Det antages i den forbindelse, at forbruget i scenarierne enkeltvis vil indgå i den budzone, som forbruget tilsluttes til. Inden for de enkelte budzoner skal reguleringen om anvendelse af flaskehalsindtægter og 70 pct. kravet ikke iagttages. Hvis scenarierne ændres, og der skabes nye forbindelser mellem budzoner kræver det nye markedsmæssige vurderinger.

Der opstår desuden et selvstændigt vurderingsbehov om forholdet til de ovennævnte markedsmæssige rammer, hvis et scenarie ændrer karakter, sådan at scenariet i sig selv udgør en udlandsforbindelse. Dette vil eksempelvis kunne være tilfældet, hvis en forbindelse fra Energiøen i Nordsøen til forbrug på danske olie- og gasplatforme forlænges til en udenlandsk energiø i en udenlandsk budzone, eller hvis en radial forbindelse fra Norge (NO2) til forbrug på danske olie- og gasplatforme videreføres til Energiøen i Nordsøen eller til DK1. Sådanne vurderinger vil have et nært sammenfald med igangværende vurderinger i energiø-regi. Begge analysebehov vil først kunne imødekommes, når spørgsmålene er afklaret i energiø-regi.

Om- og tilbygning på platforme og anvendelse af undergrunden

Eneretstilladelser til olie- og gasindvinding i Nordsøen er overordnet reguleret i tre forskellige centrale dokumenter: Undergrundsloven, eneretsbevillingen af 1962 med senere ændringer og eneretstilladelser meddelt løbende efter § 5 i undergrundsloven.

Eneretstilladelser til at efterforske og indvinde kulbrinter/olie og gas tildeles efter undergrundsloven (§5). Tilladelsen giver Rettighedshaver (typisk et konsortium af selskaber) eneret til inden for et geografisk og dybdemæssigt afgrænset område *i undergrunden* at efterforske efter olie- og gasforekomster, og hvis der gøres et kommercielt fund at indvinde/producere olie og gas fra et felt i undergrunden inden for tilladelsens område. Når tilladelsen forlænges med henblik på produktion foretages typisk en indskrænkning af det geografiske område i undergrunden til det område inden for hvilket, der kan produceres fra, og eventuelle områder, hvor der er udbygningsmuligheder for yderligere ressourceindvinding.

Etablering af et olie-gas-produktionsanlæg, som består af en eller flere platforme og en række borer/brønde, kræver en godkendelse efter undergrundsloven (§ 10). Godkendelsen omfatter blandt andet energianlægget, der skal forsyne udstyret på olie-gas-platformen med energi. Traditionelt har energiforsyningen til platformene typisk været baseret på, at en delmængde af egenproduktionen af gas anvendes som brændsel.

Det vurderes ikke at være nogen hindring i undergrundsloven eller eneretstilladelserne for, at energiforsyningen til en olie-gasproduktionsplatform kunne komme fra havvindmøller(r). Even-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

tuelle nye anlæg eller ombygninger af anlæg til energiforsyningen på platformene vil skulle godkendes efter undergrundslovens § 10.

Eneretstilladelserne har rådighed over et geografisk og dybdemæssigt afgrænset område *i undergrunden* med henblik på efterforskning og indvinding. For at producere olie og gas fra undergrunden er det nødvendigt at opstille produktionsanlæg i form af olie-gas-platforme med behandlingsanlæg og borer/brønde samt tilknytte infrastruktur til transport m.v. i form af rørledninger og kabler. Alle anlæggene er fysisk tilstede på/i havbunden, vandsøjlen og over havets overflade. Den geografiske udstrækning heraf på og over havbunden er forholdsvis begrænset og ligger inden for tilladelsens område på nær for rørledninger og kabler, der forbinder anlæggene med hinanden og med land. Omkring platformene er der nedlagt sikkerhedszoner på 500 meter i en omkreds omkring anlæggene. For rørledninger er der ligeledes sikkerhedszoner på 200 meter på hver side af rørledningen. Inden for sikkerhedszonerne er der restriktioner på færdsel samt indgreb i havbund m.v. Uden for sikkerhedszonerne vurderes der ikke nødvendigvis at være forhindringer for, at andre anlæg fx havvindmøller kunne opstilles, hvis det sker med accept af rettighedshaver.

De øvrige geografiske områder inden for tilladelserne, der kunne blive belagt med restriktioner for opstilling af fysiske anlæg- fx havvindmøller - inden for en eneretstilladelse, er områder, hvorunder der i undergrunden er kommercielle forekomster af olie og gas, der endnu ikke er udbygget med anlæg. Disse områder kunne der være behov for at friholde, og der skal ske en konkret vurdering af dette.

Såfremt bevillingshaveren har en formodning for – eller blot ikke kan afvise – at et område kan indeholde kommercielt indvindelige kulbrinter, taler det med meget stor vægt for, at hvis staten tvangsmæssigt placerer et VE-anlæg på dette sted vil det kunne udgøre ekspropriation. I så fald vil man reelt set fjerne bevillingshaverens mulighed for at indvinde den pågældende olieforekomst – i strid med bevillingshavernes rettigheder efter bevillingen. Såfremt bevillingshaveren kan afvise, at det omfattede område indeholder en kulbrinteforekomst taler det for, at der ikke er tale om ekspropriation. En eneretsbevilling til det pågældende område vil i dette tilfælde ikke repræsentere nogen værdi for bevillingshaveren. På baggrund af ovenstående må det konkluderes, at placering af en VE-anlæg inden for en eneretstilladelses område som udgangspunkt vil udgøre ekspropriation efter grundlovens § 73. Denne konklusion baserer sig dog på to antagelser:

1. At opstilling af VE-anlæg reelt set vil begrænse eller besværliggøre kulbrinteforskning eller –indvinding.
2. At det er ikke er udelukket, at der kan være kulbrinteforekomster i det pågældende område.

Afslutningsvist bør det dog bemærkes, at såfremt der er tale om et område, hvor kulbrinteforekomster kan udelukkes, bør opstilling af en havvindmøllepark givetvis kunne nås ad frivilligheds vej. I et sådan tilfælde vil ekspropriationsproblematikken være irrelevant.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Nedlægning af søkabler

Nedlægning af søkabler til transport af produceret elektricitet vil ikke skulle godkendes efter § 17 i undergrundsloven, da § 17 i undergrundsloven vedrører rørledningsanlæg til transport af producerede kulbrinter og ikke søkabler. Et søkabels tracé, kapacitet og driftsstabilitet kan dog muligvis inddrages i en § 10, stk. 3, godkendelse efter undergrundsloven, såfremt søkablets karakteristika vurderes at have indflydelse på produktionen.

Rettigheder efter kompensationsaftalen

Kompensationsaftalen blev indgået i forbindelse med Nordsøaftalen af 29. september 2003. Ved Nordsøaftalen af 29. september 2003 indgik staten og bevillingshaverne aftale om en forlængelse af bevillingen, og at staten indtrådte i bevillingen med en andel på 20 pct. Derudover indeholdt Nordsøaftalen af 29. september 2003 en såkaldt kompensationsaftale, der helt overordnet går ud på, at staten skal refundere kulbrinteproducerende selskaber enhver særskilt økonomisk byrde som udelukkende bliver pålagt disse selskaber.

Det følger af kompensationsaftalens²⁷ § 2, at kompensation kan kræves, når den økonomiske stilling for bevillingshaverne forringes. Det er en betingelse for at gøre krav på kompensation, at den ændrede eller nye regulering specifikt rammer producenter af kulbrinter på dansk område. Ny regulering der blot er udslag af en generel og ikke-diskriminerende regulering med et adfærdsregulerende, ikke-fiskalt sigte, fx for at beskytte miljøet eller forbedre arbejdsmiljøet eller sikkerhed, vil ikke være omfattet af kompensationsbestemmelsen.

²⁷ "Aftale om kompensation efter afsnit VI i aftale af 29/9 2003 mellem Økonomi og Erhvervsministeren og bevillingshaverne i henhold til eneretsbevilling af 8/7 1962" af 11. november 2003

Statsstøtterealer

Statsstøttebegrebet er defineret i EUF-Traktatens artikel 107, stk. 1 [40]. Af denne bestemmelse følger, at en given foranstaltning indebærer statsstøtte, når følgende seks kumulative betingelser er opfyldt:

1. Støtten skal ydes ved hjælp af statsmidler, der kan tilregnes staten
2. Støttemodtageren skal være en "virksomhed", dvs. udøve økonomisk aktivitet
3. Støtten skal give støttemodtageren en økonomisk fordel (enten direkte eller indirekte), som denne ikke kunne have opnået på normale markedsvilkår
4. Støtten skal være selektiv, dvs. give visse virksomheder, visse grupper af virksomheder eller visse økonomiske sektorer en fordel
5. Støtten skal fordreje eller true med at fordreje konkurrencen på markedet
6. Støtten skal være egnet til at påvirke samhandlen på EU's indre marked

Hvis en eller flere af de ovennævnte betingelser ikke er opfyldt, falder foranstaltningen uden for EU's statsstøtterealer. Er samtlige seks betingelser derimod opfyldt, vil foranstaltningen indebære statsstøtte, som skal tilrettelægges på en sådan måde, at den kan anses for forenelig med det indre marked.

I de fremsendte elforsyningsscenarier indgår aktørerne olie- og gasselskaberne samt Energinet, som kunne blive potentielle støttemodtagere, såfremt staten på den ene eller den anden måde vælger at dække dele af omkostningerne forbundet med elektrificeringen. Der er ikke tvivl om, at olie- og gasselskaberne udøver økonomisk aktivitet, idet de afsætter varer og/eller tjenesteydelser på et konkurrenceudsat marked. Støtte til Energinet vil som udgangspunkt ikke være omfattet af statsstøtterealerne, såfremt støtten alene ydes til Energinets TSO-aktiviteter. Dette skyldes, at Energinet som TSO har monopolstatus, hvorfor der ikke eksisterer et konkurrenceudsat marked for dennes aktiviteter. Hvis støtten til Energinet (fx via Energinets datterselskaber) derimod også går til andre aktiviteter, der ligger uden for Energinets forpligtelser som TSO, og som udgør økonomiske aktiviteter i konkurrence med andre virksomheder på markedet, vil støtten til disse aktiviteter som udgangspunkt udgøre statsstøtte i medfør af EUF-Traktatens artikel 107, stk. 1.

Hvis støtten ydes af staten som tilskud over finansloven, vil der være tale om "statsmidler, der kan tilregnes staten". Tilsvarende vil støtten umiddelbart udgøre en selektiv økonomisk fordel til de potentielle støttemodtagere, som elforsyningsscenarierne rummer. Endelig må de sidste to betingelser i artikel 107, stk. 1, om konkurrencefordrejning og samhandelspåvirkning antages at være opfyldt.

Det er på baggrund af de foreliggende oplysninger analysens umiddelbare vurdering, at tilskud til

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

de økonomiske aktører, der beskrives i elforsyningsscenarierne, ville udgøre statsstøtte i EUF-Traktaten artikel 107, stk. 1's forstand. Såfremt det besluttes at yde støtte til elektrificeringsprojekterne i forbindelse med olie- og gasudvindingen i Nordsøen, skal man tilrettelægge støtten således, at den kan erklæres forenelig med det indre marked.

Mulighederne for at tilrettelægge forenelig støtte på dette område

Der er navnlig tre støtteinstrumenter, der er relevante at se på, når man skal yde statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi. Disse er de minimis-forordningen, den generelle gruppefritagelsesforordning, samt Europakommissionens retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi. Hvis støtten har et mere begrænset omfang, er det oplagt at overveje, om støtten kan ydes efter enten de minimis-forordningen eller den generelle gruppefritagelsesforordning. Som det fremgår af afsnittet *Økonomisk effektanalyse*, er omkostningerne, som det kunne være relevant at støtte i forbindelse med elektrificeringen af olie- og gasproduktionen af en sådan størrelse, at statsstøtteforanstaltningerne formentlig vil skulle anmeldes til og godkendes af Europa-Kommissionen efter retningslinjerne for statsstøtte til *klima, miljøbeskyttelse og energi*, som beskrevet nærmere herunder.

Støtte til elektrificering af olie- og gasproduktion i Nordsøen vurderes at kunne rummes inden for retningslinjernes afsnit 4.1 om støtte til reduktion og fjernelse af drivhusgasser. Såfremt der er tale om opførelse eller opgradering af energiinfrastruktur, vil støtte til elektrificering af olie- og gasproduktion i Nordsøen muligvis også kunne anmeldes efter retningslinjernes afsnit 4.9 om støtte til energiinfrastruktur. Det formodes, at en grundig og velforberedt anmeldelse i overensstemmelse med retningslinjerne for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi sandsynligvis vil kunne godkendes af Europa-Kommissionen som værende forenelig med det indre marked.

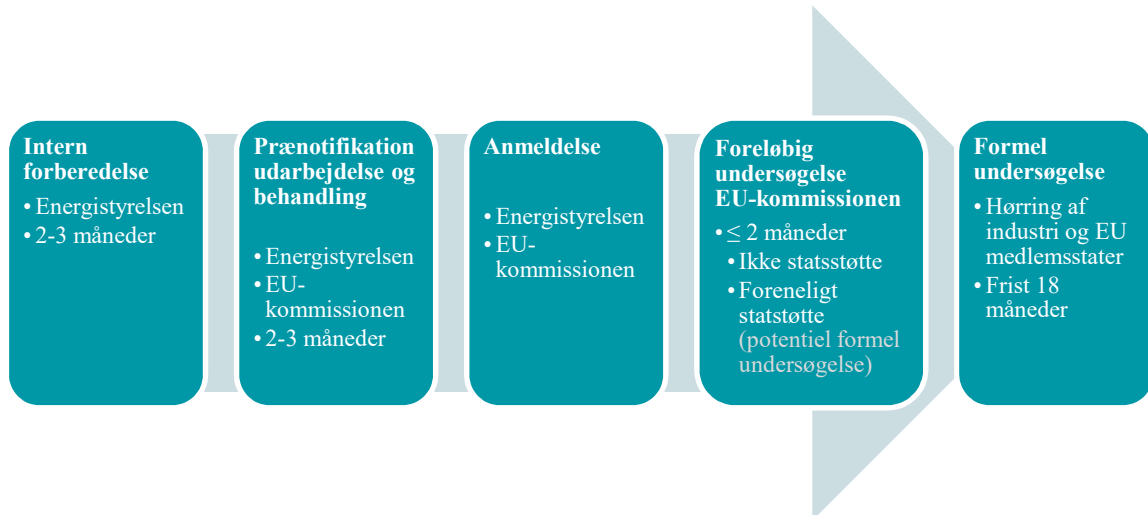
Når Europa-kommissionen vurderer, om en anmeldt foranstaltning kan anses for forenelig med det indre marked, undersøger den foranstaltningens positive virkninger og afvejer disse over for de potentielt negative virkninger på samhandlen og konkurrencen. Den støtteydende myndighed skal derfor i anmeldelsen af støtteordningen bl.a. redegøre for, at støtten er hensigtsmæssig, nødvendig og proportionel. Der skal derfor afsættes god tid til at udarbejde selve anmeldelsesmaterialet, herunder den nødvendige dokumentation. Retningslinjerne indeholder ligeledes en række andre betingelser, der skal være opfyldt, for at støtte kan godkendes, herunder at støtte til reduktion og fjernelse af drivhusgasser i afsnit 4.1 som det klare udgangspunkt skal ydes gennem et udbud.

Det er derudover et krav at statsstøtten har tilskyndelsesvirkning, dvs. støtten skal tilskynde støttemodtageren til at ændre adfærd, til at udøve yderligere økonomisk aktivitet eller til at udøve

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

en mere miljøvenlig økonomisk aktivitet, som den ikke ville udøve uden støtten eller ville udøve på en begrænset eller anden måde jf. retningslinjernes punkt 25 [41]. Såfremt påbegyndelsen af aktiviteten finder sted før støttemodtageren har indgivet en skriftlig støtteansøgning til de nationale myndigheder, anses støtten ikke for at have en tilskyndelsesvirkning og vil i princippet ikke blive betragtet som forenelig med det indre marked.

Figur 41 viser, at den komplette sagsbehandlingstid fra første initiativ i Energistyrelsen til en endelig godkendelse fra Europa-kommissionen typisk varierer mellem 6 og 18 måneder.



Figur 41: Sagsbehandlingstid for EU-kommissionens retningslinjer for statsstøtte til klima, miljøbeskyttelse og energi fra opstart i Energistyrelsen til endelig godkendelse hos Europa-kommissionen varer normalt 6-18 måneder.

Sagsbehandlingstiden afhænger navnlig af sagens kompleksitet, samt om der er tale om en støtteordning med særlige karakteristika, som Kommissionen ikke tidligere har taget stilling til. Sagsbehandlingstiden hos Kommissionen kan erfaringsmæssigt forkortes ved en mere uformel forberedende dialog med Kommissionen, hvor Kommissionen på en overskuelig og fyldestgørende måde orienteres om initiativet og de statsstøtteretlige vurderinger heraf. Erfaringsmæssigt er det faserne før den endelige anmeldelse (den såkaldte præ-notifikation), der udgør den største procesmæssige risiko. Forberedelsesperioden hos Energistyrelsen inden præ-notifikation vil typisk vare 2 – 3 måneder, hvorefter prænotifikationen typisk også varer 2 – 3 måneder. Herefter skal der også afsættes tid til at udarbejde en endelig anmeldelse og slutteligt skal man regne med, at der går noget tid, før Kommissionen godkender ordningen. Har man gjort et godt forarbejde med forberedende dialog og en fyldestgørende prænotifikation kan man dog forvente, at Kommissionen godkender ordningen forholdsvis hurtigt efter at anmeldelsen er modtaget (inden for 2 måneder). Støtteforanstaltningen kan ikke gennemføres, før Europa-Kommissionens godkendelse foreligger.

II. Juridiske og regulatoriske vurderinger af elektrificeringsscenerier

Baseret på retsgrundlaget (appendiks E I) er juridiske og regulatoriske vurderinger af elektrificeringsscenerier (om- og tilbygning på platformene) og elforsyningsscenerier samlet i Tabel 9 i hovedrapporten. Vurderingerne er umiddelbare med behov for yderligere undersøgelser i de konkrete projekter herunder inddragelse af Energinets og Forsyningstilsynets (FSTS) vurderinger. I lyset af disse usikkerheder er forskellige muligheder for omkostningsallokering inklusiv tarifdesign, tilslutning (fx nettilslutning eller transmissionsnet) m.m. angivet. Der vil derudover være behov for en nærmere analyse af, om og hvordan principperne fra elforsyningsloven finder anvendelse på en ny forbrugskategori, som olie- og gasplatformene, der indtil nu ikke er omfattet af elforsyningsloven.

A2 - El via dedikeret kabel fra Danmark

Infrastrukturen: Elkablet (herunder transformerstationer) til forsyning af olie og gas platformene med elektricitet fra land vurderes enten at kunne betragtes som en lang stikledning, dvs. en nettilslutningsforbindelse, *eller* som transmissionsnet, dvs. en forlængelse af det kollektive net fra land - med henblik på at kunne forsyne en samling (få) nye forbrugere på havet. Det vil være nyt, at Energinet anlægger transmissionsnet til forsyning af forbrugere på havet. Det vil også være nyt, at Energinet eller platformejerne anlægger en lang nettilslutningsforbindelse til forbrug på havet. Det er ikke entydigt, om elkablet/infrastrukturen mest nærliggende kan anses som transmissionsnet eller en nettilslutningsforbindelse, men umiddelbart har elkablet mest karakter af en nettilslutningsforbindelse, så længe forbindelsen alene anvendes til forsyning af platformene med elektricitet fra det kollektive net. Dette skal dog undersøges nærmere. Forbindelsen kan endvidere ikke umiddelbart betragtes som en direkte linje, da der alene er forsyning af elektricitet fra kollektivt net til en eller flere forbrugere.

Godkendelse: Infrastrukturen skal godkendes efter enten § 4 og § 4 a i lov om Energinet eller § 22 a i elforsyningsloven alt efter hvilken type net, forbindelsen vurderes at være.

Allokering af omkostninger: Det er Forsyningstilsynet, der metodegodkender Energinets priser og vilkår, herunder principper for tilslutning. Som angivet ovenfor i appendiks E I afsnit *Danske tariffer, vilkår og principper ved nettilslutning* er det ikke sikkert, at de gældende metodegodkendte tilslutningsprincipper vil finde direkte anvendelse. Med dette kompetenceforbehold in mente er det dog den umiddelbare vurdering, at Energinet ikke kan allokere disse omkostninger via de generelle tariffer, som alle elforbrugere skal betale. Det anses ikke umiddelbart at være i tråd med elforsyningsloven, elmarkedsforordningen og Forsyningstilsynets gældende tilslutningsprincip for forbrugstilslutning til transmissionsnettet (jf. kravet om omkostningsægthed og

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

ikke-diskrimination), såfremt branchen (olie- og gas platformejerne) ikke afholder de direkte omkostninger ved tilslutningen. Det er derfor den umiddelbare vurdering, at alle anlægsomkostninger frem til og med tilslutningen til allerede eksisterende kollektive net på land skal afholdes af platformejerne (forbrugerne), da det er platformejerne, der giver anledning til disse omkostninger.

Ejerskab: Såfremt forbindelsen kan anses som transmissionsnet, skal forbindelsen ejes af Energinet, uanset om det er branchen, der betaler for anlæggelsen, jf. at det alene er Energinet, der kan eje og drive transmissionsnet. Drift- og vedligeholdelsesomkostningerne vil eventuelt kunne afholdes af Energinet og dermed allokere via de generelle tariffer. Branchen/platformejerne vil være med til at betale for drift og vedligeholdelse via de generelle tariffer, som alle forbrugere, inkl. platformejerne, skal betale til. Dette følger Forsyningstilsynets gældende 2018-tilslutningsprincip. Den endelige løsning skal dog analyseres nærmere, og den faktiske omkostningsallokering vil i sidste ende være op til Forsyningstilsynet at vurdere. Hvis forbindelsen betragtes som en nettilslutningsforbindelse, skal det undersøges nærmere, om det alene er forbrugeren (platformejerne), der kan eje denne, eller om Energinet også kan eje og drive den, selvom omkostningerne til anlæggelsen formentlig vil skulle afholdes af forbrugeren, jf. appendiks E I afsnit *Danske tariffer, vilkår og principper ved nettilslutning*.

Unbundling: Med henblik på at undgå fremtidige udfordringer relateret til kravet om unbundling (krav om ejermæssig adskillelse af produktion og handel fra transport på transmissionsniveau), kan det umiddelbart ses som en fordel, hvis forbindelsen fra starten ejes og drives af Energinet, men platformejerne (forbrugeren) betaler for anlæggelsen. Dette vil alt andet lige gøre det mindre kompliceret at tilslutte VE- produktion til forbindelsen, hvis der på et senere tidspunkt måtte blive behov for dette.

A4 - El via kabel til Energiø

Infrastrukturen: Som ved scenarie A2 ovenfor kan infrastrukturen betragtes som en "nettilslutningsforbindelse" fra platformene til eksisterende kollektivt net. Eksisterende kollektivt net er det kollektive net på Energiøen. Forbindelsen vil dog også kunne betragtes som nyt transmissionsnet, dvs. som en forlængelse af det kollektive net. Dette skal dog undersøges nærmere.

Godkendelse: Infrastrukturen skal enten godkendes efter § 4 og § 4 a (lov om Energinet) eller § 22 a i elforsyningsloven.

Allokering af omkostninger: Med forbehold for, at det er Forsyningstilsynet, der godkender priser og vilkår, herunder fsva. tilslutning til det kollektive transmissionsnet, er det den umiddelbare vurdering, at Energinet ikke kan allokere de tilslutningsomkostninger, som scenariet giver anledning medfører, til de generelle tariffer, som alle elforbrugere skal betale. Det er den umid-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

delbare vurdering, at alle anlægsomkostninger frem til og med tilslutningen til allerede eksisterende kollektive net på land skal afholdes af forbrugerne (her platformejerne), da det er forbrugerne, der giver anledning til disse omkostninger. Der henvises desuden til samme afsnit i vurderingen vedrørende scenarie A2 samt appendiks E I afsnit *Danske tariffer, vilkår og principper ved nettilslutning*.

Ejerskab: Såfremt forbindelsen kan anses som transmissionsnet, skal forbindelsen ejes af Energinet, uanset om det er forbrugeren (platformejerne), der betaler for anlægsomkostninger (se vurderingen for scenarie A2). Hvis forbindelsen betragtes som en nettilslutningsforbindelse, vil forbindelsen kunne ejes af platformejerne.

Unbundling: Der gælder samme betragtninger som ved scenarie A2 i forhold til unbundling. Således kan det umiddelbart ses som en fordel, hvis forbindelsen fra platformene hen til Energiøen fra starten ejes og drives af Energinet (transmissionsnet), men forbrugeren (platformejerne) betaler for anlæggelsen.

Markedsrammer: Så længe scenariet ikke i sig selv udgør en udlandsforbindelse, er EU-reguleringen af markedsrammer ikke til hinder for scenariet. Det bør dog vurderes, hvilken betydning scenariet har for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen. Kravet om 70 pct. ledig kapacitet for markedet på udlandsforbindelser bevirker, at elforbrugerne på olie- og gasplatformene, der er tilsluttet radialt til Energiøen i Nordsøen, vil have markedsadgang til minimum 70 pct. kapacitet på energiøens udlandsforbindelse.²⁸ Hvis der ikke produceres elektricitet på den til Energiøen tilkoblede havvindproduktion, vil elforbrugerne således have adgang til at aftage elektricitet, der er produceret i DK1 eller et udland.

A5 - El via kabel til Sørlige Nordsjø II havvindmøllepark (Norge)

Godkendelse: Elkablet og anden infrastruktur fra platformene i Nordsøen skal godkendes efter kontinentalsokkeloven, da kablet/infrastrukturen ikke forbindes til det danske kollektive elnet.

Infrastruktur og ejerskab: Det vurderes umiddelbart ikke, at kablet på den danske side kan betragtes som kollektivt net/transmissionsnet, og det vurderes umiddelbart ikke, at Energinet kan eje og drive denne infrastruktur, da infrastrukturen ikke anses som en del af den overordnede infrastruktur i Danmark, jf. § 2 i lov om Energinet. Dette skal dog undersøges nærmere. Kablet fra platformene til den norske havvindmøllepark vil ikke være dansk kollektivt transmissionsnet, da det alene er Energinet, der kan eje og drive transmissionsnet i Danmark.

²⁸ Herunder transmissionsforbindelsen til DK 1.

B1 - El fra havvindmøllepark i olie-/gasområde med kabel til Danmark

Infrastrukturen fra transformerstationen ved VE parken til det kollektive net på land kan i udgangspunktet betragtes som en transportforbindelse til transport af elektricitet begge veje, herunder såvel til forsyning (forbrug) som fra VE produktion til land. Derfor bør forbindelsen umiddelbart anlægges som en transmissionsforbindelse (jf. krav om unbundling), der ejes og drives af Energinet (jf. at Energinet er eneste TSO i DK). Som ved de øvrige scenarier er det umiddelbart vurderingen, at omkostningerne til etableringen af den samlede infrastruktur ind til det eksisterende kollektive net på land ikke kan allokeres via Energinets tariffer med forbehold for Forsyningstilsynets vurdering.

Infrastrukturen skal godkendes efter § 4 og § 4 a i lov om Energinet, hvis infrastrukturen er transmissionsnet (og ellers efter § 22 a i elforsyningsloven).

Havvind: Etablering af en havvindmøllepark efter VE-lovens §§ 22-29 ude ved de enkelte olie- og gasanlæg vil kræve at åben-dør ordningen kan finde anvendelse i det pågældende område, medmindre operatøren af koncessionsområdet for olie og gas har adgang til dette i forhold til koncessionsaftalen. Den juridiske status for Nordsøen 1 [7] ift. havvind er, at området er reserveret til statslige udbud i medfør af VE-loven, så der ikke kan søges efter åben dør-ordningen. Denne arealreservation gælder dog ikke for andre anvendelser af arealet.

Som det fremgår af den politiske aftale bag justeringen af åben dør-ordningen, er aftalekredsen åben for at fremme andet elforbrug med direkte tilkobling af store havvindmølleparker langt fra kysten, ud over de 15 km fra kysten. Denne løsning vil nødvendiggøre en ændring af VE-loven og nettilslutningsbekendtgørelsen.

B3 - El fra havvindmøllepark i 10 GW område med kabel til Energiø

Infrastrukturen: Forbindelsen fra transformerstationen ved VE parken hen til energiøen (hvor der er eksisterende kollektivt net) vurderes umiddelbart at bære mest præg af en transportforbindelse, hvor der kan transporteres elektricitet begge veje, såvel VE produktion til energiøen som fra energiøen (eller forsyning fra land via energiøen til platformene) – og videre ud til platformene. Derfor kan forbindelsen betragtes som transmissionsnet, i øvrigt også jf. kravet om unbundling. Forbindelsen skal derfor ejes og drives af Energinet. Som de øvrige scenarier er det den umiddelbare vurdering, at Energinet ikke kan afholde omkostningerne til anlæggelsen af denne infrastruktur (etableringen skal betales af platformejerne/ejer af VE parken) og dermed kan Energinet ikke allokere omkostningerne til tarifferne med forbehold for Forsyningstilsynets vurdering.

Markedsrammer: Så længe scenariet ikke i sig selv udgør en udlandsforbindelse, er EU-regule-

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

ringen af markedsrammer ikke til hinder for scenariet. Det er dog væsentligt, at eventuel kapacitetsreservation i forbindelsen overholder 70 pct. kravet, jf. appendiks E II afsnit *Markedsmæssige rammer for eltransmission*. Det bør dog vurderes, hvilken betydning scenariet har for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen. Kravet om 70 pct. ledig kapacitet for markedet på udlandsforbindelser bevirker, at elforbrugerne på olie- og gasplatformene, der er tilsluttet radialt til Energiøen i Nordsøen, vil have markedsadgang til minimum 70 pct. kapacitet på energiøens udlandsforbindelse, jf. ovenfor.

Havvind: Dette scenarie svarer til det før omtalte scenarie B1 med tilslutningspunkt på offshore-transformerstation med den forskel at tilslutningspunktet er beliggende på Energiøen.

C1 - El fra få havvindmøller i olie-/gasområde med gasturbine backup

Havvind: Etablering af en havvindmøllepark efter VE-lovens §§ 22-29 ude ved de enkelte olie- og gasanlæg vil kræve at åben-dør ordningen kan finde anvendelse i det pågældende område, medmindre operatøren af koncessionsområdet for olie og gas har adgang til dette i forhold til koncessionsaftalen. Den juridiske status for Nordsøen 1 [7] ift. havvind er, at området er reserveret til statslige udbud i medfør af VE-loven, så der ikke kan søges efter åben dør-ordningen. Denne arealreservation gælder dog ikke for andre anvendelser af arealet.

Som det fremgår af den politiske aftale bag justeringen af åben dør-ordningen, er aftalekredsen åben for i fremtiden at se på muligheden for at fremme andet elforbrug med direkte tilkobling af store havvindmølleparker langt fra kysten, ud over de 15 km fra kysten. Denne løsning vil nødvendiggøre en ændring af VE-loven og nettilslutningsbekendtgørelsen.

CB4 - El fra få vindmøller nær olie-/gasområde efterfulgt af kabel til Energiø

Infrastrukturen: Forbindelsen fra denne VE park til platformene transporterer elektricitet, som er produceret på VE parken. Det antages, at VE parken ejes i fællesskab af platformejerne.

Før tilslutning til Energiø kan forbindelserne mellem VE parken og platformene muligvis betragtes som direkte linjer, men skal undersøges nærmere ud fra en helhedsvurdering, herunder om forholdet mellem VE-parken og platformene falder inden for definitionens begrænsning til egne faciliteter, dattervirksomheder og kunder.

Efter tilslutningen til Energiøen, får forbindelsen mellem energiøen og VE-parken umiddelbart karakter af transmissionsnet. Forbindelserne fra VE parken til platformene vil derfor muligvis ikke (længere) kunne betragtes som direkte linjer, da der umiddelbart vil være tale om forsyning

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

af elektricitet fra kollektivt net til en eller flere forbrugere. Dette skal dog undersøges nærmere.

Kablet/forbindelsen, der anlægges mellem transformerstationen ved VE parken og Energiøen, vurderes umiddelbart at få funktion af en nettilslutningsforbindelse. Det skal dog undersøges nærmere, om elkablet har eller kan få funktion af transmission, idet forbindelsen skal bruges til at transportere såvel elektricitet fra land til platformene og til at transportere elektricitet produceret fra Energiøen til platformene og til at transportere overskydende elektricitet fra VE parken til Energiøen eller til land. Der er således transport af elektricitet begge veje, herunder transport af såvel forbrug som produktion. Derfor kan det ikke udelukkes, at forbindelsen kan få karakter af transmissionsnet, der vil skulle unbundles.

Omkostningerne til anlæggelse af forbindelsen fra transformerstationen ved VE parken til Energiøen (eksisterende kollektivt net) vurderes, som ved scenarie A2, at skulle allokeres til platformejerne (forbrugerne), da det er disse, der giver anledning til omkostningerne. (Forbindelsen ville ikke have været anlagt, hvis det ikke havde været til at dække deres behov for henholdsvis at blive forsynet med elektricitet og at kunne levere (overskydende) VE produktion efter kulbrinteproduktionsstop). Energinet kan således umiddelbart ikke afholde disse omkostninger og således ikke allokere disse via de generelle tariffer med forbehold for Forsyningstilsynets vurdering.

Infrastrukturen vurderes at skulle godkendes efter kontinentalsokkeloven (indtil der sker tilslutning til Energiø). Forbindelsen fra transformerstationen ved VE park til Energiøen skal godkendes efter § 4 og § 4 a i lov om Energinet, hvis forbindelsen betragtes som transmissionsnet og godkendes efter § 22 a i elforsyningsloven, hvis infrastrukturen ikke anses som værende transmission.

Markedsrammer: Så længe scenariet ikke i sig selv udgør en udlandsforbindelse, er EU-reguleringen af markedsrammer ikke til hinder for scenariet. Det bør dog vurderes, hvilken betydning scenariet har for Energiøen i Nordsøens udlandsforbindelse(r)s forhold til markedsrammerne i EU-reguleringen. Kravet om 70 pct. ledig kapacitet for markedet på udlandsforbindelser bevirker, at elforbrugerne på olie- og gasplatformene, der er tilsluttet radialt til Energiøen i Nordsøen, vil have markedsadgang til minimum 70 pct. kapacitet på Energiøens udlandsforbindelse, jf. appendiks E II afsnit *Markedsmæssige rammer for eltransmission*.

Havvind: Samme vurdering som for scenarie C1 er gældende men i dette scenarie vil havvindmølleparken kunne levere el til Energiøen (efter kulbrinteproduktionsstop) og olie- og gasselskaberne vil kunne modtage el fra Energiøen.

F. Økonomisk effektanalyse

De beregningsmæssige forudsætninger for den økonomiske effektanalyse uddybes i det følgende med fokus på tidsmæssige, tekniske og økonomiske forudsætninger.

I. Tidsplaner for scenarier

Elektrificeringsarbejdet på platformene antages at foregå parallelt med anlæggelse af elinfrastruktur. CB4 er beskrevet med to FID datoer, der repræsenterer få havvindmøller med tilhørende elinfrastruktur og senere udbygget elinfrastruktur op til 2033. Tabel 14 viser en oversigt over alle scenarievarianters FID datoer.

Tabel 14: Tidsplaner for udvalgte scenarier fra FID til driftsstart. Forud for FID er en 2,5 årig pre-FID proces for alle scenarier. CB4 udbygges i to trin og har derfor to FID og driftsdatoer.

Scenarie	Elektrificeringsgrad	FID	Eksekveringsperiode (år)	Driftsår
A2	1	2024	3,5	2028
	2	2024	3,5	2028
	3	2024	5,5	2030
A4	1	2029	3,5	2033
	2	2029	3,5	2033
	3	2027	5,5	2033
A5	1	2026	3,5	2030
	2	2026	3,5	2030
	3	2024	5,5	2030
B1	1	2024	3,5	2028
	2	2024	3,5	2028
	3	2024	5,5	2030
B3	1	2029	3,5	2033
	2	2029	3,5	2033
	3	2027	5,5	2033
C1	1	2024	2,5	2027
CB4	1	2024	3,5	2027
		2029	3,5	2033
	2	2024	3,5	2027
		2029	3,5	2033
	3	2024	5,5	2027
		2027	5,5	2033

II. Tekniske forudsætninger

De tekniske forudsætninger anvendt i analysen baserer sig på en række kilder, som er opsummeret i Tabel 15 og uddybet efterfølgende, hvor selskaberne referer til olie- og gasselskaberne, der har deltaget i analysens arbejde.

Tabel 15: Oversigt over datagrundlag for de anvendte tekniske forudsætninger.

Parameter	Enhed	Datagrundlag	Kilder
Mersalg af gas	Volumen	Selskabernes prognoser for brændselsforbrug (difference mellem basisscenarie og elektrificeringsgrader)	Selskaberne
Udskudt/tabt salgsgas og olieproduktion	Volumen	Selskabernes prognoser for samlet udskudt og tabt produktion er anvendt i kombination med Energistyrelsens kulbrinteproduktionsprognose (september 2021)	Selskaberne Energistyrelsen
El- og effektbehov	Energi	Selskabernes rapporterede opetider og prognoser for effektbehov	Selskaberne
CO ₂ -emissioner	Masse	Selskabernes prognoser for CO ₂ -emissioner fra brændselsforbrug (difference mellem basisscenarie og elektrificeringsgrader)	Selskaberne
Elsalg (1 GW park á 15 MW havvindmøller)	Energi	Fulldlastimer for offshore 15 MW havvindmølle, 2030 jf. Energistyrelsens Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme (april 2020)	Energistyrelsen [42]
Elsalg 12 MW dedikerede havvindmøller	Energi	Årlig kapacitetsfaktor fra selskabernes elektrificeringsstudier	Selskaberne
Levetid 15 MW havvindmøller	År	Levetid for offshore 15 MW havvindmølle, 2030 jf. Energistyrelsens Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme (april 2020) og 30 års elproduktionstilladelse jf. VE-loven.	Energistyrelsen [42] VE-loven
Levetid 12 MW havvindmøller	År	30 års levetid er baseret på selskabernes estimater og 30 års elproduktionstilladelse jf. VE-loven.	Selskaberne VE-loven

For C1 har Energistyrelsen antaget, at 2x12 MW (koblet til Syd Arne) og 4x12 MW (koblet til Tyra) havvindmøller kan fortrænge CO₂-emissioner og naturgasforbrug i gasturbiner svarende til

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

havvindmøllernes elproduktion. Antagelsen beror på kapacitetsfaktorer estimeret af DUC og tager hensyn til om gasturbiner producerer el eller både el og varme. Samspillet mellem fluktuerende havvindmølleproduktion og gasturbine backup er kompleks, og det er uden for rammerne af denne analyse at afdække samspillet i detaljer herunder effektbehovet, som kan elektrificeres uden for mange start og stop af gasturbiner.

Andelen af overskudsgas, som kan sælges efter elektrificering, er baseret på kvaliteten af kulbrintefraktioner, som er specifik for de involverede platformkomplekser.

Olie- og gasselskabernes (herefter selskaberne) estimerer for tabt og udskudt kulbrinteproduktion foranlediget af elektrificeringsarbejde er kombineret med Energistyrelsens seneste kulbrinteproduktionsprognose (2021) for at estimere tabt og udskudt salgsgas og olieproduktion fra 2024 og fremefter.

Estimering af elbehov (MWh) baserer sig på effektprognoser og platformspecifikke oppejter (> 90 pct.) leveret af selskaberne, der desuden har bidraget med fremskrivninger for CO₂-emissioner (diesel- og naturgasafbrænding) og anvendt effekt fra cirka 2025 og fremefter.

CO₂-lækage (udledningsændringer uden for Danmark som følge af indenlandske tiltag) og forskubbede udledninger medtages ikke i analysen. Elektrificering af platformene resulterer i mersalg af naturgas, som afsættes på gasmarkedet. Mersalgsmængderne udgør op til 20 pct. af den årlige salgsgasproduktion fra danske Nordsøplatforme og cirka 15 pct. af naturgasforbruget på fastlandet. Danmark er velintegreret i det nordeuropæiske gassystem med handelsmuligheder til både Sverige, Tyskland og snart Polen (Baltic pipe med kapacitet på 10 mia. Nm³ naturgas årligt [43]). Derfor forventes mersalgsmængderne at være for små til at påvirke efterspørgslen og derved gaspriserne nævneværdigt. Udledningen fra mersalgsgas antages derfor at blive flyttet til en anden sektor eller uden for Danmarks grænser, men der kan ikke umiddelbart og inden for rammerne af denne analyse konkret anvises brændsler, som mersalgsgassen vil erstatte og dermed hvilken CO₂-effekt forskydningen mersalg af gas vil have. Rent samfundsøkonomisk regnes der typisk alene på fordele/ulempen for Danmark, hvorfor øgede globale udledninger ikke tages med.

Gratisvotodeling er en del af EU's CO₂-kvoteordning. Grundlaget for at tildele gratisvoter er produktionsenhedernes aktivitetsniveau eller energiforbrug (fx ton cement, mursten eller produceret TJ varme, anvendt TJ brændsel). Tildelingen beregnes dermed uafhængigt af produktionsenhedernes udledning. Tildelingen er en overgangsfasen og er for størstedelen af de danske produktionsenheder udfaset i 2030. Produktionsenheder, som producerer produkter, der vurderet udset for risiko for kulstoflækage, kan potentiel fortsat modtage gratisvoter efter 2030, men omfanget af en evt. tildeling er på nuværende tidspunkt uafklaret.

Olieindvinding er omfattet af kvotetildeling til 2030 med nuværende regler og vil formodentlig

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

overgå til ordningen (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) i 2026, hvor CBAM ventes at være fuldt implementeret. Uvished omkring gratiskvotetildeling i perioden 2031-2035 nødvendiggør antagelser. Analysens beregninger antager, at olieudvinding kan modtage gratiskvoter i perioden 2031-2035, hvilket formentlig er et overestimat. Da platformene i dag er omfattet af EU's kvotesystem, medfører reduktioner i udledningen betydelige løbende besparelser. For de fleste scenarier vil elektrificering medføre, at platformene ikke længere er underlagt kvoteordningen, mens det for andre vil påvirke den gratis tildeling af kvoter der finder sted i dag.

Hvorvidt platformene er underlagt kvotesystemet afhænger af den indfyrede effekt. Såfremt effekten til brændselsforbrændende anlæg på platformene reduceres til under 20 MW grundet skrotning/dekommissionering ifm. elektrificering, er platformene ikke længere omfattet af kvoteordningen og skal ikke længere betale for den udledning de skaber. Disse forhold er medtaget i beregningerne.

III. Økonomiske forudsætninger

CAPEX opgøres som summen af investeringsomkostninger i et givent år og er fordelt på:

- Brownfield (om- og tilbygning på eksisterende platforme, søkabler fra platformene til en substation, ”samle”-substationen selv samt få 12 MW havvindmøller)
- Transmissionsinfrastruktur (ny-investeringer i eltekniske anlæg og substationer/platforme)
- VE-anlæg (15 MW havvindmøller)

Brownfield CAPEX er baseret på DUC's omkostningsestimater, som er blevet verificeret af en uvildig tredjepart med ekspertise på området (DNV). Estimater fra DUC's elektrificeringsstudie er anvendt til at kostestimerer 12 MW havvindmøller.

Transmissionsinfrastruktur CAPEX er baseret på en sammenvægtning af estimater fra henholdsvis DUC, Energinet og DNV.

VE-anlæg CAPEX er baseret på Energistyrelsens *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme (april 2020)* skaleret til forholdene for B1 og B3 scenarierne ved at anvende skaleringsfaktorer fra det Europæiske Energiagenturs (EEA) [44], hvorved teknologikatalogets data (20 m havdybde, 20 km fra kysten) kan konverteres til forholdene ved B1 og B3 (40-50 m havdybde, 150-200 km fra kysten).

Baseret på dialog med selskaberne afholdes CAPEX i tre lige store rater i eksekveringsperioden. De første 20 pct. falder i rate 1, mens 40 pct. falder i de to resterende rater.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

OPEX opgøres som summen af løbende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger af elinfrastruktur. Dertil kommer udskudt/tabt produktion, mersalg af gas, sparede omkostninger til indkøb af diesel, CO₂-kvoter, ændring af CO₂-kvotetildeling (kun relevant for E2 scenarievarianter) og (for visse scenarier) salg af overskydende elproduktion og elkøb.

Driftsomkostninger forbundet med brownfield og transmissionsinfrastruktur er baseret på estimater fra DUC's elektrificeringsstudie. Yderligere ændringer i driftsomkostninger (brændselsforbrug, elkøb m.m.) er baseret på selskabernes prognoser herfor.

ABEX omfatter afviklingsomkostninger til nedtagning og oprydning af udstyr.

ABEX forbundet med brownfield-investeringer er angivet som en procentdel af CAPEX og der ved bruges en sammenvægtning af estimater fra henholdsvis DUC, Energinet og DNV til at estimere brownfield ABEX.

ABEX forbundet med etablering af transmissionsinfrastruktur er baseret på en sammenvægtning af estimater fra henholdsvis DUC, Energinet og DNV.

ABEX for 12 og 15 MW havvindmøller er estimeret til at udgøre 5 pct. af den tilhørende CAPEX.

Baseret på dialog med selskaberne afholdes ABEX ligeligt med 1/3 i hvert år efter driftsstop.

Jf. appendiks E I tilsiger lovgivning om elproduktion og –forbrug, at store dele af transmissionsinfrastrukturen skal være en del af det kollektive transmissionsnet og derved ejet af Energinet. Anlægsomkostningerne forbundet med tilslutning af storkunden afholdes normalt af storkunden, mens betaling for drift, vedligehold og afvikling er projektspecifik. I analysen antages det, at selskaberne og evt. havvindudvikler afholder alle udgifter (CAPEX, OPEX, ABEX), som fordeles ift. deres individuelle elkøb eller elsalg i det givne scenarie.

Fremskrivninger af brændsels- og CO₂-kvotepriser i faste priser fremgår af Tabel 16. Forskellen i elpris mellem selskaberne (DK1-spotpris) og havvindudvikler (havvindpris DK1) skyldes en vurdering af, at havvindmøllerne vil afsætte el i timer med billig el pga. høj VE-produktion i Danmark, mens selskaberne har et konstant effektbehov, der afspejler sig i en højere elpris. Analysen skelner ikke mellem elprisen for elkøb fra henholdsvis DK-1, Energiø eller norsk havvindmøllepark, idet sådanne vurderinger er komplekse og projektspecifikke. I stedet er den samme elpris, som selskaberne skal betale, anvendt i alle scenarierne.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 16: Prisfremskrivninger for brændsel- og CO₂-kvotepriser i faste priser (DKK-2021). DK1 betegner Vestdanmark. Kvoteprisskøn er baseret på Finansministeriets fremskrivning november 2021. Fremskrivning af råolie er baseret på Finansministeriets Økonomiske redegørelse august 2021, som omregnes til naturgas vha. Skatteministeriets omregningsfaktor. Diesel og BVT deflator er baseret på Energistyrelsens Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (oktober 2021), mens elpriser er fra Energistyrelsens VE-fremskrivning (september 2021).

Enhed	Kvoteprisskøn	Råolie	Diesel	DK1-spotpris	Havvindpris DK1	Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2021=1	Stigning i pct.
	DKK-2021/ton	DKK-2021/GJ	DKK-2021/GJ	DKK-2021/MWh	DKK-2021/MWh			Pct.
2021	458	74	74	331	295	2021	1,000	1,16
2022	467	76	76	294	259	2022	1,013	1,34
2023	473	75	78	419	360	2023	1,027	1,38
2024	482	74	80	419	362	2024	1,041	1,35
2025	490	73	82	422	362	2025	1,060	1,78
2026	503	72	84	413	342	2026	1,077	1,65
2027	518	72	86	403	323	2027	1,097	1,79
2028	534	73	88	394	307	2028	1,116	1,77
2029	551	73	89	378	287	2029	1,136	1,77
2030	569	73	91	362	269	2030	1,154	1,62
2031	588	74	93	364	268	2031	1,175	1,77
2032	608	75	94	371	270	2032	1,195	1,73
2033	629	76	95	377	273	2033	1,216	1,79
2034	652	78	96	386	281	2034	1,238	1,76
2035	677	79	97	374	271	2035	1,260	1,77
2036	703	79	97	371	266	2036	1,284	1,98
2037	731	80	98	370	256	2037	1,310	2,01
2038	761	81	99	369	255	2038	1,336	1,98
2039	792	82	100	360	245	2039	1,363	2,00
2040	827	82	100	356	239	2040	1,389	1,95
2041	827	82	100	356	239	2041	1,417	1,96
2042	827	82	100	356	239	2042	1,444	1,94
2043	827	82	100	356	239	2043	1,472	1,96
2044	827	82	100	356	239	2044	1,501	1,94

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

2045	827	82	100	356	239	2045	1,530	1,94
2046	827	82	100	356	239	2046	1,560	1,94
2047	827	82	100	356	239	2047	1,590	1,94
2048	827	82	100	356	239	2048	1,621	1,94
2049	827	82	100	356	239	2049	1,653	1,94
2050	827	82	100	356	239	2050	1,685	1,94
2051	827	82	100	356	239	2051	1,717	1,94
2052	827	82	100	356	239	2052	1,751	1,94
2053	827	82	100	356	239	2053	1,785	1,94
2054	827	82	100	356	239	2054	1,820	1,94
2055	827	82	100	356	239	2055	1,855	1,94
2056	827	82	100	356	239	2056	1,891	1,94
2057	827	82	100	356	239	2057	1,928	1,94
2058	827	82	100	356	239	2058	1,965	1,94
2059	827	82	100	356	239	2059	2,003	1,94
2060	827	82	100	356	239	2060	2,042	1,94
2061	827	82	100	356	239	2061	2,082	1,94
2062	827	82	100	356	239	2062	2,122	1,94
2063	827	82	100	356	239	2063	2,164	1,94
2064	827	82	100	356	239	2064	2,206	1,94
2065	827	82	100	356	239	2065	2,249	1,94
2066	827	82	100	356	239	2066	2,292	1,94

I analysen er det antaget, at branchen og evt. havvindudvikler dækker drifts- og afviklingsomkostninger til transmissionsinfrastruktur. Udgiftsfordelingen for scenarievarianter uden havvindudvikler er baseret på det samlede energimængde elkøb (GWh) for hvert platformkompleks i hele scenariets levetid, mens fordelingen for scenarievarianter med havvindudvikler er baseret på energimængdem af elkøb (GWh) fra platformkomplekserne ift. elsalg fra havvindparken. Da selskaberne afholder drifts- og vedligeholdelsesomkostninger til transmissionsinfrastruktur anvendes DK1-spotpris (ekskl. eltariffer) til at beregne selskabernes udgifter til elkøb. Førnævnte antagelse om eltariffer beror på, at den eksakte tarifmodel for hver scenarievariant ikke er givet på forhånd

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

og kræver yderligere analyse som beskrevet i appendiks E.

Vedrørende gastariffer vurderes mersalg af gas ikke at kræve forstærkning af gasinfrastrukturen bestående af rørledninger fra selskabernes platforme til land. Tariffer skal være omkostningsdækkende, hvilket betyder, at mersalg af salgsgas medfører, at den nuværende gastarif (pris per volumen gas) sænkes proportionalt med øget volumen salgsgas resulterende i ingen merudgift for selskaberne relateret til transport af mersalg af gas.

Samfundsøkonomisk - metode og forudsætninger

Samfundsøkonomisk konsekvensvurdering gennemføres som en *cost-effectiveness* analyse, som har til formål at tilvejebringe en systematisk kvantificering af fordele og ulemper ved de udvalgte elektrificeringsscenarier og identificere de mest omkostningseffektive alternativer til gennemførelse af elektrificering og deraf følgende CO₂-reduktioner. Metoden er baseret på Finansministeriets *Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger*.

Scenarievarianternes omkostningseffektivitet måles henholdsvis på det enkelte scenaries nettonutidsværdi, CO₂-skyggepris og afkastgrad.

Selskabernes prognoser for effekt- og brændselsforbrug omregnes til monetære værdier ved hjælp af Energistyrelsens fremskrivning af el- og dieselpriser. Dog anvendes Finansministeriets fremskrivning af CO₂-kvoteprisen og olieprisen og den dertilhørende gaspris.

Da de estimerede omkostninger er angivet i forskellige valutaer og prisniveauer (fx for 2019 og 2021) omregnes alle estimater til danske kroner i 2021 niveau (DKK-2021). Herfra fremskrives udviklingen i omkostninger med bruttoværditilvæksten (BVT), som angivet i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Nettonutidsværdi

Nettonutidsværdien (NNV) angiver summen af et givent tiltags samlede fordele og ulemper og dermed tiltagets samlede værdi for samfundet. NNV beregnes ved formlen:

$$NNV_{t=0} = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

hvor B_t beskriver tiltagets prissatte indtægter og C_t beskriver tiltagets prissatte omkostninger i perioden t . Sumtegnet angiver, at der sker en summering af de tilbagediskonterede indtægter og omkostninger (med renten r) for hver enkelt periode (t_1, t_2, \dots, T). Med denne formel tilbagediskonteres alle værdier til basisåret, år 0 ($t = 0$), som i analysen er 2021.

Nøgletal anvendt i de samfundsøkonomiske beregninger er vist i Tabel 17.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

Tabel 17: Nøgletalskatalog anvendt i den samfundsøkonomiske analyse.

Nøgletal	Værdi	Kilde
Diskonteringsrente	3,5 pct. (0-35 år)	[45]
	2,5 pct. (36-70 år)	
Nettoafgiftsfaktor	28 pct.	[45]
Skatteforvridningstab	10 pct.	[45]
Dollarkurs årsultimo, 2019	6,68 DKK/USD	[46]
Reguleringsfaktor 2019-2021	3,6 pct.	Finansministeriet

Da de udvalgte scenarier som udgangspunkt har en levetid på mindre end 35 år, anvendes der en diskonteringsrente på 3,5 pct., i henhold til Finansministeriets samfundsøkonomiske nøgletal [45]. Scenarierne B1, B3 og CB4 har dog en længere levetid end de øvrige scenarier, idet de opsatte havvindmøller forventes at kunne levere el til henholdsvis fastlandet (B1) eller Energiøen (B3 og CB4) efter indvindingsstop senest i 2050. For disse scenarier regnes der med en diskonteringsrente på 2,5 pct. for alle år efter de specifikke scenariers 35. leveår.

CO₂-skyggepris

Den såkaldte CO₂-skyggepris angiver den samfundsøkonomiske omkostning forbundet med at opnå et ton CO₂-reduktion i et givent scenarie.

For at kunne værdiansætte CO₂-reduktioner er det nødvendigt at opgøre scenariets forventede drivhusgasudledninger. Disse opgøres i forhold til basisscenariet, ved at gange de berørte platformes CO₂-reduktioner af naturgas- og dieselbrug med CO₂-emissionsfaktoren, som angiver, hvor meget CO₂ der udledes for en given energimængde i et brændsel. Da sammensætningen af naturgassen er forskellig på de enkelte platforme, anvendes selskabernes indrapporterede CO₂-emissionsfremskrivning, der tager højde for forskellige sammensætninger af naturgassen og dermed CO₂-udledningen ved naturgasafbrænding.

Da CO₂-skyggeprisen udtrykker den samfundsøkonomiske omkostning for et givent virkemiddel, beregnes den næsten på samme måde som NNV. CO₂-skyggeprisen kan således betragtes som den kontrafaktiske pris på en drivhusgasudledning, som sikrer at NNV bliver lig 0. Formlen til beregning af CO₂-skyggeprisen kan således udtrykkes som:

$$NNV = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} \cdot ((B_t - C_t) - \Delta CO_{2,t} \cdot P_{CO_2}) = 0$$

hvor $\Delta CO_{2,t}$ angiver CO₂-reduktion i perioden t (hvis hver periode er et år, da er CO₂-reduktionen

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

i året t angivet ved $\Delta CO_{2,t}$), og P_{CO} er prisen for et ton CO₂-reduktion. Ved at isolere P_{CO} fås:

$$P_{CO_2} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{\Delta CO_{2,t}}{(1+r)^t}}$$

Således kan CO₂-skyggeprisen findes ved at dividere NNV med scenariets tilbagediskonterede CO₂-reduktioner. Sammenligning af CO₂-skyggepriser ved tiltag giver en oversigtsmæssig vurdering af, hvilke tiltag der er mest omkostningseffektive – set fra et samfundsøkonomisk perspektiv.

Afkastgrad

Afkastgraden udtrykker det samfundsøkonomiske afkast per investeret krone. Den beregnes som:

$$Afkastgrad = \frac{NNV}{Investering}$$

Afkastgraden udtrykker den relative samfundsøkonomiske effekt af en investering (diskonteret værdier) og er derfor nyttig til sammenligning af projekter med forskellige investeringsniveauer. Da investeringsniveauet varierer betydeligt på tværs af de udvalgte scenarier, er det derfor også hensigtsmæssigt at vurdere de enkelte scenarier ud fra deres relative effektivitet.

For afkastgraden angiver en negativ procentsats et samfundsøkonomisk tab per investeret krone og omvendt for en positivt procentsats.

Omregning til markedspriser og forvridningstillæg

De estimerede omkostninger for hvert scenarie er opgjort i faktorpriser. Dvs. at estimerne repræsenterer de direkte omkostninger forbundet med et gennemføre elektrificeringen af olie- og gasplatforme i et givent scenario., eksklusiv skatter og afgifter.

Omkostningerne omregnes til markedspriser ved at gange med nettoafgiftsfaktoren. Dette bygger på en underliggende antagelse om, at de anvendte ressourcer kunne have fundet anvendelse andet steds i økonomien, og at de samfundsøkonomiske effekter bør afspejle denne nedgang i økonomisk aktivitet andetsteds, inkl. det tab i skatter og afgifter, som denne nedgang måtte medføre.

Der anvendes en nettoafgiftsfaktor på 28 pct., jf. Finansministeriets samfundsøkonomiske nøgletal [45], hvilket angiver at andelen af indirekte skatter og afgifter i danskernes forbrug udgør ca. 28 pct.

I tilgift til nettoafgiftsfaktoren, påregnes der også et skatteforvridningstab, som repræsenterer den marginale ændring i de samfundsmæssige omkostninger, der opstår som følge af et behov for

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

skattefinansiering. Der regnes med et skatteforvridningstab på 10 pct., jf. Finansministeriets samfundsøkonomiske nøgletal [45].

Provenuberegninger - metode og forudsætninger

De provenumæssige konsekvenser af elektrificering i Nordsøen beregnes med udgangspunkt i Skatteministeriets *model til beregning af skatteindtægter fra Nordsøen*. Modellen skønner med udgangspunkt i Finansministeriets prognoser for oliepriser og dollarkurser ifm. *Økonomisk redegørelse, august 2021* samt Energistyrelsens seneste olie- og gasprognoser over statens samlede skatteindtægter fra kulbrinteindvinding i Nordsøen. Skatteindtægterne omfatter alene beskatningen af kulbrinteindkomsten. Med kulbrinteindkomst menes indkomst, som er erhvervet ved kulbrinteindvinding. Heraf betales der forhøjet selskabsskat på 25 pct. samt kulbrinteskat på 52 pct. Den skattepligtige kulbrinteindkomst opgøres i modellen med udgangspunkt i gældende regler, jf. *kulbrinteskatteoven*. For de enkelte elektrificeringsscenarioer er det lagt til grund, at samtlige ændringer i drifts-, investerings- og afviklingsomkostninger kan relateres til kulbrinteindvinding og dermed kan fradrages i kulbrinteindkomsten.

Kulbrinteafdrag og anvendelse af investeringsvinduet ifm. investering i anlægsaktiver

Ved beregning af selskabernes kulbrinteskat opgøres et nyt beregningsgrundlag, hvori selskaberne kan anvende et såkaldt kulbrinteafdrag på 5 pct. af anskaffelsessummen for anlægsinvesteringer. Kulbrinteafdraget kan maksimalt anvendes i seks år. I kulbrinteskatteovens kapitel 3B findes desuden en særlig opgørelsesmetode (investeringsvinduet) som lemper beskatningen for større investeringer i indkomstårene 2017-2025. For at anvende disse regler er det dog en forudsætning, at anlægsaktiverne ibrugtages inden udgangen af 2026. Dette vurderes ikke muligt, hvorfor selskaberne ikke vil kunne anvende reglerne i kapitel 3B ifm. investeringer relateret til elektrificering.

Scenarier med Energinet-ejet transmissionsinfrastruktur

I visse beregningsscenarioer vil Energinet eje dele af de anlægsaktiver, som er nødvendige til brug for elektrificering. Dette har skattemæssig betydning for selskaberne, som pga. det manglende ejerskab over aktiverne, ikke kan anvende visse særordninger i kulbrinteskatteoven. Det betyder, at selskaberne ikke kan inkludere anskaffelsessummen for aktiverne i kulbrinteafdraget, og at selskaberne heller ikke vil kunne få udbetalt skatteværdien af fremtidige afviklingsomkostninger ved endeligt ophør af virksomheden.

Det antages i beregningerne, at selskaberne skal kompensere Energinet for anlæg, drift og afvikling af aktiverne 1:1. Anlægsudgifterne hertil antages afholdt af selskaberne, således at Energinet

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen

ikke har noget udlæg til disse aktiver og dermed forudsættes det, at Energinet heller ikke vil skulle opgøre en skattepligtig indtægt som følge af selskabernes kompensation af anlægsudgifterne. Energinet vil dermed heller ikke skulle afskrive anlægsaktiverne. På trods af selskabernes manglende ejerskab over anlægsaktiverne vil selskaberne forventeligt kunne aktivere udgiften og afskrive aktiverne efter statsskattelovens §6, stk. 1, litra a, jf. retspraksis på området. Den eksisterende praksis for afskrivninger efter denne bestemmelse vedrører tilfælde, hvor der ville være opstået afskrivningsret efter afskrivningsloven, såfremt aktivet var ejet af den pågældende skatteyder. Afskrivninger med hjemmel i statsskatteloven er lineære og foretages over aktivets forventede levetid. I beregningen er lagt til grund, at anlægsaktiverne kan afskrives lineært fra og med ibrugtagningstidspunktet indtil det forventede nedtagningstidspunkt omkring 2042-2047. Det skal dog understreges, at der vil skulle foretages en konkret vurdering af selskabernes afskrivningsforhold, som kan have betydning for provenuvurderingen. Afskrivningerne samt kompensation for drifts- og afviklingsomkostninger fradrages i selskabernes kulbrinteindkomst.

I beregningerne er det lagt til grund, at selskaberne forventes at være i drift minimum indtil 2042. Risikoen for, at selskaberne lukker deres produktion ned inden da, eller ikke har tilstrækkelig betalingsevne til at dække Energinets omkostninger, udgør en ekstra risiko for Energinet. Denne risiko taler for, at selskaberne betaler en højere kompensation til Energinet i form af en risikopræmie, som dog ikke er inkluderet i beregningerne.

Afskrivninger af anlægsaktiver i henhold til afskrivningsloven

De øvrige anlægsaktiver, som ejes af selskaberne selv, vil skulle afskrives efter gældende regler i afskrivningsloven. Skattemæssigt sondres mellem anlægsaktiver med særlig lang levetid, jf. afskrivningslovens §5C, stk. 1, og anlægsaktiver, der klassificeres som infrastrukturanlæg, jf. afskrivningslovens §5C, stk. 2. De årlige afskrivningssatser (saldometoden) er hhv. 15 og 7 pct.

Ved elektrificering vil der skulle foretages en vurdering af, hvor de enkelte aktiver hører hjemme. I de fleste scenarier forventes selskaberne at eje anlægsaktiver såsom søkabler, der går fra en offshore substation ud til selve olie- og gasplatformene. Det er således lagt til grund, at sådanne anlægsaktiver kan anses som en nødvendig del af selve indvindingen af kulbrinte og dermed afskrives efter §5C, stk. 1 med 15 pct. Det skal dog bemærkes, at der vil skulle foretages en konkret vurdering af de enkelte anlægsaktiver, hvilket kan give anledning til en anden afskrivningssats. Afskrivningen kan ligeledes først påbegyndes på ibrugtagningstidspunktet. Ibrugtagningstidspunktet forekommer først på den forventede elektrificeringsdato og vil variere betydeligt fra det tidspunkt, hvor selskaberne betaler for anlægsaktiverne.

Selskabsøkonomi - metode og forudsætninger

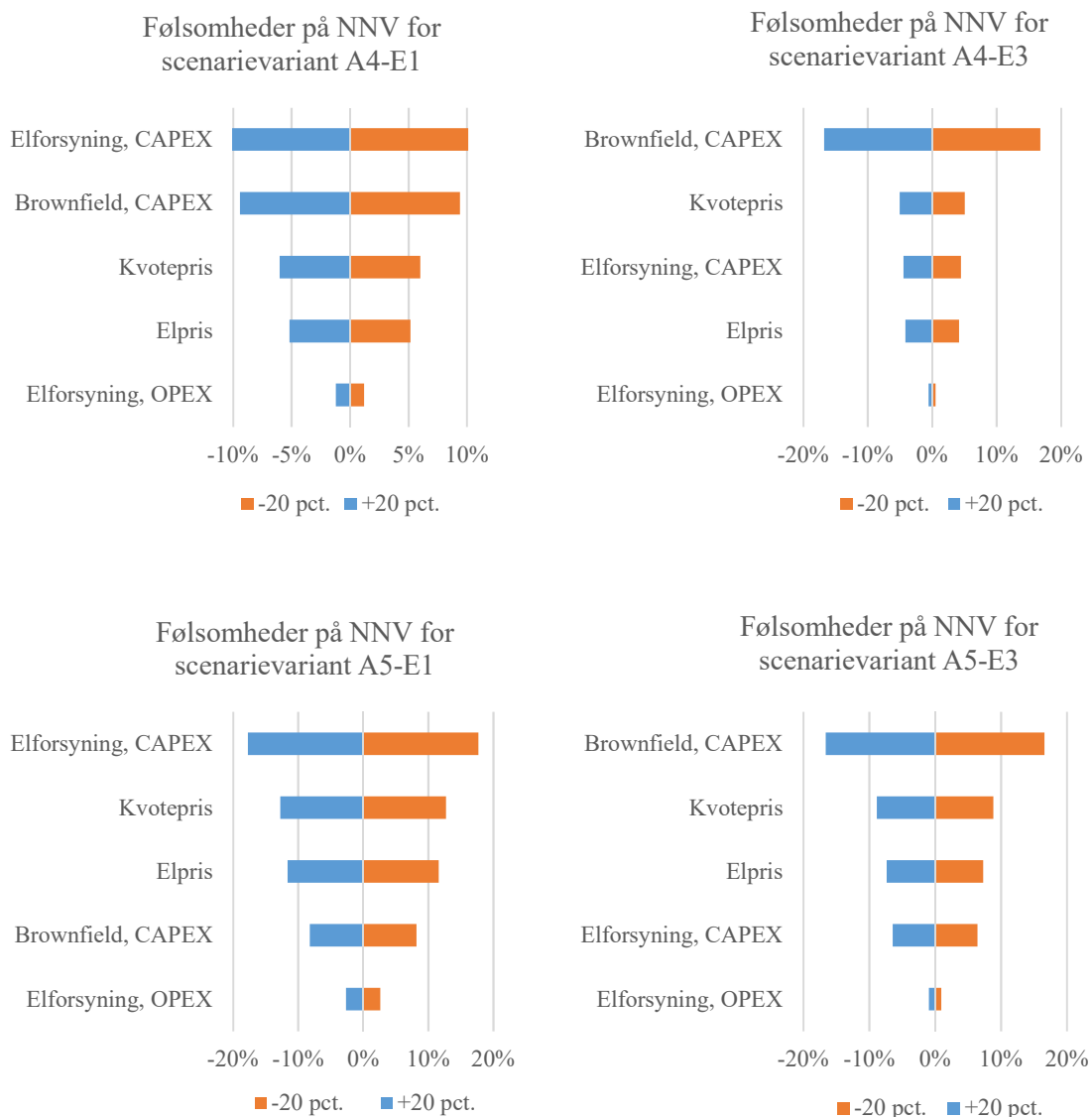
De selskabsøkonomiske beregninger viser rentabiliteten i de forskellige scenarier for virksomhederne, i dette tilfælde for olie- og gasselskaberne.

Der bruges samme omkostningsskøn for CAPEX, OPEX og ABEX og el- og brændselspriser som beskrevet ovenover, men da der alene ses på selskabernes omkostninger, er det ikke aktuelt at benytte nettoafgiftsfaktor eller skatteforvriddningstab. Modsat de samfundsøkonomiske beregninger indgår selskabernes samlede betaling til staten (i form af afgifter og skatter) beregnet vha. Skatteministeriets *model til beregning af skatteindtægter fra Nordsøen*.

Hvor diskonteringsrenten anvendt til de samfundsøkonomiske afspejler samfundets præference for umiddelbare frem for fremtidige effekter og dermed det påkrævede afkast for at afgive nutidig velfærd for at opnå fremtidige goder (se *Dokumentationsnotat - den samfundsøkonomiske diskonteringsrente* (Finansministeriet, 2021), afspejler den anvendte diskonteringsrente i de selskabsøkonomiske beregninger de enkelte aktørers forventede risiko og dermed påkrævede kompensation for projektet. Den selskabsøkonomiske diskonteringsrente er Energistyrelsens skøn, baseret på dennes erfaringer med projekter på energiområdet, der har en lignende risikoprofil og *ikke* udtryk for branchens forventede påkrævede afkast. I indeværende beregninger er brugt en diskonteringsrente (afkastkrav) på 4 pct. for havvindmøller og kabler hertil, mens det er sat til 7 pct. for brownfield for at tage hensyn til selskabernes krav til den interne rente.

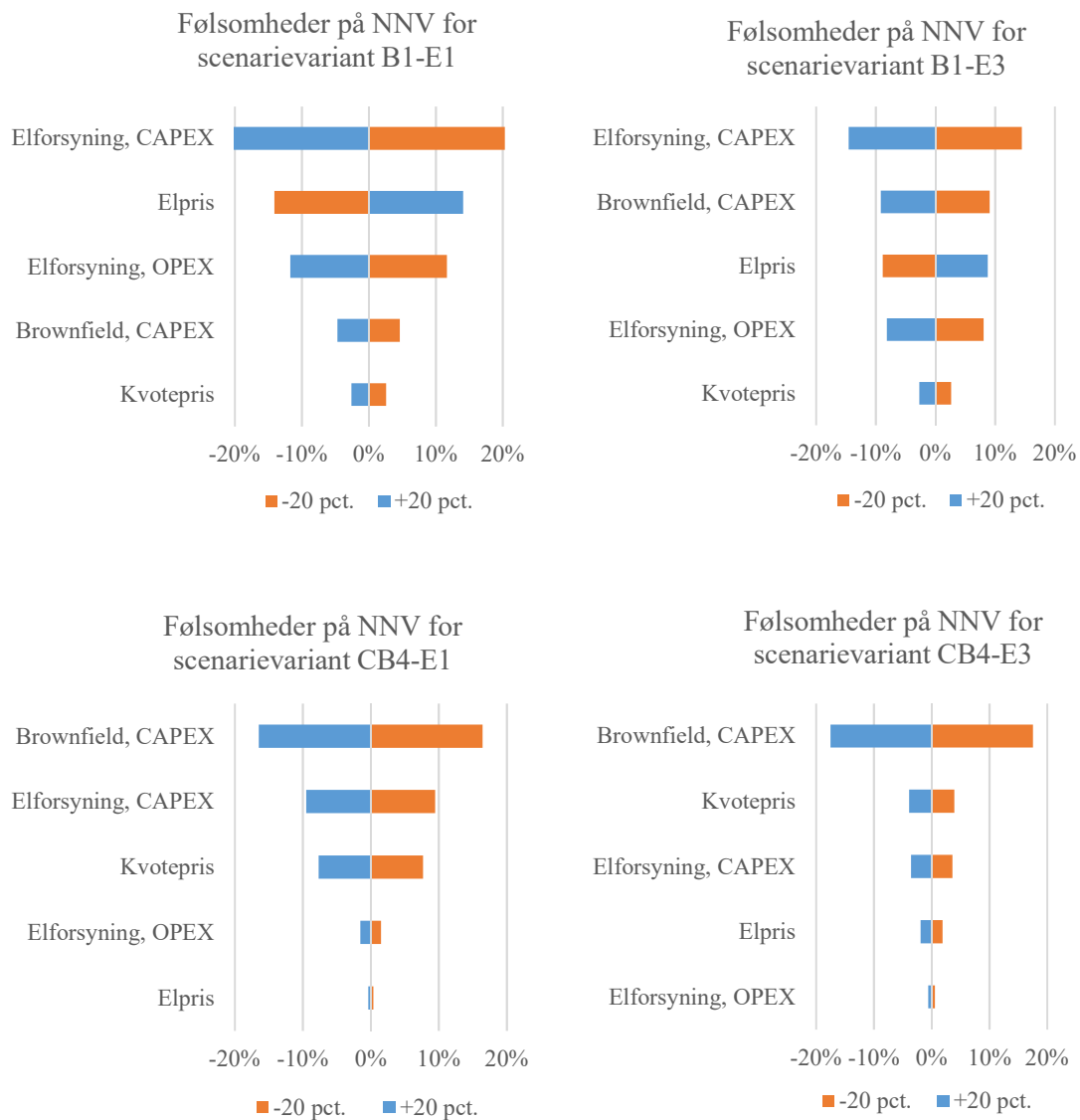
IV. Følsomhedsanalyser samfundsøkonomisk nettonutidsværdi

Følsomhedsanalyser på samfundsøkonomiske nettonutidsværdi for grad 1 og grad 3 scenarievarianter tilhørende A4, A5, B1 og CB4 er vist i Figur 42 og 43. Følsomheder, der resulterer i negative procentværdier, angiver lavere NNV og derved højere CO₂-skyggepris som følge af følsomheden og vice versa for positive procentværdier.



Figur 42: Følsomhedsberegninger for scenarievarianter tilhørende A4 og A5. Negative procentværdier repræsenterer lavere NNV ift. ingen følsomhed og omvendt for positive procentværdier.

Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen



Figur 43: Følsomhedsberegninger for scenarievarianter tilhørende B1 og CB4. Negative procentværdier repræsenterer lavere NNV ift. ingen følsomhed og omvendt for positive procentværdier.